

Оценка состояния и продление срока службы силовых трансформаторов.

В.В.Смекалов* к.т.н.– РАО «ЕЭС России»,
А.П.Долин к.т.н., Н.Ф.Першина – НПО «Техносервис-Электро»

Россия

SC12

PS1

В настоящее время на энергопредприятиях России работают около 20000 единиц силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (далее трансформаторов) классов напряжения 110 кВ и выше. Из них более

40% эксплуатируются 25 лет и больше. Ежегодная повреждаемость трансформаторов за последнее несколько лет для различных классов напряжения и различной мощности приведена в табл. 1.

Таблица 1

Вид оборудования	Напряжение кВ	Повреждаемость на 100 единиц.		
		1987 г.	1992 г.	1995 г.
Трансформаторы мощностью 10-80 МВА	110-150	1.27	0.88	0.77
	220	3.90	1.74	1.08
Трансформаторы мощностью более 80 МВА	110-150	5.50	4.15	3.11
	220	2.66	2.63	2.47
	400-500	2.53	4.31	7.8
	750	2.28	3.46	-
Шунтирующие реакторы	500	3.86	5.39	-
	750	2.13	6.47	-

Данные, приведенные в табл. 1, следует рассматривать как ориентировочные, показывающие некий средний уровень повреждаемости трансформаторов в России. В 90-х годах в связи с ослаблением административных связей в процессе реструктуризации энергетики, качество информации об отказах трансформаторов, поступающее в центральные структуры РАО «ЕЭС России» от энергосистем, резко ухудшилось и начинает улучшаться только в настоящее время [1]. Снижение повреждаемости силовых трансформаторов малой мощности за последние несколько лет

обусловлено не повышением надежности, а всего лишь введением в 1993 году нового порядком учета отказов и аварий трансформаторов.

В данной таблице более достоверная информация относится к мощным силовым трансформаторам и шунтирующим реакторам. Большинство таких трансформаторов находится на балансе РАО «ЕЭС России». Информация об их повреждениях находится под контролем руководства и поэтому практически не искажается в отчетности.

Следует отметить некоторый рост повреждаемости мощных трансформаторов класса напряжения 400-500 кВ. и шунтирующих реакторов 500-750 кВ. В последние годы достаточно часто повреждаются относительно «молодые» шунтирующие реакторы (5-10 лет эксплуатации). В [2] так же отмечается рост повреждаемости трансформаторов, эксплуатирующихся в центральных регионах России, без детализации по классам напряжения и мощностям. Согласно данным [1] трансформаторы 750 кВ последние 3 года в России не повреждались.

Несомненный интерес для целей организации диагностики трансформаторов представляет анализ причин отказов трансформаторов, распределение отказов по узлам и определение виновников повреждений.

Такие данные, полученные в середине 90-х годов авторами, на основе анализа актов отказов силовых трансформаторов 110 кВ и выше мощностью 63 МВА и более, а так же данные [1] и [2] приведены в табл.2.

Не смотря на различные подходы к анализу аварийности, на различные времена выборок и разный парк трансформаторов, основные выводы по всем трем источникам могут быть сделаны одни и те же: наиболее повреждаемыми узлами трансформаторов являются вводы, обмотки и регуляторы напряжения. Практически отсутствует повреждения трансформаторов по причине дефектов магнитопровода. В последние годы практически нет повреждений, связанных с потерей динамической устойчивости обмоток. По данным [2] достаточно высокий процент повреждений (около 25%) связан с неправильными действиями персонала. Прежде всего, это неудовлетворительная эксплуатация трансформатора и некачественный ремонт. Проведение ремонтных работ на «старых» трансформаторах стандартными методами без надлежащей диагностики и уточнения технологии восстановления характеристик, зачастую оказывается не просто

бесполезной тратой денег, но даже вредной процедурой, приводящей к снижению надежности трансформатора.

