

ЭЛЕКТРО

2'2003

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА • ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ЭЛЕКТРО

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА • ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Концептуальный подход к процессу научно-технического нововведения на современном этапе и в перспективе

Ламонов И.М. 2

Предложения по обоснованию развития объектов единой национальной электрической сети России

Кучеров Ю.Н., Чеможданов В.И., Бобылева Н.В., Уварова Т.А. 7

МИРОВОЙ ОПЫТ

Трансформаторы типа Dryformer с кабельной обмоткой — новая разработка компании ABB

Алексеев Б.А. 13

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Основные концепции комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов

Дегтярев С.А., Долин А.П., Першина Н.Ф., Смекалов В.В. 17

Использование тепловизора для контроля исправности систем охлаждения силовых трансформаторов

Анцинов А.В. 24

Некоторые задачи обследования электрооборудования и технические средства для их решения

Бабич В.И. 28

О работе электродвигателей дутьевых вентиляторов пиковых водогрейных котлов при перерывах электроснабжения

Георгиади В.Х., Воропаев Ю.А., Богуш С.И. 34

ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ

Распределение обобщенных токов и расчет среднегодовых потерь мощности на корону биполярных воздушных линий электропередачи

Тамазов А.И. 39

Определение эквивалентного сопротивления электроэнергетической системы для устройств дистанционной защиты и определения места повреждения

Шевцов М.В. 43

ОБОРУДОВАНИЕ

Комплексное микропроцессорное устройство защиты от аварийных режимов сетей 0,4 кВ

Гинзбург М.Л., Пекелис Б.В., Пекелис В.Г., Ямный О.Е. 46

ПРЕДСТАВЛЯЕМ ФИРМУ

Кабельная продукция немецкого производителя LAPPKABEL для российского рынка

Костикова Н.В. 49

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

ОСНОВАН В 2000 г.

УЧРЕДИТЕЛЬ

ОАО Холдинговая компания
"ЭЛЕКТРОЗАВОД"

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Никитин О.А.

РЕДАКЦИЯ

Быков В.А. — зам. главного редактора
Гинзбург Т.В. — отв. секретарь
Соболевская Е.Г.
Фонарева М.В.

Адрес редакции:

Россия, 107023 Москва,
Электрозаводская ул., 21
журнал ЭЛЕКТРО
Тел.: (095) 152-5655, 777-8201
Факс: (095) 152-5613, 777-8211
E-mail: energy@viniti.ru
tech@elektrozavod.ru
http://elektro.elektrozavod.ru

Подготовлено к печати и отпечатано
на полиграфической базе
ООО "Кэпитал Сайн Трэйд"
Тираж 1500 экз.
Заказ 004

Журнал зарегистрирован
Министерством Российской Федерации
по делам печати, телерадиовещания и
средств массовых коммуникаций
ПИ 77-3052 от 24 марта 2000 г.
Регистрационный номер 004102
© "Электрозавод" 2000 г.

Рукописи не рецензируются и не возвращаются.
Перепечатка материалов из журнала допускается
только с разрешения редакции.

За точность фактов и достоверность информации
ответственность несут авторы.

Мнение редакции не обязательно совпадает с
точкой зрения авторов.

За содержание рекламных материалов редакция
ответственности не несет.

2'2003

ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПЦИИ КОМПЛЕКСНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Дегтярев С.А., Долин А.П., канд. техн. наук,
Першина Н.Ф., НПО «Техносервис-Электро»
Смекалов В.В., канд. техн. наук, ОАО «ФСК ЕС» России

Комплексное диагностическое обследование трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (далее трансформаторов) позволяет дать объективную оценку их состояния, выявить дефекты всех систем и узлов этих электрических машин, а также разработать рекомендации по устранению дефектов, проведению ремонтных работ и дальнейшей эксплуатации трансформаторов.

