

ОПЫТ РАБОТЫ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Бережной В.Н., Лоханин А.К., Погостин В.М., Соколов В.В., Сорока М.В.
ГУП ВЭИ (г. Москва, Россия)
ОАО НИЦ «ЗТЗ-Сервис» (г. Запорожье, Украина)

Проблема продления срока службы трансформаторов на основе оценки их состояния является в настоящее время одной из ключевых в электроэнергетике.

Эта проблема особенно важна для атомных электростанций в СНГ (и, в частности, в России), поскольку основные мощности АЭС были введены в эксплуатацию в 1970-х - первой половине 1980-х годов. Назначенный срок службы АЭС (30 лет), после истечения которого должно быть исследовано состояние ее оборудования и принято решение о возможности продолжении эксплуатации, для многих блоков АЭС уже закончился или закончится в ближайшие годы. Это решение в значительной степени зависит от технического состояния электрооборудования, в том числе трансформаторов. Необходимо также учитывать, что основную часть трансформаторов составляют генераторные (блочные) трансформаторы, для которых нарастание повреждаемости, связанной со старением может ожидать раньше, чем для сетевых трансформаторов (рис. 1).

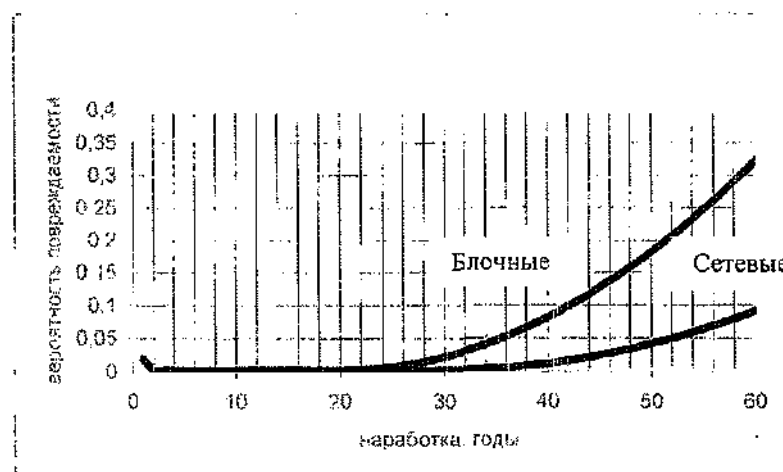


Рис.1 Удельная повреждаемость трансформаторов (оценка РГ 12.18 СИГРЭ)

Традиционно срок службы трансформаторов рассматривают как срок службы изоляции проводников до критической деструкции (снижение степени полимеризации до 200-250). Однако ни опыт эксплуатации, ни результаты испытаний моделей обмоток не подтверждают этот тезис; это дает основание предполагать, что образующиеся продукты старения могут вызвать критическое снижение электрической прочности изоляции ранее достижения критической деструкции целлюлозы. Анализ статистики отказов крупных трансформаторов показывает, что основными причинами отказов являются:

- Ускоренное старение комплектующих узлов (вводов, РПН, элементов системы охлаждения).
- Снижение электрической, особенно импульсной прочности изоляции из-за увлажнения, образования примесей, отложения примесей и продуктов старения масла на поверхности изоляции.
- Снижение механической прочности из-за ослабления крепления обмоток и кумулятивного воздействия токов КЗ.

- Повреждения изоляции, связанные с необратимой деструкцией целлюлозной изоляции в процессе ее старения (что составляет не более 5 % всех отказов).

Следовательно, большая часть дефектов обусловлена обратимыми факторами, которые могут быть предупреждены, а причины их устранимы на месте установки трансформатора.

Следует отметить, что большая часть дефектов, к сожалению, не выявляются традиционной методикой диагностики состояния трансформаторов, основанной на мониторинге нормированных характеристик.

Необходимость получения объективной информации о состоянии оборудования, а также экономические требования по снижению расходов на обслуживание обусловили разработку новых концепций и технологий обследования. Взамен традиционной системы обслуживания, предусматривающей периодическое измерение и сравнение нормированных характеристик, измеряемых большей частью после отключения трансформатора, предполагается концепция функциональной диагностики, направленных на оценку функциональной работоспособности отдельных подсистем и трансформатора в целом с учетом вероятных дефектов и вероятного механизма их развития до отказа.