Таблица 2

Узлы и виновники повреждений	Данные авторов	По [1]	По [2]
Главная изоляция обмоток и отводов	12	16	38
Витковые и межкатушечные замыкания	28		
Повреждения обмоток от динамических воздействий	11	-	-
Термические повреждения обмоток от токов КЗ	1	-	-
Вводы	27	22	15
РПН и ПБВ	9	13.5	19
Контакты	1	-	-
Магнитопровод и магнитные шунты	5	0.5	-
Течи масла	1	11	-
Упуск масла	-	23	-
Система охлаждения	-	5	-
Повреждения по вине эксплуатации	-	-	9.5
Повреждения по вине ремонтного персонала	-	-	14.2
Заводской брак	-	-	4.3
Вандализм	-	9	-
Не выяснено	5	-	-

Замена всех трансформаторов с длительным сроком службы, учитывая реальные экономическую ситуацию, оказывается невозможной. С другой стороны, фактический ресурс многих трансформаторов не исчерпан. Более того, его удастся продлить, сохраняя требуемую эксплуатационную надежность.

Одной из важных составляющих повышения эксплуатационной надежности трансформаторов является объективная оценка состояния и реальный переход от ремонтов по «наработке ресурса» на ремонты «по состоянию». В России концепция перехода на ремонты

трансформаторов «по состоянию» нашла отражение в отраслевых нормативных документах [3, 4].

Общепризнано, что такой переход может быть реализован только при наличии возможностей достоверного определения технического состояния оборудования, в том числе в процессе его комплексного обследования, которое должно решать несколько задач, таких как:

1. Выявление наиболее вероятных мест повреждения трансформатора на основе анализа дефектов, встречавшихся на трансформаторах аналогичного вида;

2. Оценка состояния твердой изоляции (увлажнение, загрязнение, деструкция);

3. Оценка состояния магнитной системы (прессовка, потери, изоляция элементов от бака и т.п.);

4. Оценка механического состояния обмоток (прессовка, деформации);

5. Оценка качества трансформаторного масла;

6. Оценка системы охлаждения, очистки и защиты масла;

7. Оценка состояния вводов;

8. Оценка состояния регуляторов напряжения и контактной системы.

Типовая программа обследования, приведенная в табл.3, включает достаточно широкий набор методов как традиционной так и не традиционной диагностики.

Таблица 3

Методы обследований, испытаний, измерений	Номер решаемой задачи							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Анализ аварийности, режимов, эксплуатационной и ремонтной документации, измерений и испытаний	+	+	+	+	+	+	+	+
2. Осмотр оборудования	+					+	+	+
3. Хроматографический анализ масла	+	+	+			+	+	+
4. Химический анализ масла	+	+	+		+	+	+	+
5. Определение влажности масла при различных температурных режимах трансформатора	+	+			+	+	+	+
6. Определение наличия и фракционного состава механических примесей в масле	+	+	+		+	+	+	+
7. Определение наличия и количества антиокислительной присадки в масле	+				+	+	+	
8. Определение остаточной стабильности масла против окисления	+				+	+	+	
9. Инфракрасная спектроскопия масла	+	+	+		+	+	+	
10. Определение фурановых производных в масле	+	+					+	
11. Измерение tgδ и проводимости масла при различных температурах	+	+			+	+	+	+
12. Анализ силикагеля из термосифонных фильтров	+	+			+	+		
13. Измерение изоляционных характеристик обмоток и вводов при различных температурах и напряжениях, в том числе по зонам	+	+				+	+	
14. Расчет влажности твердой изоляции по равновесному состоянию «бумага – масло» и по измеренным значениям изоляционных характеристик	+	+				+	+	
15. Измерение частичных разрядов*	+	+	+				+	+
16. Тепловизионное обследование трансформатора*	+		+			+	+	+
17. Акустическое обследование трансформатора*	+	+	+	+				+
18. Вибрационное обследование бака трансформатора*, маслонасосов и вентиляторов системы охлаждения	+		+	+		+		
19. Снятие осциллограммы низковольтных импульсов	+			+				

20. Измерение сопротивления короткого замыкания	+			+				
21. Измерение тока и потерь холостого хода, в том числе при номинальном напряжении	+		+					
22. Измерение объема масла в расширителе при различных температурах	+					+		
23. Измерение давления масла во вводах при различных температурах	+						+	
24. Расчет электрической прочности изоляции вводов	+						+	
25. Измерение сопротивлений постоянному току обмоток и переходных контактов на разных положениях РПН	+							+
26. Снятие круговой диаграммы РПН	+							+
27. Осциллографирование работы РПН	+							+
28. Измерение фазных токов маслонасосов и вентиляторов	+					+		
29. Комплексный анализ полученных результатов	+	+	+	+	+	+	+	+
Примечание: испытания помеченные * проводятся в двух режимах – холостого хода и максимально возможной нагрузки.								

