

РАССАЛЬСКИЙ А.Н., к.т.н., проф.,
ЛУЧКО А.Р., к.т.н.,
ГУК А.А., аспирант,
КОНОГРАЙ С.П., аспирант

Запорожский национальный технический университет (г. Запорожье)

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 220-750 кВ

В статті розглядаються основні методи та технічні засоби діагностики обладнання трансформаторної підстанції 220-750 кВ. Проблеми. Шляхи вирішення.

В статье рассматриваются основные методы и технические средства диагностики оборудования трансформаторной подстанции 220-750 кВ. Проблеми. Пути решения.

Введение. Техническая диагностика – это контроль работоспособности и исправности обследуемого объекта по результатам специально проводимых испытаний, измерений, наблюдений. Результат диагностики может быть положительным или отрицательным. Положительным результатом диагностики является прогноз о сроках (длительности) сохранения рабочих качеств и свойств в течение последующей эксплуатации. Под прогнозом понимается указание даты следующего контроля. Без прогноза диагностика не может считаться полноценной. Отрицательным результатом диагностики является выявление вида дефекта или повреждения, его масштабы, место расположения, причины появления. Полученная информация служит основой для принятия решения о восстановительном ремонте (составе ремонта, объемах, сроках проведения, т.п.) или полной замене оборудования.

Цель работы – анализ методов и технических средств диагностики оборудования трансформаторной подстанции напряжением 220-750 кВ.

Диагностика оборудования трансформаторной подстанции. Применительно к технологически сложному оборудованию трансформаторной подстанции диагностика означает контроль работоспособности каждого функционального узла или элемента оборудования, каждой его системы. Диагностика оборудования трансформаторной подстанции высоковольтного напряжения реализуется в следующих формах:

- периодический контроль с выводом контролируемого объекта из работы (off-line);
- периодический контроль под рабочим напряжением (on-line);
- непрерывный автоматический (on-line) контроль (мониторинг);
- комплексное диагностическое обследование.

Оценка эффективности форм диагностики проведена методом экспертных оценок по пятибалльной шкале

Таблица 1 – Оценки эффективности

Оценка характеристики	Баллы, (численная оценка)
"Удовлетворительно"	1
"Хорошо"	2
"Отлично"	3
"Замечательно"	4
"Идеально"	5

Результаты оценки приведены в табл. 2.

Таблица 2 – Оценка эффективности форм диагностики оборудования

№ п/п	Форма диагностики оборудования трансформаторной подстанции	Оценка формы диагностики по (с учетом веса)							Итоговая оценка
		Продолжительность проведения работ	Нарушению работы сети	Обнаружению быстро развивающихся дефектов	Расчету математических моделей состояния оборудования	Количеству элементов обследования	Эффективности обнаружения дефекта	Загратам на обследование	
		0,05	0,15	0,3	0,15	0,05	0,1	0,2	
1	Периодический контроль с выводом контролируемого объекта из работы (off-line)	2	1	2	4	4	5	2	2,55
2	Периодический контроль под рабочим напряжением (on-line)	3	4	1	1	2	2	4	2,3
3	Непрерывный автоматический (on-line) контроль (мониторинг)	5	5	5	4	3	4	3	4,25
4	Комплексное диагностическое обследование	1	2	2	4	5	5	2	2,7

Периодический контроль под рабочим напряжением наименее затратный, но не обеспечивает обнаружение быстро развивающихся дефектов.

Контроль с выводом оборудования из эксплуатации предоставляет большие возможности для обследования, но нарушает режим работы сети.

Автоматический контроль дает независимые от квалификации персонала результаты, позволяет отслеживать динамику изменения контролируемых параметров в реальном времени, а также рассчитывать сложные математические модели состояния конструктивных элементов оборудования.

Комплексное диагностическое обследование подразумевает формирование агрегированного результата на основании предыдущих 3-х форм диагностики. Принятие решения о состоянии оборудования является наиболее полным, однако период формирования результатов состояния является слишком продолжительным и не позволяет своевременно реагировать на динамику изменения состояния оборудования.

Итоговая оценка формируется как средневзвешенная оценка, в зависимости от предъявляемых к диагностике требований.

На рис. 1 данные табл. 1 приведены в виде диаграмм.

