

А.А. ГУЖ, аспирант, ЗНТУ, Запорожье

АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ СИГНАЛА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

В статті розглядається аналіз точності сигналу вимірювальної інформації для автоматичного діагностування на прикладі моделі внутрішніх втрат силового трансформатора у режимі експлуатації.

В статье рассматривается анализ точности сигнала измерительной информации для автоматического диагностирования на примере модели внутренних потерь силового трансформатора в режиме эксплуатации.

Введение. Автоматическое диагностирование – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в реальном времени.

Актуальность применения и использования автоматического диагностирования при построении современных высоковольтных машин и аппаратов декларируется крупнейшими мировыми энергокомпаниями (ОАО "ФСК ЕЭС", Россия; Terna Spa, Италия; PowerGrid Corporation, Индия; Red Electrica Corporation, Испания; СТЕЕР, Бразилия), обсуждается на международных трансформаторных комитетах (сессиях) в т.ч. МЭК, SIGRE, ТРАВЭК, включающих более 40 национальных комитетов, представляющих 80% населения Земли, которые потребляют более 95% электроэнергии, производимой в мире.

1. Анализ развития системы автоматического диагностирования

Проанализируем развитие системы автоматического диагностирования на примере одной из самых крупных электросетевых компаний в мире – ОАО "ФСК ЕЭС".

По данным годового отчета ОАО "ФСК ЕЭС" за 2010г, можно определить следующие эксплуатационные характеристики:

– количество силовых (авто) трансформаторов (далее – ТР) класса напряжения 220-750 кВ: 2129 ед., суммарной трансформаторной мощностью 299 837 МВА, среди них 63% со сроком эксплуатации 25 лет и выше;

– количество шунтирующих реакторов (далее – ШР) класса напряжения 110-750кВ 404 ед., суммарной реактивной мощностью

27 898 МВАр среди них 24% со сроком эксплуатации 25 лет и выше.

Общее количество силового оборудования, оснащенного средствами автоматической диагностики составляет 314 ед. (ТР – 220 ед., ШР–94 ед.), суммарной установленной мощностью 43 936 МВА и 7 234 МВАр соответственно.

Программным документом, регламентирующим техническую политику ОАО "ФСК ЕЭС", является Положение о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" (далее – ПТП), утвержденное Советом директоров ОАО "ФСК ЕЭС" 8 февраля 2011 года. В соответствии с ПТП, в области технической диагностики на вновь строящихся и реконструируемых ПС должно применяться электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность организации мониторинга технического состояния под рабочим напряжением.

На основании плана ввода трансформаторной мощности (инвестиционная программа ОАО "ФСК ЕЭС" на 2010-2014гг.) ежегодно в ОАО "ФСК ЕЭС" планируется к вводу в эксплуатацию ~ 17,8 ГВА, что может составлять 60-90 ед. силового оборудования 110 кВ и выше в зависимости от установленной мощности.

Основные нормативные документы, определяющие требования к развитию систем автоматической диагностики ОАО "ФСК ЕЭС" (далее – Документы):

– СО 34.46.305-2005: Инструкция по применению системы мониторинга при изготовлении и ремонте силовых трансформаторов;

– Общие технические требования к системам мониторинга, управления и диагностики трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов, в редакции 2005г;

– СТО 56947007-29.200.10.011-2008: Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. (Приказ ОАО "ФСК ЕЭС" от 18.04.2008 №140);

– Распоряжение ОАО "ФСК ЕЭС" от 02.08.2011 № 538р "Об утверждении технических требований ОАО "ФСК ЕЭС" к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию".

Перечисленные Документы формулируют требования к построению системы автоматической диагностики, к эксплуатационной надежности и контролируемым параметрам, а также к математическим моделям, основные из которых расчеты:

- временных превышений напряжения на стороне ВН;
- температуры наиболее нагретой точки обмотки;
- содержания влаги в изоляции. Температуры образования пу-

зырьков пара;

- старения главной изоляции;
- оценки состояние и эффективность системы охлаждения;
- оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов;
- оценки состояния устройства регулирования под напряжением;
- нагрузочной способности трансформатора;
- внутренних потерь активной части трансформатора.

При этом в Документах не описаны требования:

– к порядку использования результатов автоматического диагностирования;

– к первичным датчикам, местам их установки, измерительным устройствам и точности сигнала измерительной информации.

Это значит, что, не имея достаточной точности сигнала измерительной информации, результат диагностирования не может считаться достоверным.

2. Анализ точности сигнала измерительной информации

Класс точности – основная метрологическая характеристика прибора, определяющая допустимые значения основных и дополнительных погрешностей, влияющих на точность измерения.

Общие требования к классам точности средств измерений определены ГОСТ 8.401-80.

Следует отметить, что аппараты с классом точности 0,5 (0,2) начинают работать в классе от 5 % загрузки, а 0,5s (0,2s) уже с 1 % загрузки.