В распоряжении авторов имеются результаты обследований более двухсот трансформаторов мощностью от 6,3 до 1000 МВА, изготовленных в России, на Украине, в Швеции и Бельгии и установленных в разных климатических зонах России, Белоруссии, Югославии. Почти 70% из обследованных трансформаторов имели наработку более 25 лет. Около половины из них относятся к крупным (более 100 МВА). Обобщенные результаты комплексных диагностических обследований показаны на рис.1.

Как видно из диаграммы 30% трансформаторов, из числа обследованных, могут продолжать эксплуатироваться без каких либо ограничений. И всего лишь 2% должны быть заменены. Остальные трансформаторы требуют либо капитального ремонта (15%), либо относительно небольших и не дорогостоящих восстановительных ремонтов (23%), либо просто учащенного контроля (30%).

Следует отметить некоторые общие выводы по результатам обследований.

1. Трансформаторы, отработавшие длительный срок службы, как правило, бывают серьезно увлажнены. Причины увлажнения кроются в появлении несанкционированных подсосов воздуха минуя систему осушки. Коррозия металла приво-

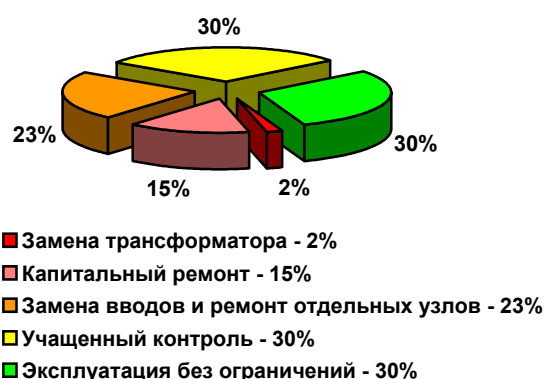


Рис. 1 Результаты обследований

дит к образованию сквозных отверстий, чаще всего в выхлопной трубе (рис.2 а).

Резиновые уплотнения так же оказываются дефектными, что приводит к подсосам воздуха и появлению течей масла (рис.2 б)



а)



б)

Рис. 2 Дефекты выхлопной трубы (а) и резиновых уплотнений (б)

2. Достаточно часто у старых трансформаторов имеет место зашламление изоляции (рис.3) продуктами старения масла, деструкции твердой изоляции, металлической пылью от неисправных маслонасосов и мелкими фракциями силикагеля из термосифонных фильтров.



а)

б)

Рис.3 Шлам в трансформаторе
(а – на активной части, б – на обмотках)

Старые трансформаторы со свободным дыханием, установленные вблизи химических, металлургических и цементных предприятий, практически всегда оказываются зашламленными продуктами выбросов указанных предприятий.

3. Большинство вводов, отработавших более 25 лет, требуют замены или ремонта со вскрытием. Вводы не герметичные, нередко бывают увлажнены. Изоляционные характеристики таких вводов ухудшаются постепенно, что облегчает их диагностику. На старых вводах как герметичных так и не герметичных достаточно часто наблюдается деструкция резины.

В герметичных вводах происходит старение масла в отсутствие воздуха, что обуславливает образование коллоидных структур и выпадение осадков на фарфор и поверхность изоляции. При изменении режима работы трансформатора может инициироваться процесс адсорбирования влаги осадком с появлением проводящих участков и возможным перекрытием изоляции. Процесс образования осадка носит спонтанный характер и достаточно трудно прогнозируется. Наличие таких дефектов диагностируется только по косвенным признакам (увеличение t_{gb} масла, появление газов в масле, уменьшение t_{gb} основной изоляции ввода), что затрудняет их своевременное обнаружение.

4. В магнитной системе часто появляются короткозамкнутые контура, приводящие к нагревам, повышенному газовыделению, образованию углерода при горении дуги. Вынос углерода из зоны горения дуги может приводить к выпадению полупроводящего осадка на изоляцию, как обмоток так и вводов (рис.4) и возникновению условий для ее перекрытия.

