

## **Особенности оценки состояния силовых трансформаторов с большим сроком службы.**

Осотов В.Н., к.т.н.,

ОАО «Свердловэлектроремонт», 620017, г. Екатеринбург, ул. Электриков, 14-А,  
тел. (343) 329-07-51, факс (343) 329-92-26, E-mail: [cidn3@el-remont.ru](mailto:cidn3@el-remont.ru) или [cidn2@el-remont.ru](mailto:cidn2@el-remont.ru)

Особенности экономического развития Российской энергетики на современном этапе таковы, что необходимость эксплуатации значительного числа силовых трансформаторов с большим сроком службы, превышающим расчётный в 1,5-2 раза, становится объективной реальностью.

В этих условиях совершенствование системы сервисного обслуживания стареющих трансформаторов становится не только задачей поддержания их работоспособности, но и задачей поддержания на должном уровне надёжности электроснабжения в целом.

Для целей стратегического планирования необходима корректная оценка «паркового» (группового) ресурса всего массива силовых трансформаторов как в рамках отрасли, так и в рамках конкретных энергетических объединений. При этом необходимо оценить затраты на работы по продлению срока службы трансформаторов, так как срок службы значительной части трансформаторов может быть продлён до паркового только после проведения профилактического ремонта. Необходимые данные для решения задач стратегического планирования могут быть получены на основании рационального диагностирования парка «старых» трансформаторов с учётом имеющегося опыта их эксплуатации [1,2]. Согласно установившейся «негласной» традиции продление ресурса конкретного силового трансформатора осуществляется на основании проведения «комплексного обследования» - достаточно трудоёмкой, наукоёмкой и дорогостоящей процедуры, если соблюдать все регламентированные некоторыми отраслевыми документами диагностические операции. Для целей стратегического планирования такой подход представляется излишним, так как в этом случае совсем не обязательно знать с «абсолютной» точностью все характеристики каждого трансформатора. Для определения «паркового» ресурса вполне достаточно знать усреднённые данные о характеристиках надёжности определённой совокупности трансформаторов на перспективу 12-15 лет. При этом номенклатура и методология получения диагностических показателей, регламентируемых основополагающими нормативными документами [3], как показывает имеющийся опыт [2], зачастую недостаточны для корректного определения паркового ресурса трансформаторов. Таким образом, при большом числе «старых» трансформаторов (нынешняя ситуация и среднесрочная перспектива) при определении «паркового» ресурса возникает противоречивая ситуация – с одной стороны, на основании только действующих нормативных документов нельзя получить адекватное представление о фактическом состоянии стареющих трансформаторов и, с другой стороны, позволяющая получить эти данные технология «комплексного обследования» слишком медлительна (данные о всём парке стареющих трансформаторов можно получить в течении 15-20 лет) и относительно дорогостоящая. Устранение этого противоречия возможно несколькими способами: обобщение уже имеющегося (хотя и ограниченного) опыта «комплексного обследования» и эксплуатации силовых трансформаторов с большим сроком службы или реализация идей (с некоторой доработкой), изложенных в [1].

Рассмотрим возможности первого варианта на основании опыта «комплексного обследования» силовых трансформаторов в ОАО «Свердловэлектроремонт». За последние 15 лет по полноценной технологии «комплексного обследования» проведена оценка состояния более 200 силовых трансформаторов мощностью от 10000 до 630000 кВА напряжением от 110 до 500 кВ со сроком службы на момент обследования от 10 до 54 лет. При этом более 60% (125 единиц) трансформаторов на момент обследования имели срок службы, превышающий расчётный (от 25 до 54 лет при среднем значении 33 года). Учитывая, что у

части трансформаторов, обследованных до достижения расчётного срока службы, за истекший период фактический срок службы превысил расчётное значение, подконтрольная совокупность трансформаторов с большим сроком службы превышает 140 единиц (средний срок службы 36 лет). Такую совокупность можно считать статистически значимой, а результаты статистической обработки материалов «комплексного обследования» вполне достоверными (по крайней мере для региона Урала и Западной Сибири, где проведено подавляющее число обследований). Рассмотрим основные результаты обследования этой совокупности трансформаторов:

- § Из 125 обследованных трансформаторов со сроком службы от 25 до 54 лет только у шести трансформаторов (4,8%) состояние было признано критическим, требующим срочного полномасштабного капитального ремонта или замены (некоторые сведения об этих трансформаторах будут приведены позднее). Следует особенно подчеркнуть, что остаточный ресурс этих трансформаторов без проведения капитального ремонта оценивался сроком не менее 2 – 3 лет, что позволяло провести их ремонт или замену практически в плановом порядке.
- § Все остальные трансформаторы имели те или иные дефекты, после устранения которых их дальнейшая эксплуатация могла быть продолжена на срок не менее 12-15 лет. При этом полномасштабный капитальный ремонт (с ревизией активной части) для продления срока службы был необходим лишь для 20-25% обследованных трансформаторов. Остальные трансформаторы в основном требовали ремонта отдельных узлов и систем, который мог быть выполнен чаще всего без разгерметизации активной части. Случаи продления срока службы вообще без проведения ремонта единичны и не превышают 5% от общего числа обследованных трансформаторов с большим сроком службы.
- § Ни один из обследованных ранее трансформаторов этой группы по состоянию на данный момент не имел повреждений в работе, что может свидетельствовать о достоверности получаемых при обследовании результатов и корректности выводов, основанных на этих результатах. Можно отметить в числе этих трансформаторов четыре трансформатора со сроком службы около 40 лет, состояние которых после повторного (через 10-12 лет после первого) обследования признано работоспособным и в очередной раз срок их службы продлён на 10-12 лет (до 50-52 лет).

Представляет интерес краткое описание трансформаторов, состояние которых на момент обследования было признано критическим.

1. Три автотрансформатора: типа АОДТГ-83333/220 (срок службы на момент обследования 36 лет), ОДТГА-80000/220 (36 лет) и АОДТГ-83333/220 (39 лет) в составе одной автотрансформаторной группы установлены на подстанции предприятия электрических сетей крупной энергосистемы. Режим работы автотрансформаторов типичен для подстанций 220 кВ энергосистем, но в отдельные периоды АТ работали с нагрузкой, близкой к номинальной, а температура верхних слоёв масла в эти периоды достигала предельно допустимых значений. Состояние автотрансформаторной группы в целом было оценено как критическое по следующим основным показателям: влагосодержание изоляции всех АТ достигло опасного уровня (оценка расчётом по характеристикам масла и изоляции – 3,2-3,8%); вероятность значительного загрязнения изоляционных промежутков всех АТ высокая; высокая вероятность термического старения изоляции одного АТ; высокая вероятность деформации обмоток на одном АТ; наличие дефекта магнитопровода на двух АТ; многочисленные течи масла через различные резиновые уплотнения на всех АТ; ограниченно работоспособное состояние вводов 110 и 220 кВ всех АТ, требующее проведения капитального ремонта вводов с осмотром изоляционной основы. Поскольку в перспективе планировалась реконструкция подстанции капитальный ремонт всех АТ был признан нецелесообразным и эксплуатация их была продолжена