Проанализируем точность сигнала измерительной информации для автоматического диагностирования на примере модели расчета параметра сопротивления короткого замыкания (Z_k) и внутренних потерь в трансформаторе в режиме (on-line).

2.1. Исходные данные

2.1.1. Рассмотрим приведенный трансформатор с напряжением КЗ $U_k = 10\%$ (паспортные данные). Для упрощения выкладки исключим эквивалентное сопротивление магнитной системы.

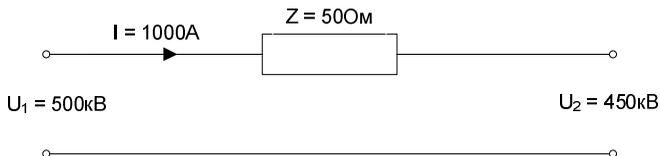


Рис. 1. Схема замещения приведенного трансформатора.

1.2. Параметры измерительных трансформаторов:

– ТН ($U_n = 500000\text{В}$, класс точности – 0,5);

– ТТ ($I_n = 1000\text{А}$, класс точности – 0,2S).

2.2. Расчет полного сопротивления к.з. обмоток (Z_k) для определения деформации обмоток в режиме on-line по измеренным напряжениям и току.

К числу опасных дефектов относятся осевые смещения отдельных катушек и радиальные их деформации. Более 80% повреждений мощных трансформаторов при коротких замыканиях связано с потерей радиальной устойчивости обмоток. Основным параметром, характеризующим деформацию обмоток, является сопротивление КЗ трансформатора Z_k . По изменению Z_k можно определить степень деформации обмоток. Периодическое измерение позволит своевременно выявить повреждение трансформатора и вывести его в ремонт.

2.2.1. Расчет сопротивления по измеренным напряжениям и току:

$$Z = \frac{U_1 - U_2}{I} = \frac{500000 - 450000}{1000} = 50 \text{ Ом.}$$

2.2.2 Среднее значение сопротивления:

$$\langle Z \rangle = \frac{\langle U_1 \rangle - \langle U_2 \rangle}{\langle I_1 \rangle}.$$

2.2.3. Расчет полуширины доверительного интервала измерительных трансформаторов:

$$\text{– ТН: } \Delta_U = U_n \cdot \frac{\text{класс точности}}{100} = 500000 \cdot \frac{0,5}{100} = 2500\text{В};$$

$$\text{– ТТ: } \Delta_I = I_n \cdot \frac{\text{класс точности}}{100} = 1000 \cdot \frac{0,2}{100} = 2\text{А}.$$

2.2.4. Таким образом, точность прямых измерений напряжений и тока составляет:

$$U_1 = (500000 \pm 2500)\text{В};$$

$$U_2 = (450000 \pm 2500)\text{В};$$

$$I_1 = (1000 \pm 2)\text{А}.$$

2.2.5. Определим частные производные и их значения при средних значениях аргументов:

$$\frac{\partial Z}{\partial U_1} = \frac{1}{I_1} = \frac{1}{1000} = 10^{-3};$$

$$\frac{\partial Z}{\partial U_2} = -\frac{1}{I_1} = -\frac{1}{1000} = -10^{-3};$$

$$\frac{\partial Z}{\partial I_1} = -(U_1 - U_2) \frac{1}{I_1^2} = -\frac{50000}{1000^2} = -0,05.$$

2.2.6. Вычислим составляющие погрешности от каждого аргумента:

$$\Delta Z_{U1} = \Delta U \cdot \frac{\partial Z}{\partial U_1} = 2500 \cdot 10^{-3} = 2,5;$$

$$\Delta Z_{U2} = \Delta U \cdot \frac{\partial Z}{\partial U_2} = -2500 \cdot 10^{-3} = -2,5;$$

$$\Delta Z_{I1} = \Delta I \cdot \frac{\partial Z}{\partial I_1} = -2 \cdot 0,05 = -0,1.$$

2.2.7. Абсолютная погрешность расчета сопротивления по измеренным напряжениям и току составит:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \sqrt{(\Delta Z_{U1})^2 + (\Delta Z_{U2})^2 + (\Delta Z_{I1})^2} = \\ &= \sqrt{(2,5)^2 + (-2,5)^2 + (-0,1)^2} = 3,537. \end{aligned}$$

2.2.8. Относительная погрешность расчета сопротивления по измеренным напряжениям и току составит:

$$\frac{\Delta Z}{Z} = \frac{3,537}{50} \cdot 100\% = 7,074\%.$$

2.3. Проверим расчет внутренних потерь в трансформаторе в режиме on-line по мощности трансформатора

2.3.1. Определим мощность трансформатора:

$$S = U_1 \cdot I_1 - U_2 \cdot I_1 = (U_1 - U_2) \cdot I_1 = 50000 \cdot 1000 = 50000 \text{ кВА}.$$