НПО «Техносервис-Электро» накопило значительный опыт проведения таких работ. В настоящее время обследуется примерно 70-80 трансформаторов в год. Общее число проведенных обследований составляет около 400 единиц. Достоверность результатов подтверждена при вскрытиях (ремонтах) нескольких десятков трансформаторов, а также нормальной, безаварийной эксплуатацией других трансформаторов. Обследовались в основном трансформаторы напряжением 110-500 кВ, а также напряжением 10-35 кВ (собственных нужд блочных электростанций и электроснабжения промышленных предприятий), мощностью 5,6-1000 МВА. Продолжительность работы трансформаторов составляла от 0,5 до 62 лет. Около 75 % трансформаторов имели срок эксплуатации 25 лет и более. Все трансформаторы были изготовлены в России, на Украине, а также в Швеции, Бельгии и Чехии. Обследования проводились на электрических станциях и подстанциях примерно в 35 регионах (субъектах) Российской Федерации, а также в Белоруссии, Латвии и Сербии.

Оценка состояния трансформатора и опасности развития дефектов проводилась на основе российских, международных [1, 2] и других норм, научных исследований российских и зарубежных авторов [3, 4], а также опыта проведения диагностических обследований, накопленного НПО «Техносервис-Электро» [5-8].

Эффективность результатов обследования достигается благодаря использованию широкого спектра измерений и анализов, современных отечественных и зарубежных приборов и оборудования, высокой

культуре и организации работ, квалификации исполнителей. Однако главное — это большой опыт аналитической обработки и анализа полученных данных, накопленный статистический материал о характере проявления различных дефектов, регулярное сопоставление результатов диагностики и обнаруженных при ремонтах дефектов.

Методика проведения комплексного диагностического обследования

Комплексное обследование трансформатора включает в себя следующие основные этапы.

1. Анализ аварийности и характерных дефектов данного типа трансформатора
2. Осмотр трансформатора и сбор технической информации (о режимах работы, нагрузке, уровнях токов к.з. и рабочего напряжения, особенностях эксплуатации, потребителях, климатических условиях, загрязненности атмосферы и др.)
3. Анализ технической документации и результатов эксплуатационных измерений
4. Проведение традиционных электрических измерений на отключенном трансформаторе ($\tan\delta$ и R изоляции обмоток и вводов, сопротивление обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления (напряжения) к.з. и др.)
5. Проведение измерений на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода (измерения частичных и других электрических разрядов, локация разрядов акустическими приборами, тепловизионное обследование всех узлов трансформатора, вибрационное обследование бака и маслонасосов системы охлаждения)
6. Отбор проб масла из бака, вводов (маслонаполненных), контакторов РПН и проведение физико-химических анализов масла в лаборатории
7. Подготовка и выпуск технического отчета, в котором приводятся результаты обследования, анализ полученных результатов, заключение о состоянии трансформатора и рекомендации по дальнейшей эксплуатации и текущему диагностическому контролю, а

при необходимости — объему и методике проведения ремонтных работ.

При анализе полученной диагностической информации приходится учитывать следующее:

- вероятность развития нескольких дефектов (особенно у трансформаторов с длительным сроком службы), проявление которых по некоторым диагностическим показателям может быть похожим (одинаковым);
- вероятность приборной или методической ошибки измерений;
- наличие «скрытых» дефектов, которые не удалось выявить в процессе прямых измерений или проявления которых возможно только в определенных режимах (например, при к.з.);
- возможность самоликвидации дефектов при

сохранении «остаточных» проявлений, которые могут быть зафиксированы, например, при физико-химических анализах масла.

Широкий спектр диагностических методов, приведенных в табл. 1, позволяет преодолеть указанные трудности и дать достаточно объективную информацию о состоянии всех систем (узлов) трансформатора:

- 1) твердой изоляции (увлажнение, загрязнение, деструкция);
- 2) магнитной системы (прессовка, потеря изоляционных элементов от бака и т.п.);
- 3) обмоток (уровень прессовки, деформации);
- 4) трансформаторного масла;
- 5) системы охлаждения, очистки и защиты масла;
- 6) вводов;
- 7) регуляторов напряжения и контактной системы.