- до замены автотрансформаторной группы на трёхфазный АТ (до замены старые АТ проработали ещё более трёх лет).
2. Трансформатор типа ТРДЦН-63000/110, срок службы на момент обследования 30 лет. Первоначально подстанция, где установлен трансформатор, находилась на балансе металлургического комбината, а в последнее время передана на баланс предприятия электрических сетей энергосистемы. Трансформатор работает в тяжёлом нагрузочном режиме – средняя нагрузка близка к номинальной, систематически подвергается перегрузкам в пределах допустимых ПТЭ; средняя температура верхних слоёв масла близка к предельно допустимой, а в летний период достигает  $85^{\circ}\text{C}$ . Состояние трансформатора признано критическим по следующим причинам: старение масла превысило критический уровень (кислотное число масла достигло значения 0,15 мг КОН/г, масло не проходит тест на стабильность, аномально высокое поглощение в области ИК-спектра на длине волны  $1700\text{ мм}^{-1}$ , тангенс угла диэлектрических потерь масла достиг 18% при  $90^{\circ}\text{C}$ ); старение изоляции достигло критического уровня (содержание фурановых соединений 12 ppm); высокая вероятность загрязнения изоляционных промежутков; прогнозируется снижение усилия запрессовки обмоток на двух фазах; имеется очаг перегрева активной части из-за протекания «контурных токов»; имеются дефектные контактные соединения на избирателе и предизбирателе устройства РПН; требуется капитальный ремонт вводов; низкая эффективность работы системы охлаждения; многочисленные течи масла. Рекомендации по проведению полномасштабного капитального ремонта трансформатора по различным причинам выполнить не удалось. Срочно проведён ремонт с регенерацией масла и устранением некоторых дефектов. Выполнить отбор образцов бумажной изоляции из наиболее нагретой точки не удалось. Степень полимеризации целлюлозы образцов, отобранных из доступной зоны (дистанцирующие прокладки и изоляция отводов) оказалась на уровне 700-740. Хотя было очевидным, что эти результаты не отражают состояния изоляции в наиболее состаренной зоне, трансформатор был включён в работу, а решение о его полномасштабном ремонте или замене было отложено до лучших времён (по состоянию на данный момент трансформатор находится в работе после внепланового ремонта около двух лет).
  3. Трансформатор типа ТДЦГ-90000/110, срок службы на момент обследования 33 года. Трансформатор эксплуатировался на подстанции крупного металлургического комбината, перегрузкам практически не подвергался, хотя средняя нагрузка близка к номинальной, температура верхних слоёв масла близка к предельно допустимой. Состояние трансформатора оценено как критическое по следующим показателям: старение масла превысило критический уровень (кислотное число масла достигло значения 0,6 мг КОН/г, масло не проходит тест на стабильность, аномально высокое поглощение в области ИК-спектра на длине волны  $1700\text{ мм}^{-1}$ , тангенс угла диэлектрических потерь масла достиг 25% при  $90^{\circ}\text{C}$ ); старение изоляции достигло критического уровня (содержание фурановых соединений 12 ppm); увлажнение изоляции достигло опасного уровня (расчётное значение среднего влагосодержания картона около 4,0%) высокая вероятность загрязнения изоляционных промежутков; неработоспособен переключатель ответвлений обмоток (типа ПБВ); критическое состояние вводов 110 кВ. При осмотре активной части результаты обследования полностью подтвердились. Степень полимеризации целлюлозы образцов, отобранных даже не из самой нагретой зоны, менее 250. Проведение капитального ремонта трансформатора было признано нецелесообразным и трансформатор через 1,5 года был заменён на новый.
  4. Трансформатор типа ТДЦГ-90000/110, срок службы на момент обследования 32 года. Трансформатор эксплуатировался на той же подстанции крупного металлургического комбината и в том же нагрузочном режиме, что и трансформатор, описанный в предыдущем пункте. Состояние трансформатора оценено как критическое по

следующим показателям: старение масла превысило критический уровень (кислотное число масла достигло значения 0,4 мг КОН/г, масло не проходит тест на стабильность, аномально высокое поглощение в области ИК-спектра на длине волны 1700 мм<sup>-1</sup>, тангенс угла диэлектрических потерь масла достиг 68% при 90<sup>0</sup>С); старение изоляции достигло критического уровня (содержание фурановых соединений 8,3 ppm); увлажнение изоляции достигло опасного уровня (расчётное значение среднего влагосодержания картона более 4,0%) высокая вероятность загрязнения изоляционных промежутков; прогнозируется ослабление прессовки обмоток и магнитопровода; критическое состояние вводов 110 кВ. Дальнейшая судьба этого трансформатора не известна.

Несмотря на некоторую ограниченность, приведённые данные позволяют сформулировать некоторые обобщающие выводы:

- § Для трансформаторов, при эксплуатации которых соблюдаются требования основных действующих НТД [3,4], фактический срок службы существенно превышает первоначально назначенный и составляет не менее 50 лет при рациональной системе проведения поддерживающих профилактических ремонтов.
- § Характеристики надёжности стареющих силовых трансформаторов (со сроком службы 25-50 лет) при рациональной системе сервисного обслуживания незначительно отличаются от характеристик надёжности трансформаторов в пределах их расчётного срока службы, что создаёт благоприятные предпосылки для дальнейшего продления их срока службы.
- § Действующая в отрасли технология «комплексного обследования» силовых трансформаторов позволяет прогнозировать состояние силовых трансформаторов на срок 12-15 лет при условии соблюдения правил их эксплуатации.
- § Решающее значение для продления срока службы силовых трансформаторов имеет поддержание характеристик масла в них на уровне не хуже «зона риска», не допуская ухудшения их до уровня «предельно допустимое значение» (вывод не новый, но «повторение-мать учения»).
- § Проведение «комплексного обследования» в пределах расчётного срока службы силовых трансформаторов представляется излишним, так как решение требуемых задач на этом этапе может быть получено более простыми путями.
- § Назрела необходимость подготовки и выпуска отраслевого нормативного документа, определяющего порядок продления срока службы силовых трансформаторов, отражающего не только организационные и технические, но и экономические аспекты этой проблемы. В случае продления срока службы трансформатора соответственно должна возрастать его балансовая стоимость, чтобы соответствующие отчисления были достаточны для обеспечения его дальнейшей полноценной эксплуатации (отчисления на капремонт и реновацию, страховые платежи и т.п.).