4. Потери холостого хода старых трансформаторов, как правило, возрастают за счет распрессовки магнитопровода и нарушения изоляции между листами стали.



а)



б)

Рис.4 Образование углеродистого осадка на поверхности ввода
(а - место горения дуги в зоне транспортного болта; б - науглероженная поверхность фарфора ввода, расположенного над местом горения дуги).

5. Старые регуляторы напряжения, системы охлаждения и защиты масла обычно требуют ревизии.

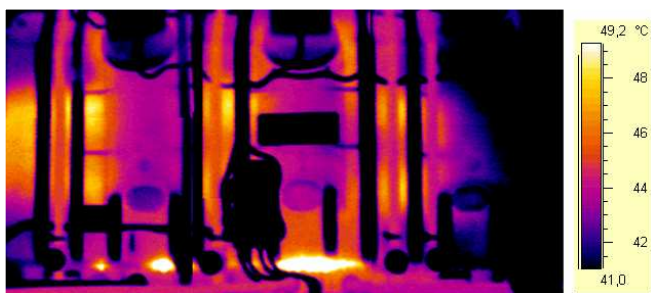
6. Бумажная изоляция трансформаторов, отработавших 25-30 лет, как правило, еще имеет запас по механической прочности и степени полимеризации и может быть частично восстановлена. Браковок таких трансформаторов по причине естественного старения бумажной изоляции практически нет.

В табл.3 указано, что ряд обследований проводится в двух режимах: холостого хода и максимальной нагрузки. Дефекты, связанные с образованием короткозамкнутых контуров для основного магнитного потока и для потоков рассеяния наиболее четко диагностируются именно путем

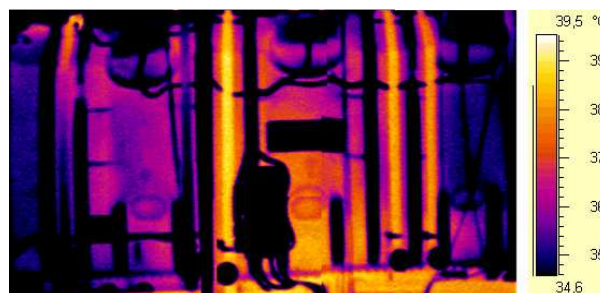
сравнения результатов, полученных в разных режимах работы трансформатора. Эффективность такого сравнения может быть проиллюстрирована на примере тепловизионного обследования трансформатора АТДЦТ- 250000/330/150 (рис. 5). На термограммах в режиме нагрузки зафиксировано увеличение температуры в нижней части бака, которое существенно меньше в режиме холостого хода. При вскрытии обнаружено замыкание

полубандажа на ярмовую балку. Храмотография в данном трансформаторе показывала только незначительное (52-67 ppm) превышение концентрации этана (C_2H_6) над нормируемым уровнем (50 ppm). Другими показателями, такими как акустика, ЧР, вибрации и т.д. дефект не выявлялся.

В других случаях наоборот: работающими оказывались другие методы, такие как акустика, вибрации и ЧР.



а) режим нагрузки

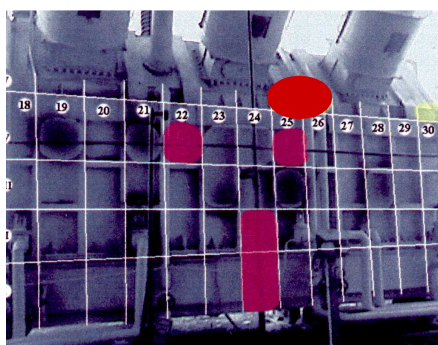


б) холостой ход

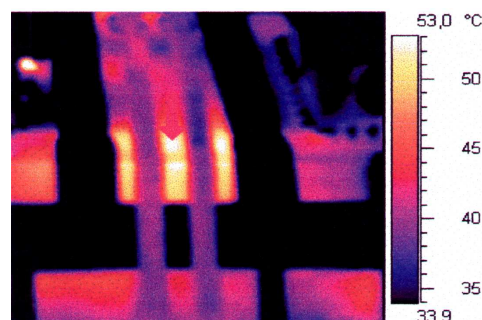
Рис. 5 Результаты тепловизионного обследования автотрансформатора АТДЦТ- 250000/330/150

Примером хорошего совпадения результатов, полученных различными методами, может служить обследование блочного трансформатора ТДЦ-360000/220. В трансформаторе было зафиксировано повышенные концентрации газов, по которым прогнозировался высокотемпературный

перегрев, затрагивающий твердую изоляцию. При измерении частичных разрядов выявлены импульсы, которые идентифицировались как разряды в магнитной системе. Акустическое обследование показывало наличие зон повышенной акустической активности (рис.6 а).