Таблица 1

Методы оценки состояния отдельных узлов и систем трансформатора

Методы обследований, испытаний, измерений	Оценка состояния системы						
	1	2	3	4	5	6	7
Оценка наиболее вероятных мест повреждения на основе анализа дефектов трансформаторов аналогичного типа	+	+	+	+	+	+	+
Анализ режимов работы, эксплуатационной и ремонтной документации, измерений и испытаний	+	+	+	+	+	+	+
Осмотр оборудования						+	+
Хроматографический анализ масла	+	+				+	+
Химический анализ масла	+	+				+	+
Определение влажности масла при различных температурных режимах трансформатора				+	+	+	+
Определение фракционного и качественного состава механических примесей в масле	+	+		+	+	+	+
Определение количества антиокислительной присадки в масле					+	+	+
Определение остаточной стабильности масла против окисления					+	+	+
Инфракрасная спектроскопия масла	+	+		+	+	+	
Определение фурановых производных в масле	+						+
Измерение tgδ и удельной электрической проводимости масла при различных температурах	+			+	+	+	+
Анализ силикагеля из термосифонных фильтров	+			+	+		
Измерение изоляционных характеристик обмоток и вводов при различных температурах и напряжениях, в том числе по зонам	+				+	+	
Расчет влажности твердой изоляции по равновесному состоянию «бумага - масло» и по измеренным значениям изоляционных характеристик	+				+	+	
Измерение частичных разрядов*	+	+				+	+
Тепловизионное обследование трансформатора*					+	+	+
Акустическое обследование трансформатора*	+	+	+				+
Вибрационное обследование бака трансформатора*, маслососов и вентиляторов системы охлаждения		+	+		+		
Снятие осциллограммы низковольтных импульсов				+			
Измерение сопротивления короткого замыкания					+		
Измерение тока и потерь холостого хода, в том числе при номинальном напряжении		+					
Измерение объема масла в расширителе при различных температурах						+	
Измерение давления масла во вводах при различных температурах							+
Расчет электрической прочности изоляции вводов							+
Измерение сопротивлений постоянному току обмоток и переходных контактов при разных положениях РПН							+
Снятие круговой диаграммы и осциллографирование работы РПН							+
Измерение фазных токов маслососов и вентиляторов						+	
Комплексный анализ полученных результатов	+	+	+	+	+	+	+

Примечание. Обследования, отмеченные *, проводятся в двух режимах: наибольшей нагрузки и холостого хода

Объем статьи не позволяет подробно остановиться на выполнении отдельных методов обследования и физико-химических анализах масла. Вместе с тем, накопленный опыт проведения, обработки и интерпретации результатов измерений трансформаторов под напряжением (указанными выше нетрадиционными методами), а также анализов масла (например, определение состава механических примесей методом мембранной фильтрации, измерений tgδ и удельной объемной проводимости масла при различных температурах, инфракрасной спектроскопии и др.) заслуживают более подробной информации в специальных статьях.

Примеры результатов обследования

Эффективность комплексного подхода может быть проиллюстрирована на примере обследования трансформатора АТДЦТ- 250000/330/150 (30 лет эксплуатации).

Результаты хроматографического анализа масла из бака этого трансформатора показали, что концентрации этана C₂H₆ (52-67 ppm) незначительно превышают граничное значение 50 ppm [2]. Кроме того, на термограммах в режиме нагрузки зафиксировано увеличение температуры в нижней части бака, которое существенно меньше в режиме холостого хода (рис. 1).

При «вскрытии» трансформатора (во время капитального ремонта) обнаружено замыкание ярмовой балки на корпус. Вместе с тем, другими измерениями (в частности, акустическими, электрическими частичными разрядами, вибрационными и т.д.) дефект не выявлялся.