Основой функциональной диагностики является функциональная модель дефектов, определяющая вероятные дефекты или чувствительные зоны в данной конструкции при данных условиях эксплуатации на базе анализа особенностей конструкции и анализа отказов в эксплуатации и, соответственно, цели и задачи диагностики. Основные задачи диагностики: исключить повторяющиеся отказы, выявить возможные необратимые повреждения, оценить степень износа оборудования и предложить необходимый объем работ для поддержания работоспособности и продления срока службы.

Проблемы продления срока службы оборудования связаны, прежде всего, с пониманием процессов комплексного старения композиционной изоляции и компонентов конструкции, с определением характеристик дефектного состояния и граничных критериев.

Здесь важное значение имеет модель диагностики, основанной на представлениях о влиянии воды, примесей и продуктов старения масла на снижение запасов прочности. Количественный и качественный анализ примесей в масле, нарастание влаги в масле при повышении температуры, степень старения масла позволяет оценить состояние изоляционной системы работающего трансформатора.

Анализ масла позволяет выявить около 70 % вероятных дефектов в трансформаторном оборудовании, что может быть реализовано посредством расширения методов испытания проб масла и использования диагностических свойств масла. Наиболее эффективным средством выявления аномалий в масле наполненном оборудовании является анализ продуктов его деградации и взаимодействия с другими материалами (изоляционными и конструктивными). Так, например, пиролиз масла из-за перегрева металлических деталей сопровождается не только выделением характерных газов, но и образованием углерода, металлических частиц и других материалов. Изучение продуктов деградации позволяет значительно повысить эффективность диагностики.

Современная техника измерения частичных разрядов и понимание переходных функций частичных разрядов позволяет оценить опасность ухудшения состояния изоляционной системы и локализовать источники газовой выделений.

Хорошую эффективность показали методы оценки степени увлажнения и загрязнения изоляционных промежутков по температурным и частотным зависимостям диэлектрических характеристик с учетом влияния конструкции изоляции и проводимости масла.

Методика функциональной диагностики была использована при оценке технического состояния и решении вопроса о дальнейшей эксплуатации трансформаторов энергоблоков Ново-Воронежской и Кольской АЭС, срок эксплуатации которых приблизился к 30-ти годам. Работы проводились в 2000-2003 г.г. на 24-х трансформаторах, указанных в таблице.

Для всех трансформаторов был проведен анализ конструкций с учетом того, что конструкция трансформаторов совершенствовалась изготовителем по мере накопления опыта испытаний и эксплуатации, а также анализировался опыт эксплуатации и повреждений всего парка трансформаторов того же типа, накопленный к настоящему времени.

Например, было отмечено, что заложенная в конструкции стойкость при коротком замыкании трансформаторов №№ 17-24 была повышена при изменении конструкции в 1970 и 1972 г.г., но устройство РПН, установленное на этих трансформаторах, может быть причиной дефектов в работе. Трансформаторы №№ 10 и 12 отличаются от трансформаторов №№ 9-10 улучшенной конструкцией изоляции, повышенной стойкостью при коротком замыкании, улучшенной конструкцией магнитной системы.

При оценке технического состояния трансформаторов были использованы следующие данные:

- комплексного анализа характеристик масла из баков трансформаторов, из баков контакторов РПН и вводов;
- хроматографического анализа растворенных в масле газов;
- визуального осмотра трансформаторов;
- определения и локации частичных разрядов в трансформаторах акустическим методом;
- измерения характеристик изоляции (сопротивления, емкости и $\text{tg}\delta$) обмоток трансформаторов и вводов;
- оценки увлажнения твердой изоляции трансформаторов методом WHRT (изменение влагосодержания масла при разных температурах);
- измерения сопротивления короткого замыкания;
- измерения потерь холостого хода при пониженном напряжении;
- измерения сопротивления обмоток постоянному току при разных положениях УРПН;
- оценки состояния механизма и контактов УРПН;
- измерения виброакустических характеристик трансформаторов и маслонасосов;
- термовизуального обследования трансформаторов;
- измерения напряженности магнитного поля вдоль разъема бака трансформатора.