а) зоны повышенной акустической активности



б) зоны аномально повышенного нагрева

Рис.6 Результаты обследования блочного трансформатора ТДЦ-360000/220

Тепловизионное обследование выявило наличие зон перегрева (рис.6 б). Диагноз:

потеря изоляции стяжных шпилек полностью подтвердился. При вскрытии

трансформатора были обнаружены 5 стержневых шпилек, имеющих нулевую изоляцию относительно магнитопровода.

Перед обсуждением ремонтных вопросов необходимо пояснить позицию авторов относительно тезиса о вредности использования традиционных технологий для ремонта старых трансформаторов:

- Во первых, воздействие высоких температур и глубокого вакуума приводит к частичной потере бумагой степени полимеризации. При этом снижается механическая прочность бумаги и уменьшается и без того невысокий остаточный ресурс;

- Во-вторых, сушка старой изоляции до уровней влагосодержания менее 0.5%, (что регламентировано требованиями нормативных документов для новых трансформаторов), приводит к охрупчиванию бумаги. При динамических воздействиях в процессе дальнейшей эксплуатации трансформатора хрупкость бумаги может обернуться ее осыпанием с последующим пробоем или перекрытием;

- В-третьих, прессовка обмоток, содержащих старую бумагу, частично уже потерявшую механическую прочность, до заводских уровней так же может привести к ее повреждению с последующими пробоями или перекрытиями;

- В-четвертых, сушка старой изоляции без смыва загрязнений (что не предусмотрено, нормативными документами) приводит к ухудшению изоляционных характеристик, вследствие «запекания» загрязнений на поверхности изоляции. Нередко с такими трансформаторами после проведения ремонта случаются аварии;

- В-пятых, при загрязнении трансформатора углеродом, образующимся от горения дуги в короткозамкнутом контуре, использование замкнутой схемы обмыва с фильтрами даже 3-5 микрон не позволяет удалить мелкодисперсный углерод, который разносится от места образования по всему баку, загрязняя изоляцию. При этом, имеет место

ухудшение изоляционных характеристик и увеличивается вероятность аварии.

По мнению авторов, процедура ремонта должна быть индивидуальна для каждого трансформатора и включать в себя несколько этапов:

1. Ремонту трансформатора должно предшествовать комплексное диагностическое обследование. На основании результатов обследования разрабатывается технически обоснованный объем и технология проведения ремонта. В частности, замена оборудования (например, вводов, запорной арматуры и т.д.), реконструкция отдельных узлов, сушка, регенерация или замена трансформаторного масла, метод сушки и восстановления изоляционных характеристик обмоток. Оценивается объем необходимой поставки комплектующих и расходных материалов (кранов, защитной оболочки, предохранительных и отсечных клапанов, силикагеля, «ионола» и т.п.), составляется план производства работ и другие необходимые документы.

2. Накануне ремонта на предприятии разворачивается мобильная физико-химическая лаборатория, а в случае необходимости электротехническая лаборатория. На ремонтную площадку завозится и устанавливается технологическое оборудование для такелажных работ, сушки и регенерации и дегазации масла, маслоподогреватели, установки для сушки и подготовки сорбентов, приспособления для проведения обмыва активной части трансформатора.

3. Такелажные работы, вскрытие трансформатора и проведение ремонта по типовой номенклатуре, но с измененными технологическими параметрами, о чем говорилось ранее. В том числе, прессовка обмоток и магнитопровода до уровней 50-60% от заводских, ревизия системы охлаждения и системы регулирования напряжения, подготовка адсорберов и термосифонных фильтров, устранение течей, замена поврежденной изоляции отводов и магнитной системы, замена резиновых уплотнений и т.п.