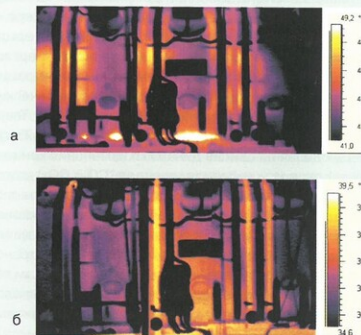


Рис. 1. Результаты тепловизионного обследования трансформатора АТДЦТ- 250000/330/150 в режиме нагрузки (а) и холостого хода (б)

Следует отметить, что за время эксплуатации, особенно в последние (перед обследованием) годы ухудшились изоляционные характеристики обмоток (табл. 2). При вибрационном обследовании маслососов (рис. 2а) были обнаружены также дефекты подшипников маслососов системы охлаждения. Было сделано заключение о зашламлении активной части металлической стружкой, которое привело, прежде всего, к снижению сопротивления изоляции обмоток R₉₀, а также росту тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ). Этим процессам способствовало также естественное старение масла, которое приводило к зашламлению твердой изоляции органическими продуктами его деструкции. Результаты вскрытия полностью подтвердили эти выводы (рис. 2б и 3). В частности, исследование образцов шлама, отобранного в активной части, подтвердило наличие частиц черного металла, а также нафтенатов железа и меди.

Таблица 2

Изоляционные характеристики обмоток трансформатора АТДЦТ- 250000/330/150

Измерения	t _m , °C	Изоляционные характеристики, приведенные к 20 °С, при схеме измерения					
		(ВН+СН)-(НН+К)		НН-(ВН+СН+К)		(ВН+СН+НН)-К	
		tgδ, %	R ₉₀ , МОм	tgδ, %	R ₉₀ , МОм	tgδ, %	R ₉₀ , МОм
Заводские	34	0,13	1060	0,20	710	0,14	550
Заводские	56	0,26	1010	0,26	690	0,30	520
Монтажные	36	0,13	420	0,13	1530	0,13	1530
Монтажные	56	0,18	910	0,22	910	0,19	560
Обследование	45	0,45	290	0,42	190	0,44	180

Примечание: t_m — температура масла.

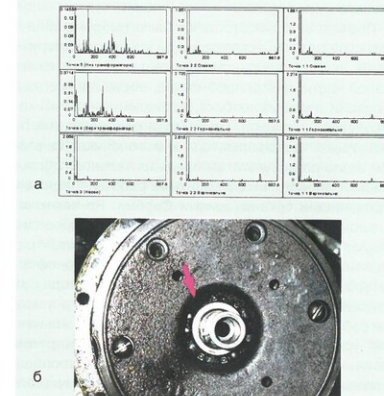


Рис. 2. Спектры виброскоростей в разных плоскостях (а) и дефект подшипника (б) маслососа трансформатора АТДЦТ- 250000/330/150



Рис. 3. Шлам на дне бака трансформатора АТДЦТ- 250000/330/150 (а) и фрагмент образца шлама примерно при 50-кратном увеличении (б)

В некоторых случаях приходится видоизменять программу и объем обследования в зависимости от реального состояния трансформатора и поставленных задач. Так, при обследовании трансформатора 400/400/100 МВА, напряжением 400/220/31,5 кВ производства АСЕС (Бельгия), установленного на ПС «Белград-8» (Сербия), программа учитывала следующее. В результате бомбардировки бак трансформатора в верхней части был пробит осколком (рис. 4). Длительное время трансформатор был разгерметизирован, однако обмотка находилась в масле. Трансформатор имеет горизонтальное расположение обмоток и стержней магнитопровода. Поэтому разборка и детальный осмотр активной части были возможны только в заводских условиях. Однако в Сербии провести вскрытие трансформатора в заводских условиях не представлялось возможным. До бомбардировки и повреждения эксплуатационными измерениями и анализами в активной части трансформатора диагностировался дефект, вызывавший повышенные концентрации углеводородов в масле из бака. Учитывая характер нагрузки энергосистемы, трансформатор должен был быть введен в работу до прохождения зимнего максимума.