2.3.2. Среднее значение мощности:

$$\langle S \rangle = (\langle U_1 \rangle - \langle U_2 \rangle) \cdot \langle I_1 \rangle.$$

2.3.3. Определим частные производные и их значения при средних значениях аргументов:

$$\frac{\partial S}{\partial U_1} = I_2 = 1000;$$

$$\frac{\partial S}{\partial U_2} = -I_2 = -1000;$$

$$\frac{\partial S}{\partial I_1} = -(U_1 - U_2) = 50000.$$

2.3.4. Вычислим составляющие погрешности от каждого аргумента:

$$\Delta S_{U1} = \Delta U \cdot \frac{\partial S}{\partial U_1} = 2500 \cdot 1000 = 2,5 \cdot 10^6;$$

$$\Delta S_{U2} = \Delta U \cdot \frac{\partial S}{\partial U_2} = -2500 \cdot 1000 = -2,5 \cdot 10^6;$$

$$\Delta S_{I1} = \Delta I \cdot \frac{\partial S}{\partial I_1} = 2 \cdot 50000 = 10^5.$$

2.3.5. Абсолютная погрешность составляет:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta S_{U1})^2 + (\Delta S_{U2})^2 + (\Delta S_{I1})^2} =$$

$$= \sqrt{(2,5 \cdot 10^6)^2 + (-2,5 \cdot 10^6)^2 + (10^5)^2} = 3,537 \cdot 10^6.$$

2.3.6. Относительная погрешность расчета внутренних потерь в трансформаторе составляет:

$$\frac{\Delta S}{S} = \frac{3,537}{50} \cdot 100\% = 7,074\%.$$

Выводы:

1. Относительная погрешность определения сопротивления Z_k по измеренным напряжениям и току составляет 7,074 %.

Относительная погрешность определения мощности также составляет 7,074 %.

Данная погрешность получена с учетом классов точности только первичных преобразователей на класс точности ТН – 0,5 и ТТ – 0,2. Если учесть еще погрешность измерительных приборов, и попытаться определить влияние токов намагничивания, то погрешность измерения будет еще больше.

2. В целях определения деформации обмоток, для диагностирования необходимо знать изменение Z_k даже на 1 % т.к. важно установить именно начальные деформации обмоток, чтобы своевременно предотвратить аварийный выход трансформатора из строя с разрушениями, значительно удорожающими ремонт и затрудняющими определение причины аварии. Значение $\Delta Z_k \geq 3\%$ указывает на наличие в обмотках недопустимых деформаций.

3. В соответствии с заводскими протоколами испытаний на нагрев, внутренние потери трансформатора (сумма потерь к.з. и потерь х.х.) составляют:

– для трансформаторов мощностью 50÷100 МВА: (0,4 ÷ 0,5) % от полной мощности;

- для трансформаторов мощностью 100÷300 МВА: (0,3 ÷ 0,4) % от полной мощности;
- для трансформаторов мощностью 300÷500 МВА: (0,2 ÷ 0,3) % от полной мощности;
- для трансформаторов мощностью 500 МВА и более: (0,1 ÷ 0,2) % от полной мощности.

4. Таким образом, класса точности измерительных трансформаторов (ТН – 0,5; ТТ – 0,2 S) недостаточно для реализации методики определения внутренних потерь в трансформаторе в режиме on-line.

Список литературы: 1. *Свирен П.М.* Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с. 2. Эксплуатационный формуляр Ц-02-88(Э). Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов. – 1987. – 10 с. 3. *Соколов В.В., Цурпал С.В., Конов Ю.С., Короленко В.В.* Определение деформаций обмоток крупных силовых трансформаторов // Электрические станции, 1988. – №6. – С. 52-56. 4. *Голоднов Ю.М.* Контроль за состоянием трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 88 с. 5. Справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. – М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с. 6. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / Под ред. Ф.Л. Когана. – М.: АО "Фирма ОРГРЭС", 1998. 7. Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы классов напряжения 110–1150 кВ мощностью 80 МВ·А и более. Капитальный ремонт. СО 34.46.605-2005. – М., 2005. 8. ГОСТ 8.401-80 Классы точности средств измерений. 9. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения. 10. Годовой отчет ОАО "ФСК ЕЭС" за 2010г (www.fsk-ees.ru). 11. Положение "О технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" от 08.02.2011(www.fsk-ees.ru). 12. Технические требования к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию (Распоряжение ОАО ФСК от 02.08.2011 №538р). 13. СТО 56947007-29.200.10.011-2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования (Приказ ОАО "ФСК ЕЭС" от 18.04.2008 №140). 14. СО 34.46.305-2005: Инструкция по применению системы мониторинга при изготовлении и ремонте силовых трансформаторов, утв. 01.02.2005 г. ОАО РАО "ЕЭС России".

*Поступила в редколлегию 4.11.2011
Рецензент д.т.н., проф. Болух В.Ф.*