4. Реконструкция отдельных узлов трансформатора. В частности замена выхлопной трубы на разгрузочный клапан, оснащение трансформатора пленочной защитой масла, особенно в зонах выбросов химических и металлургических комбинатов, замена вводов на вводы новых типов и т.п.

5. Подготовка масел и сорбентов. Эта работа занимает значительный объем времени.

Обработки требуют не только эксплуатировавшиеся масла, но также находившиеся в маслохранилищах свежие масла. Как правило, это сушка, чистка, дегазация, а в ряде случаев регенерация на силикагеле.

Если масло проработало длительный срок, его регенерация может оказаться экономически неоправданна, или технически затруднительна. Вместе с тем, как показывает опыт, масло марки ТК из высококачественных бакинских нефтей (например, доссорской нефти) даже при продолжительной эксплуатации более 40-50 лет сохраняет свои высокие диэлектрические свойства. После обработки, диэлектрические параметры масла не уступают лучшим показателям новых масел.

При ремонте обязательно контролируется влагосодержание силикагеля, подготовленного для термосифонных и воздухоосушительных фильтров. Обычно его приходится подсушивать. К сожалению подготовленный к работе эксплуатационными предприятиями силикагель зачастую не отвечает по влагосодержанию требованиям [4].

6. Обмыв и сушка изоляции является важнейшим компонентом ремонта трансформаторов со значительным сроком службы, а также имеющих увлажнение и зашламление. Здесь используются как традиционные, так и новые решения.

Особенность процесса промывки и сушки в следующем: исходя из состояния бумажной изоляции, ее влажности и зашламленности устанавливается продолжительность экспозиций периодического

прогрева (обмыва) и вакуумирования. Уровень вакуума в трансформаторе устанавливается исходя из состояния твердой изоляции и конструктивных особенностей бака. Температура нагрева выбирается оптимальной для получения высокого конечного результата (как правило, не более 80⁰С).

На определенном этапе обмыва обычное трансформаторное масло заменяется раствором трансформаторного масла, содержащим моющую присадку Midel 7131. Оптимальное содержание присадки в масле, установленное в результате лабораторных и натурных исследований, позволяет с одной стороны достигнуть заметного повышения механической прочности, а с другой стороны обеспечить активный смыв шламов и хорошую сушку изоляции.

Следует отметить, что нарушение технологического режима и процентного содержания присадки значительно снижает эффективность упрочнения и сушки бумажной изоляции. Работа проводится при постоянном контроле влагосодержания, класса промышленной чистоты, изоляционных и других характеристик промывочного масла, а также (при возможности) сопротивления изоляции обмотки R₁₅ и R₆₀.

Присадка Midel 7131 является электроизоляционной жидкостью, получаемой на основе безгалогенных сложных эфиров пентаэритритовой кислоты. По классификации МЭК тип T1, по DIN VDE 0375 она совместима с окружающей средой и имеют класс опасности для воды O (UBA № 52330, проспект 770, Федеральное ведомство по вопросам здравоохранения, Берлин). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.007-76 "ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности" электроизоляционная жидкость Midel 7131 относится к IV классу опасности (вещества слабо опасные).

Жидкость Midel 7131 обладает влагопоглощающей способностью в 200 раз выше, чем масло. Кроме того, она имеет

значительно более высокую растворяющую способность.

Проведенные ремонты показали значительную эффективность новой технологии обмыва. Например, у трансформатора типа ТДГ-40500/110, проработавшего 44 года, имевшего значительное увлажнение и загрязнение

твердой изоляции (в том числе окислами и нафтенами железа), удалось повысить сопротивление изоляции обмоток R_{60} в 2.5 - 7 раза, а $tg\delta$ снизить в 1.5 - 2 раза (табл. 4). Более чем в 2 раза было снижено и влагосодержание контрольных образцов твердой изоляции.

Таблица 4

Измерения	$t_{изм}$, °C	Изоляционные характеристики при схеме измерения				Класс механической прочности по требованиям [5]	Влагосодержание, %
		ВН-НН+К		НН-ВН+К			
		$tg\delta$, %	R_{60} , МОм	$tg\delta$, %	R_{60} , МОм		
до ремонта	20	5,57	600	4,7	1000	3-4	3,5-4,2
после ремонта	27	1,46	3000	1,06	2000	2-3	1,7-1,9

Особо следует отметить, что разработанная и внедренная технология обмыва и сушки твердой изоляции позволяет не только значительно улучшить изоляционные характеристики, но и в ряде случаев повысить механическую прочность твердой изоляции с длительным сроком службы.