Последовательность работ была выбрана следующая. На первом этапе проводился анализ аварийности, эксплуатационной документации, осмотр активной части, отбор проб масла, образцов твердой изоляции и шлама из бака, проведение их физико-химических анализов, разработка рекомендаций по подготовке трансформатора к включению. На втором этапе по результатам предварительного обследования проводились ремонтные работы специализированными организациями Сербии. На заключительном третьем этапе на трансформаторе проводились отборы и анализы масла из бака и вводов, «традиционные» измерения на отключенном трансформаторе, обследования в режиме холостого хода при пониженном и номинальном напряжении, а также при рабочем напряжении в режиме нагрузки. На каждом уровне напряжения проводились измерения частичных разрядов, акустическое, тепловизионное, а также вибрационное обследование. В результате работы дана оценка состояния трансформатора, установлены дефекты, разработаны рекомендации по вводу трансформатора в работу, его дальнейшей эксплуатации и диагностическому контролю.

Информации об аварийности и отказах трансформаторов данного типа крайне мало. Однако на основании данных, полученных специалистами Сербии, сделан вывод об их невысокой надежности. Из четырех трансформаторов, работавших в Югославии, все четыре были сняты с эксплуатации (два в результате аварии и два выведены в ремонт). Были подробно проанализированы возможные причины последней аварии трансформатора этого типа на территории Сербии. Из шести возможных сценариев развития последнего повреждения, которое имело место в августе 2000 г., три связаны с зашламливанием застойных зон продуктами, внесенными из маслонасосов и трубопроводов, один — с нарушением изоляции магнитопровода от вибраций или каких-либо других эксплуатационных воздействий и (что менее вероятно) с деструкцией масла или с увлажнением твердой изоляции и масла.

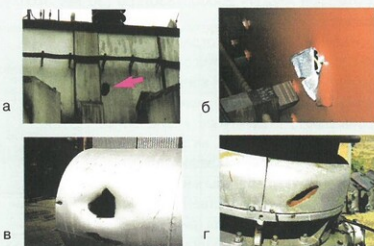


Рис. 4. Повреждения трансформатора 400/400/100 МВА на подстанции «Белград-8» (Сербия) осколками бомбы: а, б — вид с внешней и внутренней сторон бака; в — расширитель; г — нижняя часть ввода 400 кВ

Анализ эксплуатационной документации показал, что обследуемый трансформатор, по крайней мере, с 1975 г. (а возможно и изначально) имел дефект термического характера с невысокой плотностью энергии. Об этом свидетельствуют повышенные концентрации этана (C₂H₆), присутствующие в хроматографических анализах газов, растворенных в масле из бака. Твердая изоляция серьезно дефектом не затронута. Такой вывод сделан на основе динамики изменения концентраций оксида и диоксида углерода (СО и СО₂), которые все годы оставались относительно стабильными, хотя и превышали в ряде случаев нормированные значения. Эти невысокие перегревы вероятнее всего обусловлены конструктивными особенностями трансформаторов данного типа, поскольку практически такие же газы присутствовали в повредившемся аналогичном трансформаторе, работавшем в одинаковых условиях с обследуемым.

В 1990 г. зафиксировано резкое увеличение концентраций в масле всех диагностических углеводородов. Такое увеличение (наиболее вероятно) могло быть связано с кратковременным резким проявлением

термического дефекта при внешних воздействиях на трансформатор, например, при коротком замыкании или перенапряжении. Достаточно частые хроматографические анализы, выполненные в период с июля по октябрь 1990 г., показывают, что развития дефекта не наблюдалось. Концентрации углеводородных газов оставались практически на одном и том же уровне, а водород (H₂) убывал. Состав газов и анализ механических примесей свидетельствуют о том, что в баке трансформатора горела дуга, которая не затрагивала твердую изоляцию, поскольку концентрации оксида и диоксида углерода практически не изменились. Не исключено появление короткозамкнутого контура по другим причинам, например, зашламливание застойных зон проводящими продуктами, принесенными из маслонасосов и трубопроводов, или каскадное развитие другого дефекта, например, «перегорание» шинки заземления. В 1999 г. после бомбардировки трансформатор был выведен из работы.