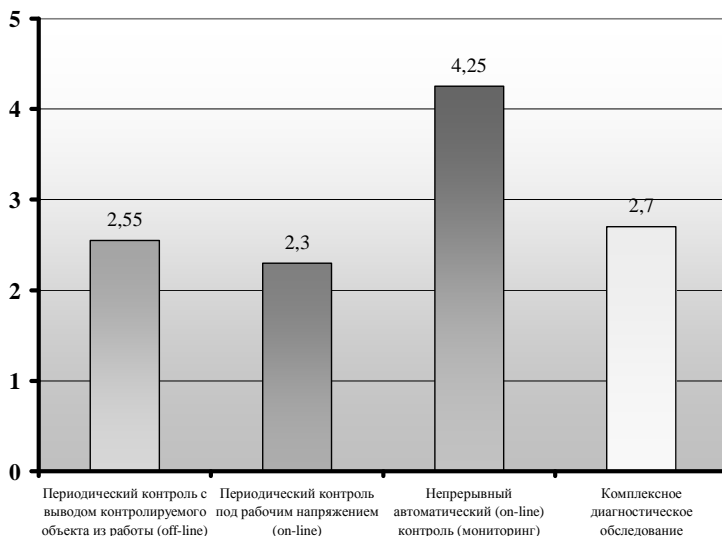


Рис. 1. Оценка форм диагностики оборудования трансформаторной подстанции

Сравнительный анализ данных табл. 1 показывает, что наиболее перспективной формой диагностики является мониторинг – непрерывный автоматический контроль (on-line). Вместе с тем ни одна из форм диагностики не обладает абсолютными характеристиками, позволяющими мак-

симально точно и эффективно определить тенденцию развивающегося дефекта, спрогнозировать безотказную работу при заданных условиях эксплуатации, рассчитать риски и эффективность использования оборудования при превышении номинальных эксплуатационных характеристик.

Анализ нормативной базы. В настоящее время основными документами, регламентирующими содержание испытаний, измерений и нормы для контроля параметров всех видов оборудования электрических сетей высокого напряжения являются: в Украине – [1], в России – [2] (далее НТД). Эти документы содержат нормы, а также положения из ряда стандартов и РД, определяющие правила и методики проведения отдельных испытаний. Вместе с тем, по мнению многих специалистов, указанные НТД и некоторые связанные с ними документы, значительно устарели, а достижения последних лет отражены не в полной мере.

В качестве наиболее важных недостатков НТД следует отметить:

– документы в соответствии со своими названиями содержат лишь перечни измерений разных параметров и нормы, но в них отсутствуют указания по анализу всего комплекса результатов измерений;

– не предусматривается в качестве обязательного анализ условий (режимов) работы контролируемого оборудования в предшествующий период эксплуатации (рабочие напряжения, токи, температуры, число и уровни перенапряжений, внешних к.з. и др.); без такого анализа во многих случаях невозможно или крайне сложно определить причины появления и развития дефектов;

– оценки состояния оборудования или его элементов выполняются в основном путем сравнения результатов измерений с нормами, при этом нет требований, учитывающих анализ динамики изменения во времени (тренды) контролируемых величин, не предусматривается анализ корреляционных связей между результатами измерений величин, имеющих общие физические основы (например, сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь);

– не указаны правила использования рекомендаций и норм фирм-изготовителей по контролю (в частности, значений испытательных напряжений) в тех случаях, когда они не совпадают с отечественными.

Устранить недостатки НТД путем доработки едва ли возможно, необходимо новый комплекс нормативных документов.

Задачи контроля работоспособности оборудования. Контроль работоспособности (исправности) оборудования необходим для решения практических задач, связанных с эксплуатацией оборудования и с обеспечением высоких экономических показателей и показателей надежности работы электрических сетей высокого напряжения.

Первая задача – исключение или ограничение числа внезапных отка-

зов, сопровождающихся значительным увеличением масштабов повреждения оборудования, негативными экономическими и экологическими последствиями. Эта задача актуальна, прежде всего, для диагностики маслонаполненного оборудования (силовых и измерительных трансформаторов 110-750 кВ, шунтирующих реакторов). Для ее решения необходимы методы и технические средства контроля, обеспечивающие обнаружение опасных развивающихся дефектов на ранних стадиях и позволяющие проводить непрерывный контроль (в случае быстро развивающихся дефектов).

Вторая задача появилась в связи с принятием новых "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей" (2003 год), которыми отменена действовавшая ранее в течение ряда десятилетий система планово-предупредительных ремонтов со строгой регламентацией сроков и объемов ремонта всех видов электрооборудования. Согласно новым ПТЭ объем и сроки проведения ремонтов должны устанавливать руководители предприятий в зависимости от технического состояния оборудования, т.е. практически по результатам диагностики. Это обстоятельство предъявляет новые требования к методикам и техническим средствам диагностики.

Третья задача – достоверная оценка остаточного ресурса оборудования, отработавшего свой номинальный ресурс (обычно 25 лет). Актуальность этой задачи или, точнее, проблемы обусловлена тем, что в украинских и российских электрических сетях высокого напряжения оборудование, отработавшее свой номинальный ресурс составляет значительную долю. Так например, в российских электрических сетях в настоящее время находятся в эксплуатации порядка 2500 силовых трансформаторов 110-750 кВ мощностью 120 МВА и более. Из них примерно половина уже отработала номинальный ресурс, а около 10 % проработали более 40 лет. Настоящее положение в значительной мере таит в себе опасность лавинообразного роста числа отказов, обусловленных процессами старения. Оперативная замена всего оборудования с большим сроком эксплуатации невозможна, прежде всего, по экономическим причинам.

В таких условиях экономически целесообразные очередность, объемы и сроки замены старого оборудования могут быть установлены только на основании достоверных оценок остаточных ресурсов индивидуально для каждого из рассматриваемых объектов. Такой подход к замене старого оборудования новым по результатам оценки остаточного ресурса, а не по соотношению фактической и нормированной длительности эксплуатации даст существенный экономический эффект.