Исследования образцов изоляции до и после проведения обмыва по новой технологии методами инфракрасной спектроскопии и рентгеноструктурного анализа доказали усиление внутренних и

внешних водородных связей в макромолекулах целлюлозы и совершенствование кристаллической решетки. В некоторых случаях происходило значительное (более 20%) увеличение кристалличности целлюлозы образцов твердой изоляции после ремонта.

В табл. 5 в качестве примера приводятся данные о механической прочности и степени полимеризации образцов изоляции трансформатора ТДГ-40500/110, проработавшего более 45 лет.

Таблица 5

№ п/п	Место отбора образца	Толщина, мм	Механическая прочность, класс		Степень полимеризации, ед	
			до ремонта	после ремонта	до ремонта	после ремонта
1	Барьерная изоляция между фазами В и С, вверху со стороны ВН	2	3-4	3	273	327
2	Барьерная изоляция между фазами В и С, внизу со стороны ВН	2	3	3	403	474
3	Барьерная изоляция между фазами А и В, вверху со стороны НН	2	3-4	3	240	322
4	Дополнительная изоляция отвода НН фазы А в месте верхнего букового крепления	0.5	4	3	208	377
5	Дополнительная изоляция отводов НН фаз В и С в месте верхнего букового крепления	0.5	4	3	238,5	309

6	Дополнительная изоляция отвода ВН фазы А в месте верхнего букового крепления	0.5	3	2-3	341	355
---	--	-----	---	-----	-----	-----

Безусловно, полного обновления изоляции реализованная технология не дает. Тем не менее, она в ряде случаев примерно на 15 – 20% повышает прочность изоляции, имеющей значительную деструкцию, и весьма эффективно улучшает изоляционные показатели.

Таким образом, полученные результаты подтверждают возможность продления ресурса бумажной изоляции и, следовательно, во многих случаях срока службы трансформаторов.

В заключение следует сказать, что стоимость комплексного обследования составляет менее 1% стоимости трансформатора, а стоимость наиболее сложного ремонта не более 10%.

Выводы

1. Учитывая объективную необходимость эксплуатации трансформаторов с длительным сроком службы для повышения надежности их работы целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, которые позволяют получить объективную информацию о состоянии трансформатора.

3. Как показывает опыт обследований более чем 200 трансформаторов приблизительно 30% трансформаторов, из числа обследованных, могут продолжать эксплуатироваться без каких либо ограничений. И всего лишь 2% должны быть заменены. Остальные трансформаторы требуют либо капитального ремонта (15%), либо относительно небольших и не дорогостоящих восстановительных ремонтов (23%), либо просто учащенного контроля по тем или иным параметрам (30%).

4. Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки, позволяет значительно улучшить изоляционные характеристики обмоток, а при значительной деструкции бумажной изоляции в результате улучшения кристаллической структуры целлюлозы повысить и механическую прочность.

Оптимальный выбор режимов ремонта (концентрация присадок, уровень вакуума, интервалы обмыва, вакуумировки и нагрева) позволяет восстанавливать трансформаторы даже с 35-45 летним сроком службы. А возраст трансформатора более 50 лет следует признать предельным, при котором дальнейшая эксплуатация становится неоправданно опасной.

Литература:

1. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю., Неклепаев Б.Н., Антипов К.М., Сурба А.С., Чичинский М.И. «О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в эксплуатации», Электрические станции, № 9, 2001 г.
2. Долин А.П., Крайнов В.К., Смекалов В.В., Шамко В.Н. «Повреждаемость, оценка состояния и ремонт силовых трансформаторов», Энергетик, № 6, 2001 г.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501-95. 15-е издание, переработанное и дополненное. Москва, СПО ОРГРЭС, 1996.
4. Объем и нормы испытания электрооборудования, Москва, ЭНАС, 1998 г.
5. Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110 – 1150 кВ, мощностью 80 МВА и более. Капитальный ремонт. РДИ 34-38-058-91. М.: СПО ОРГРЭС, 1993.