Осмотр трансформатора (в том числе активной части в верхней зоне бака) показал следующее. Во время бомбардировки в мае 1999 г. трансформатор получил ряд повреждений: пробиты расширитель и бак на уровне расположения отвода фазы В обмотки среднего напряжения (см. рис. 4), из трансформатора вытекло масло до уровня пробины, имеется незначительное повреждение фарфора на вводах фазы В, поврежден металлический кожух в нижней части ввода среднего напряжения фазы В, внутри трансформатора имеется незначительное повреждение изоляционного цилиндра отвода обмотки среднего напряжения фазы В, поврежден осколком бомбы изоляционный барьер, расположенный под пробойной.

Большинство осколков от бомбы упали на горизонтальную «полку», проходящую внутри трансформатора по его периметру. Несколько мелких осколков были обнаружены на межкатушечной изоляции обмотки фазы В. При этом обмотка не была физически повреждена. Следует отметить, что попадание крупных осколков внутрь обмотки было исключено. Однако нельзя было исключить наличие или отсутствие мелких осколков внутри обмотки.

В баке трансформатора обнаружено достаточно много шлама в виде кусков белой краски (рис. 5а). Такой краской выкрашена внутренняя поверхность маслонасосов и маслопроводов системы охлаждения трансформаторов (рис. 5б). При анализе поверхности кусков краски под микроскопом установлено, что они содержат металлические вкрапления. Кроме того, следует отметить, что на кусках краски может адсорбироваться влага.

Результаты инфракрасной спектроскопии показали, что в трансформаторе залито нефтяное, неингибированное масло, которое не подверглось за время эксплуатации глубокому старению. Однако масло сильно увлажнено. Вода в нем присутствует в свободном и эмульгированном состоянии, о чем свидетельствуют результаты определения влагосодержания, пробивного напряжения, температуры вспышки, tgd и характера механических примесей.

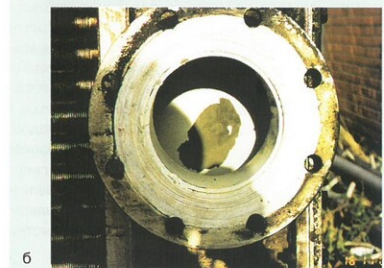


Рис. 5. Шлам в баке (а) и фрагмент внутренней поверхности маслопровода (б) трансформатора 400/400/100 МВА

Твердая изоляция трансформатора изношена мало, что подтверждается достаточно высокими значениями степени полимеризации бумаги (930-1340 ед.) и малой концентрацией фурановых производных в масле. Загрязнения изоляции обмоток продуктами разложения масла не наблюдается. Однако вследствие разгерметизации трансформатора бумага и картон достаточно сильно увлажнены (до 6%).

По программе, разработанной с участием НПО «Техносервис-Электрон», был проведен ремонт трансформатора. В результате ремонта устранены пробойные расширителя и бака, восстановлена пленочная защита трансформатора, проведены ревизия системы охлаждения, сушка изоляции трансформатора и другие работы.

Результаты физико-химических анализов масла, а также «традиционных» измерений (изоляционных характеристик обмоток и вводов, сопротивлений обмоток постоянного тока, потерь холостого хода на пониженном напряжении, сопротивлений короткого замыкания и др.) после ремонта трансформатора были удовлетворительные. Измерения частичных разрядов, акустическое и тепловизионное обследование трансформатора проводились в пяти режимах: холостого хода при напряжениях, равных 25, 50 и 75 % номинального U_{ном} при возбуждении трансформатора с низшей стороны от дизельгенератора, холостого хода

при номинальном напряжении и питании со стороны НН от сети и нагрузки, равной 50 % номинальной при рабочем напряжении.

Измерение уровня частичных и других электрических разрядов в трансформаторе производилось с помощью первичных измерительных преобразователей (измерительных датчиков) и измерительного устройства. Схема измерений для одной фазы (сторона ВН) трансформатора показана на рис. 6. Датчики 1 подключались к измерительным выводам вводов ВН. Эти датчики имеют три выхода: высокочастотный — для регистрации сигналов в частотном диапазоне 2-10 МГц, среднечастотный — для регистрации сигналов частоты 20-100 кГц и низкочастотный — для регистрации фазного напряжения промышленной частоты, использующегося для запуска синхронизации и необходимого для фазовой селекции импульсов. Индуктивные датчики 2 (имеющие полосу пропускания до 50 кГц) устанавливались на шинах заземления нейтрали и бака трансформатора. Заземление датчиков 1 производилось на соединительных втулках вводов. Датчики подключались к четырехканальному высокочастотному осциллографу Tektronix TDS-224 с пиковым детектором на 10 нс через коаксиальные кабели и групповую клеммную сборку. Для хранения результатов измерений использовался переносный компьютер типа Panasonic CF-25.