Вероятностная оценка остаточного ресурса. Целесообразность использования корректных оценок остаточных ресурсов высоковольтного оборудования можно проиллюстрировать на простейшем примере с применением теории вероятности. Полный ресурс τ оборудования любого вида по ряду

причин есть величина случайная. Имеющиеся экспериментальные данные свидетельствуют о том, что наиболее точно свойства случайной величины τ для оборудования электрических сетей высокого напряжения описывает функция распределения Вейбулла [3]:

$$F(\tau) = 1 - \exp(-(\tau/b)^c), \quad (1)$$

где b – параметр масштаба; c – параметр формы.

Эти параметры связаны с основными характеристиками случайной величины следующим образом:

- математическое ожидание (среднее значение) $m_x = b\Gamma(1+1/c)$;
- среднее квадратич. отклонение $\sigma = b\{\Gamma(1+2/c) - [\Gamma(1+1/c)]^2\}^{1/2}$

где $\Gamma(1+1/c)$ и $\Gamma(1+2/c)$ – гамма функции соответствующих аргументов.

Значения параметра формы c по разным данным лежат в интервале $(6 \div 12)$, что соответствует отношению σ/m_x , примерно, $(0,18 \div 0,10)$. Примем в дальнейших расчетах $c = 8$.

Нормированное значение ресурса $\tau_{\text{норм}}$ обычно в стандартах и ТУ устанавливается равным 25 лет, однако при этом не указывается, с какой вероятностью $p_{\text{норм}}$ должно выполняться это требование (видимо, потому, что его выполнение практически невозможно проверить). Примем далее $p_{\text{норм}} = 0,95$. Это означает, что при $\tau = \tau_{\text{норм}}$ функция распределения $F(\tau_{\text{норм}})$, т.е. вероятность отказа при $\tau < \tau_{\text{норм}}$, должна быть равна $1 - p_{\text{норм}}$, т.е. 0,05. Тогда, используя приведенные выше формулы для $F(\tau)$ и m_x получим $b \cong 36$ лет, средний ресурс (срок службы) $m_x \cong 34$ года. Вероятности того, что оборудование проработает более заданного значения $\tau_{\text{наиб}}$ (при $\tau_{\text{норм}} = 25$ лет) приведены в табл. 3. На рис. 2 данные табл. 3 приведены в виде диаграмм.

Таблица 3 – Распределение вероятности отказов оборудования по годам.

$\tau_{\text{наиб}}$, лет	25	30	35	40
Вероятность работы	0.948	0.792	0.450	0.098

Из табл. 3 следует, что около половины оборудования способно работать на 10 лет дольше нормированного срока, а около 10 % до 40 лет. Разумеется, это приближенные оценки вероятности нормальной длительной работы оборудования. Для точных результатов необходимы достоверные сведения о функциях распределения ресурса и параметрах этих функций. Тем не менее, полученные оценки не противоречат имеющимся опытным данным и свидетельствуют значительных возможностях эксплуатации оборудования за пределами нормированного ресурса.

Решение вышеуказанных задач возможно за счет:

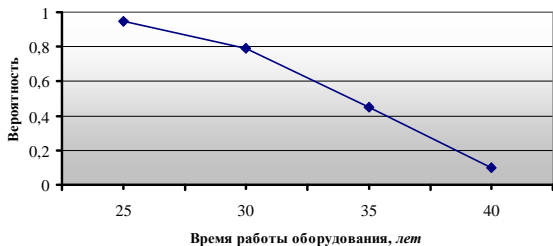


Рис. 2. Распределение вероятности безотказной работы оборудования за пределами нормированного ресурса

– непрерывного контроля и анализа условий эксплуатации контролируемого оборудования, в том числе за предшествующий период времени, анализ функциональных элементов (узлов) оборудования при различных режимах

работы, в частности электрические, тепловые, механические и другие воздействия, а также комплекс метеорологический условий;

– измерения диагностических параметров всех элементов контролируемого оборудования в реальных условиях эксплуатации;

– совместного анализа результатов предыдущих этапов работы. Здесь следует особо выделить полезность анализа динамики изменения во времени диагностических параметров и поиска корреляционных связей между характеристиками воздействий и контролируемых параметров.

При этом появляется возможность перехода от ремонта оборудования в нормативно установленные сроки к его ремонту в зависимости от фактического состояния. Ожидается, что это позволит значительно снизить затраты на ремонт.

Выводы.

1. Оценка состояния оборудования трансформаторных подстанций посредством непрерывного контроля является наиболее перспективным видом диагностики, но требующей методологической доработки с учетом современных мировых тенденций, нормативных документов и средств непрерывного контроля.

2. Необходима разработка математической модели, повышающей качество оценки состояния оборудования путем на основе данных непрерывного контроля.

Список литературы: 1. СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 Нормы испытаний электрооборудования. 2. РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. 3. Орлов А.И. Математика случая. Вероятность и статистика – основные факты. Учебное пособие. – М.: МЗ-Пресс, 2004.

Поступила в редколлегию 15.10.2008