



Мониторинг состояния силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше мощностью 25000 кВА и выше

Я.С. Бедерак, инженер, ОАО «Азот», г. Черкассы
Ю.Л. Богатырев, инженер, ООО «ДАТОС Лтд», г. Киев

Постановка задачи

Наиболее эффективным средством повышения надежности работы силовых трансформаторов в электрических сетях является применение современных методов и средств оперативной диагностики. Внедрение этих средств позволяет обеспечить эксплуатационный персонал информацией:

- о текущем техническом состоянии трансформаторов, причинах и дефектах, обусловивших ухудшение состояния всего трансформатора;
- об остаточном (на данный момент времени) ресурсе работы трансформаторов на подстанции, т.е. как долго еще возможна их безаварийная эксплуатация при выявленных и развивающихся дефектах;
- об оптимальных сроках проведения ремонтных работ, которые должны быть выполнены на данном оборудовании для поддержания его безаварийной эксплуатации [1].

Все эти три задачи неразрывно связаны между собой, но наиболее сложной и основополагающей является **задача оперативного определения текущего технического состояния трансформаторов**.

Для решения этих основных задач и применяются системы мониторинга силовых трансформаторов.

Следует отметить, что сложность и архитектура систем диагностики и мониторинга могут существенно отличаться в зависимости от поставленных перед ними задач. Уровень системы диагностирования определяется количеством диагностических параметров, используемых в системе. Для технического диагностирования оборудования класса 110 – 154 кВ эффективным является применение системы диагностики с ограниченным числом диагностических параметров. В частности, система диагностики, например, трансформатора напряжением 110 кВ может ограничиться достаточно малым числом диагностических параметров – около 7 – 8 [2].

По мнению авторов, для силовых трансформаторов напряжением 220 кВ и выше системы мониторинга целесообразно внедрять с самого начала эксплуатации, а для трансформаторов напряжением 110 кВ и ниже системы непрерывного мониторинга состояния необходимо разрабатывать тогда, когда такие трансформаторы почти выработали нормативный ресурс или имеются проблемы с их состоянием.

Таблица 1

Напряжение ВН, кВ	Число единиц	Показатель отказа, f
245	419	1,19 %

В настоящее время разработано значительное количество типов систем мониторинга [2]. Импортные системы надежны, но стоимость их значительна и рассчитаны они преимущественно на силовые трансформаторы классом напряжения 330 кВ и выше.

На силовой трансформатор классом напряжения 220 или 110 кВ целесообразно устанавливать **систему мониторинга блочно-модульной конструкции**, которая будет обеспечивать надежную и безаварийную эксплуатацию силового трансформатора.

Разрабатываемые системы диагностики реализуются в основном в виде стационарных локальных систем расширенного мониторинга параметров трансформатора, в которых диагностирование – одна из функций мониторинга. Это вызвано тем, что ранее спроектированные и введенные в эксплуатацию подстанции, как правило, не имеют собственной АСУТП. Оптимальный вариант, когда все оборудование подстанций 35 – 154 кВ, выработавшее свой ресурс, было оснащено подсистемами расширенного мониторинга с полным набором первичных датчиков, а также программных и технических средств для сбора диагностической информации и интеграции в АСУТП. В правильно организованной АСУТП подстанции подсистема расширенного мониторинга не должна иметь собственных технических средств верхнего уровня. Она интегрируется в АСУТП подстанции и использует для этих целей единые подстанционные средства визуализации, архивирования и документирования. Верхним уровнем собственно подсистемы мониторинга и диагностики состояния оборудования в этих решениях являются программные средства их интеграции в АСУТП. Следовательно, разрабатываемые и внедряемые локальные системы расширенного мониторинга должны обеспечивать возможность интегрирования в АСУТП без существенных доработок. В этом случае замена отдельных единиц оборудования на подстанции и/или расширение номенклатуры первичных датчиков требует модернизации только нижнего уровня подсистемы мониторинга и незначительно верхнего. При этом для обеспечения нормальной работы среднего и верхнего уровней расширенного мониторинга требуется выполнить штатные процедуры конфигурирования и ввода новых параметров.

Стационарная система контроля технического состояния трансформаторов должна поставляться вместе с новым трансформатором или монтироваться на



трансформаторе, находящемся в эксплуатации, в процессе модернизации системы защиты и диагностики. Такая система устанавливается на самых больших и ответственных трансформаторах, имеющих высокую стоимость (мощность) или обслуживающих наиболее ответственных потребителей электроэнергии на предприятии.

Дополнительной причиной, по которой на трансформаторе монтируется стационарная система контроля и расширенного мониторинга, может служить наличие проблем в изоляции силовых трансформаторов. Поэтому наличие системы расширенного мониторинга позволит увеличить межремонтный период трансформатора или вывести его вовремя в ремонт, не допустив аварии и разрушения трансформатора.