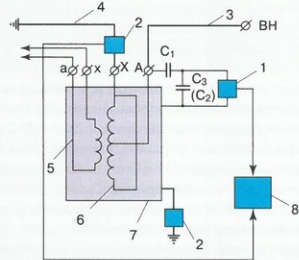


Рис. 6. Структурная схема проведения измерений уровня частичных разрядов

1 — датчики, установленные на измерительных выводах вводов; 2 — индуктивные датчики, установленные на шинах заземления нейтрали и бака; 3 — шина ВН; 4 — шина заземления нейтрали; 5 — обмотка НН, 6 — обмотка ВН; 7 — объект контроля (трансформатор); 8 — измерительное устройство; C₁ — емкость основной изоляции; C₂(C₂) — емкость последних слоев изоляции (конденсатора ПИН); А — линейный вывод обмотки ВН; X — вывод нейтрали; а и х — выводы обмотки НН

Для регистрации импульсов частичных разрядов на три канала осциллографа подавались сигналы от высокочастотного выхода датчиков (то есть с диапазоном 2-10 МГц), на четвертый канал подавалось напряжение промышленной частоты. Для регистрации

искровых и дуговых разрядов использовались выходы средней частоты (с частотным диапазоном 20-100 кГц). В результате на экранах осциллографа и компьютера можно было наблюдать и фиксировать синхронизированные с фазными напряжениями промышленной частоты осциллограммы токов через изоляцию вводов (составляющих токов в соответствующих частотных диапазонах), высокочастотных составляющих токов через шины заземления нейтрали и бака. Таким образом, можно было контролировать импульсы частичных и других электрических разрядов, привязанных по времени к фазным токам и напряжениям, а также определять уровни кажущихся зарядов частичных разрядов.

Перед измерениями производилась градуировка системы на отключенном трансформаторе. Для этого на токоведущие стержни вводов ВН подавался градуировочный импульс, эквивалентный импульсу частичных разрядов с кажущимся зарядом 30 нКл. С помощью измерительного устройства фиксировалась реакция измерительной схемы на приложенный импульс, то есть осциллограммы сигналов на датчиках, установленных на измерительных выводах вводов и шинах заземления нейтрали и бака. По результатам данного эксперимента были рассчитаны градуировочные коэффициенты и коэффициенты передачи.

Результаты измерения в режиме холостого хода при напряжении ниже 0,75 U_{ном} не выявили частичных и других электрических разрядов выше уровня помех. При напряжении 0,75 U_{ном} зафиксированы искровые разряды в магнитной системе трансформатора в зоне фазы С с уровнем кажущегося разряда 4-8 нКл. При подъеме напряжения до номинального (в режиме холостого хода) искровые разряды перешли в неустойчивый дуговой разряд, а при 50 %-ной нагрузке — в устойчивый дуговой разряд (кривые 1 и 2 на рис. 7а) с уровнем до 13 нКл. Так как дефект более отчетливо проявляется в режиме нагрузки, синхронно прохождению напряжения фазы С через нуль (кривая 4 рис. 7а), следовательно, он связан с потоками рассеяния в стержне фазы С или прилегающей ярмовой части магнитопровода.

При акустическом обследовании трансформатора максимальный уровень сигнала зафиксирован в режиме нагрузки также в зоне фазы С в нижней части бака со стороны ВН (на рис. 7б отмеченной красным и желтым цветом). Акустические сигналы (кривая 3 на рис. 7а) синхронны с электрическими. Уровень акустического сигнала убывает по мере перестановки датчика от указанного эпицентра.