Однако первый вариант решения обозначенной выше проблемы, даёт ответ лишь на стратегические вопросы (своего рода рамочная перспектива) без деления всего парка трансформаторов на отдельные группы.

Решение тактических задач, как уже было отмечено выше, при традиционных подходах затруднено дороговизной и медлительностью получения необходимой информации (как показывает опыт в крупных энергообъединениях по технологии «комплексного обследования» ежегодно можно оценить состояние не более 5% всего парка трансформаторов). Очевидно, что при таких темпах невозможно обоснованное планирование обновления парка стареющих трансформаторов. Следует отметить также, что при решении тактических задач далеко не всегда нужен тот же объём исследований, та же достоверность и та же глубина прогноза, что и при решении стратегических задач. В этих условиях необходима разработка и широкое внедрение новых технологий оценки силовых трансформаторов, которые бы позволили за относительно короткое время (1-3 года) разбить весь парк «старых» трансформаторов на несколько групп. Например:

- работоспособные трансформаторы, не требующие профилактического ремонта, с ожидаемым остаточным ресурсом не менее 15-20 лет;
- работоспособные трансформаторы с тем же ожидаемым остаточным ресурсом, но требующие для его обеспечения профилактического ремонта;
- аналогичные группы трансформаторов с ожидаемым ресурсом 10-15 лет и 5-10 лет;
- трансформаторы с ожидаемым ресурсом менее 5 лет;
- и, наконец, трансформаторы в предаварийном состоянии, требующие срочной замены.

При наличии такой градации комплексное обследование потребует только для трансформаторов нескольких последних групп. Для других групп трансформаторов может быть достаточно оценки методами функциональной диагностики (без вывода трансформаторов из работы) при расширении номенклатуры анализов масла и учёте конструктивных особенностей и опыта эксплуатации трансформаторов с привлечением компетентных экспертов [1]. При этом достоверность оценки, основанной на анализе косвенных показателей функциональной диагностики будет не намного ниже достоверности оценки по результатам «комплексного обследования». Предварительный анализ показывает, что такая технология снижает трудоёмкость работ в 15-20 раз, а их стоимость примерно в 5-10 раз при достаточной для практических целей достоверности оценки. Это делает реальным и обоснованным разработку стратегических планов обновления парка силовых трансформаторов при умеренных затратах и сохранении показателей их надёжности на приемлемом уровне.

Несмотря на то, что в настоящее время накоплен достаточный научный и практический опыт оценки и прогнозирования ресурса силовых трансформаторов, до сих пор, как уже отмечалось выше, отсутствует полноценный нормативный документ, регламентирующий саму процедуру продления их ресурса. В современных условиях, когда ранее единые отраслевые комплексы раздроблены на многочисленные акционерные компании (не только в энергетике), зачастую с противоположными экономическими интересами, разработка такого документа сталкивается с вполне определёнными трудностями. Технические аспекты этой проблемы являются общими для всех отраслей и структур и консенсус среди технических специалистов может быть достигнут достаточно быстро. Гораздо сложнее преодолеть различие экономических интересов различных собственников. Однако и эти трудности вполне преодолимы, особенно на современном этапе, когда становится очевидной несостоятельность многих «квазиэкономических» постулатов.

#### Литература

1. Соколов В.В. Ранжирование состаренного парка силовых трансформаторов по техническому состоянию // Современное состояние и проблемы диагностики силового электрооборудования: Материалы совместного заседания Совета специалистов по диагностике силового электрооборудования при УРЦОТ и секции «Техническое обслуживание, мониторинг и диагностика электрооборудования» Четвёртой Всероссийской научно-технической конференции. – Новосибирск, НГТУ, 2006.
2. Осотов В.Н. Опыт обследования трансформаторов с большим сроком службы // Диагностика электрических установок: Материалы второго научно-практического семинара Общественного Совета Сибири и Востока по проблемам диагностики электрических установок / Под ред. А.Г. Овсянникова и В.Т. Чернева. – Новосибирск, 2008.
3. Объём и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд., с изм. и доп. – М.:Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены Минэнерго РФ, 19.06.03. – СПб.: ДЕАН, 2003.

Сведения об авторе:

Осотов Вадим Никифорович, к.т.н., главный специалист ЦИДН ОАО «Свердловэлектроремонт», председатель общественного Совета специалистов по диагностике силового электрооборудования при УРЦОТЭ.