Оценка экономической эффективности систем мониторинга силовых трансформаторов

За рубежом по данным СИГРЭ к системам расширенного мониторинга (СРМ) подходят с позиции, что СРМ предотвращает большинство отказов электрооборудования. Другие экономические преимущества рассматриваются с учетом специфики конкретного предприятия. Этот подход определяет стратегическую выгоду, основанную на возможности предотвратить большинство отказов. Исключение побочного ущерба также является частью стратегической выгоды.

Для расчета уменьшения степени отказа при применении СРМ под рабочим напряжением должно быть учтено значение степени обнаружения большинства дефектов. Это значение сложно рассчитать, т.к. только мониторинг значительного числа единиц оборудования в течение нескольких лет может дать достоверный результат. Поэтому сейчас может быть сделана только приближительная оценка, основанная, например, на опыте применения СРМ в Германии.

Данные о степени повреждения силовых трансформаторов в Германии приведены в **табл. 1**, а причины отключения с простоем более одного дня и степень определения всесторонней СРМ – в **табл. 2**.

Общую вероятность p_{tot} обнаружения приближающегося отказа системой мониторинга на силовых трансформаторах классом напряжения 245 кВ можно рассчитать, перемножая годовой показатель отказа (f), риск каждой части (r_n) и степень обнаружения каждой части (d_n):

$$p_{tot} = f \left(\sum_1^n r_n d_n \right) = 1,19\% (35\% \times 70\% + 40\% \times 75\% + 14\% \times 80\% + 5\% \times 100\%) = 1,19\% \times 71\% = 0,85\% / \text{год.}$$

Таким образом, СРМ под рабочим напряжением на силовых трансформаторах 245 кВ может уменьшить годовое число отказов от 1,19 % до 0,85 %.

Для расчета экономии от предотвращения отказа данная вероятность должна быть умножена на затраты вследствие отказа. Эти затраты (капремонт, частичная перемотка) принимаются равными половине стоимости нового трансформатора (C_{HT}). Тогда ежегодная экономия составит:

Таблица 2

Компонент	Риск компонента, r_n	Степень определения дефекта, d_n
Обмотка+сердечник	35 %	70 %
РПН	40 %	75 %
Ввод	14 %	80 %
Вспомогательные устройства	5 %	100 %

$$S = p_{tot} \times (\text{затраты}) = 0,85\% \times 0,5 \times 6с C_{HT} = 0,42\%.$$

Зависящая от длительности и условий эксплуатации трансформатора предположительная степень отказа может быть выше при увеличении экономии. Принимая во внимание только экономию средств в результате предотвращения большинства отказов (p_{tot}), может быть выполнен анализ затрат и результатов от работы СРМ. На основе предположения, что полезный ожидаемый срок службы СРМ составляет 10 лет, экономия S составит:

$$S_{10 \text{ лет}} = p_{tot} (\text{затраты}) \times 10 \text{ лет} = 4,2\% \times C_{HT}.$$

Таким образом, в течение 10 лет будет сэкономлено 4,2 % от стоимости нового трансформатора.

По официальным данным, опубликованным на сайте фирмы «Виброцентр» (г. Пермь, Россия), стоимость подсистемы контроля технического состояния трансформаторного оборудования составляет около 60 тыс. долл. (без учета стоимости привязки подсистемы к трансформаторному оборудованию, монтажа и пусконаладки). Стоимость трансформатора напряжением 110 кВ мощностью 80000 кВА составляет порядка 2 млн. долл. в ценах 2008 г., т.е. затраты на обеспечение силового трансформатора системой расширенного мониторинга составляют около 3 %, что является экономически выгодным и целесообразным в рамках расчетов, сделанных выше в сопоставимых данных.

Литература:

1. *Технические средства диагностики: Справочник. Клюев В.В., Пархоменко П.П., Абрамчук В.Е. и др. / Под общей редакцией Клюева В.В. – М.: Машиностроение, 1989.*
2. *Бедерак Я.С., Богатырев Ю.Л. Система мониторинга силовых трансформаторов, журнал «Промэлектр», 2008, № 3.*
3. *Вдовико В.П. Диагностика высоковольтного электрооборудования и эффективность ее применения. <http://www.pnpbolid.ru/publish.php>.*
4. *IEC 60270 – 2000-12. «Методы высоковольтных испытаний – измерение частичных разрядов».*
5. *Богатырев Ю.Л. Роторное и высоковольтное оборудование. Переходим на ТОФС. – Минск: журнал «Энергия и менеджмент», 2008, № 1.*
6. *IEEE Std 1415TM – 2006. «IEEE Guide for Induction Machinery Maintenance Testing and Failure Analysis».*
7. *Е.Ю. Комков, А.И. Тихонов. Разработка модели управления системой охлаждения силовых трансформаторов. – Москва: журнал «Автоматизация в промышленности», 2008, № 8.*

(Продолжение следует)