Таблица

№ п/п	Тип	Мощность МВА	Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Год	
					Изготовления	Ввода в эксплуатацию
1	Блочные (генератор-ные) 3-фазные	250	220	242/15,75	1973	1971
2		250	220	242/15,75	1970	1971
3	Автотрансформаторы I-фазные с РПН	167	500	500/230/15,8	1971	3972
4		167	500	500/230/15,8	1971	1972
5		167	500	500/230/15,8	1971	1972
6		167	500	500/230/15,8	1972	1973
7		167	500	500/230/15,8	1972	1973
8		169	500	500/230/15,8	1972	1973
9	Блочные (генераторные) 3-фазные	250	330	347/15,75	1972	1972
10		250	330	347/15,75	1972	1973
11		250	330	347/15,75	1974	1974
12		250	330	347/15,75	1974	1974
13	3-фазные с РПН	32	220	230/6,3	1968	3969

№ п/п	Тип	Мощность МВА	Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Год	
					Изготовления	Ввода в эксплуатацию
14		32	110	115/6,3	1969	1971
15		32	110	115/6,3	1971	1972
16		32	150	158/6,3	1974	1974
17	3-фазные с РПН	25	35	15,75/6,3	1971	1971
18		25	35	15,75/6,3	1972	1972
19		25	35	15,75/6,3	1972	1972
20		25	35	15,75/6,3	1972	1973
21		25	35	15,75/6,3	1971	1972
22		25	35	15,75/6,3	1972	1972
23	3-фазные с РПН	25	35	15,75/6,3	1974	1974
24		25	35	15,75/6,3	1974	1974

Анализ результатов вышеуказанных измерений и испытаний показал, что заметная деструкция целлюлозной изоляции не произошла в условиях реальных температур в обмотках, несмотря на длительный срок эксплуатации (например, в трансформаторе №6 измеренная степень полимеризации целлюлозной изоляции не ниже 1000). Следовательно, возможна последующая длительная эксплуатация трансформаторов.

Однако были выявлены некоторые дефекты, которые требуют проведения ремонта на месте установки или проведения периодического контроля в процессе дальнейшей эксплуатации.

Например, обнаружена возможная деформация обмоток (изменение напряжения короткого замыкания) трансформаторов №№ 12, 14 и 18. Осмотр во время ремонта и измерения методом низковольтных импульсов на трансформаторе № 18 подтвердили наличие деформации обмоток.

Рекомендовано во время дальнейшей эксплуатации проверять механическое состояние обмоток каждый год, а также в случае протекания токов короткого замыкания через трансформатор.

Признаки перегрева твердой изоляции, не затрагивающие изоляцию провода, обнаружены в большинстве трансформаторов. В остальных случаях предполагалось наличие короткозамкнутых контуров в магнитной системе или конструкции трансформатора.

При последующем ремонте трансформатора № 2 был обнаружен такой контур в схеме заземления активной части трансформатора.

В трансформаторе № 9 результаты хроматографического анализа газов указали на нарастание скорости выделения углеводородных газов (этан, метилен, метан) в 1999-2002 г.г., визуальный осмотр трансформатора (повреждение краски на крышке бака вблизи вводов НН) также указал на возможность термического дефекта (температура 500-700°C). Было рекомендовано проводить более частый хроматографический анализ растворенных газов. В конце 2002 г. было обнаружено резкое нарастание концентрации углеводородных газов (с 320 ppm в марте до 2150 ppm в декабре). Измерение потерь холостого хода после отключения трансформатора указали на сильное увеличение (на 50% по сравнению с паспортными данными). При ремонте трансформатора были обнаружены короткозамкнутый контур в магнитной системе (повреждение изоляции стягивающих шпилек) и короткозамкнутый контур в месте подсоединения токопровода низшего напряжения.

Во всех трансформаторах отмечено значительное старение и окисление масла, в трансформаторах с РПН - перегрев контактов.

Большинство выявленных дефектов было обнаружено на стадии анализа характеристик масла и газохроматографического анализа.

На основании проведенных работ было рекомендовано продолжение эксплуатации трансформаторов. Было рекомендовано проведение работ, обеспечивающих дальнейшую эксплуатацию: удаление влаги, газов, продуктов старения масла, модернизация устройств РПН и систем защиты масла от окисления и увлажнения.

Выводы

Диагностическое обследование состояния трансформаторов с применением метода функциональной диагностики позволило определить возможность и целесообразность дальнейшей эксплуатации длительно работающих трансформаторов. Большая часть заключений о состоянии трансформатора может быть сделана на основании анализа характеристик масла, в том числе газохроматографического анализа. Продолжение эксплуатации трансформаторов сверх расчетного срока (25-30 лет) требует проведения работ по устранению выявленных дефектов, удалению продуктов старения из изоляции, модернизации конструкции трансформатора.