Проведение тепловизионного обследования было осложнено тем, что большая часть поверхности бака закрыта навесными охладителями. Кроме того, бак покрашен серебряной краской, на которой имеются многочисленные подтеки масла. Коэффициенты излучения серебряной краски и загрязненной поверхности могут отличаться более чем в 3 раза. Поэтому для повышения достоверности результатов проводилось также измерение температуры на поверхности бака контактным термометром.

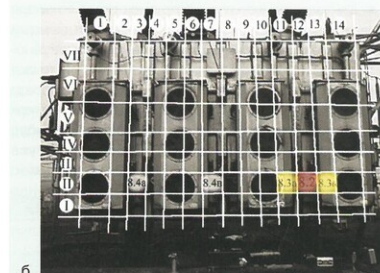
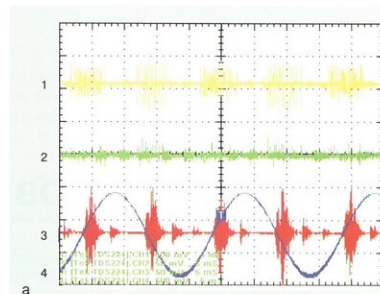


Рис. 7. Осциллограммы электрических и акустических сигналов (а) и зона наибольшей акустической активности на стенке бака (сектор 12-II) (б): кривые 1 (желтая) и 2 (зеленая) — высокочастотный и среднечастотный токи через изоляцию ввода 400 кВ фазы С; 3 (красная) — акустический сигнал в зоне 12-II (рис.7б); 4 (синяя) — напряжение промышленной частоты фазы С

В результате тепловизионного обследования и прямых измерений температуры обнаружен повышенный нагрев в нижней части бака трансформатора в зоне фазы С. Вибрационное обследование трансформатора значительных дефектов в активной части не выявило.

Таким образом, анализ полученных результатов показывает, что в трансформаторе 400/400/100 МВА, напряжением 400/220/31,5 кВ производства АСЕС имеется дефект магнитной системы в области фазы С со стороны вводов 400 кВ. Дефект вызван образованием короткозамкнутого контура для токов, связанных с потоками рассеяния, и сопровождается искровыми и дуговыми разрядами достаточно большой интенсивности. Весьма вероятно, что развитие дефекта в значительной мере спровоцировано появлением в активной части значительного объема шлама в виде кусков краски, внесенной из системы охлаждения трансформатора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Многолетний опыт проведения комплексных диагностических обследований доказал их техническую необходимость и экономическую эффективность.

Результаты комплексных диагностических обследований около 350 трансформаторов, проработавших 20 и более лет, показывают (рис. 8), что 30 % из них могут эксплуатироваться без каких-либо ограничений и всего лишь 2 % должны быть заменены. Примерно 15 % трансформаторов требуют оперативного проведения капитальных ремонтов, а другие трансформаторы — либо относительно небольших и недорогостоящих восстановительных ремонтов, например, ревизии РПН и маслонасосов системы охлаждения, замены вводов и т.п., либо учащенного диагностического контроля (соответственно 23 и 30 %).



Рис. 8. Диаграмма состояния трансформаторов со сроком службы 20 и более лет

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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 трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00. — М.: ОАО «НИИЭ», 2001.
3. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. — М.: Энергоиздат, 1992.
4. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. — М.: ЭНАС. 2002.
5. Долин А.П., Першина Н.Ф., Сmealов В.В. Опыт проведения комплексных обследований силовых трансформаторов. — Электрические станции, 2000, № 6.
6. Smealov V.V., Dolin A.P., Pershina N.F. Technology and evaluation procedures of integrated diagnostic survey of large power transformers. CIGRE. SC 33 Conference. S4-14. Prague. 2000.
7. Долин А.П., Крайнов В.К., Сmealов В.В., Шамко В.Н. Повреждаемость, оценка состояния и ремонт силовых трансформаторов. — Энергетик, 2001, № 7.
8. Smealov V.V., Dolin A.P., Pershina N.F. Condition assessment and life extension of power transformers. CIGRE Session 2002. S 12-102.

ЭЛЕКТРО