

О. Г. ВОЛКОВА, Л. Б. ЖОРНЯК, И. В. ЛЕВЕНКОВ

ДИАГНОСТИКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

В статье рассмотрены вопросы совершенствования диагностики состояния силовых трансформаторов длительное время находящихся в эксплуатации. Приведены результаты и анализ наблюдений показывающие, что существующие методы диагностики силовых трансформаторов в рабочем состоянии не способны в полной мере выявить дефекты накопительного характера, возникающие в изоляции за период длительной эксплуатации. Предложено наряду с существующими методами диагностики силовых трансформаторов совершенствовать оценку их состояния с помощью метода регистрации частичных разрядов, позволяющем выявлять дефекты изоляции на ранних стадиях развития.

Ключевые слова: диагностика, силовые трансформаторы, изоляция, высоковольтные вводы, частичные разряды (ЧР).

О. Г. ВОЛКОВА, Л. Б. ЖОРНЯК, І. В. ЛЕВЕНКОВ

ДІАГНОСТИКА СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЩО ТРИВАЛИЙ ЧАС ЗНАХОДЯТЬСЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЇ

У статті розглянуті питання вдосконалення діагностики стану силових трансформаторів, які тривалий час знаходяться в експлуатації. Наведено результати і аналіз спостережень показуючих, що існуючі методи діагностики силових трансформаторів в робочому стані не здатні в повній мірі виявити дефекти накопичувального характеру, які виникають в ізоляції за період тривалої експлуатації. Запропоновано поряд з існуючими методами діагностики силових трансформаторів удосконалити оцінку їх стану за допомогою методу реєстрації часткових розрядів, це дозволяє виявляти дефекти ізоляції на ранніх стадіях розвитку.

Ключові слова: діагностика, силові трансформатори, ізоляція, високовольтні вводи, часткові розряди.

O. G. VOLKOVA, L. B. ZHORNIAK, I. V. LYEVYENKOV

DIAGNOSTIC OF POWER TRANSFORMERS ARE IN SERVICE LONG TIME

Purpose. Improvement of power transformer condition diagnostic being in service long time. **Methodology.** The theoretical aspects of the paper are based on theory fundamental statements of electrical apparatus and material engineering. Experimental investigations were realized by monitoring data incisive analysis of capacitor (C) and approximate power factor (tgδ) of autotransformer bushing 550 kV on operating equipment. **Results.** Results and observational analysis are given. They show that power transformer diagnostic recommended methods in operation do not be able to in full detect defects with accumulative character appearing during a continuous exploitation period. **Originality.** In addition to the existing methods of power transformers diagnostic to use a technique based on the registration of partial discharges is proposed. It allows detecting insulation defects at early stages of development. Due to the fact that current value of particle discharges is not large especially in the initial stages, it make sense for studying of partial discharges in transformer insulation to fix electrical field and acoustic signals generating partial discharges. **Practical value.** Practical value for electrotechnical branch is improvement diagnostic and enhancement of safety of substation equipments exploitation.

Key words: diagnostic, power transformer, insulation, high voltage bushing, partial discharge.

Введение и постановка задачи. Проводимый мониторинг работы систем электроснабжения, как в Украине, так и за рубежом показывает общие тенденции использования подстанционного оборудования отработавшего свой нормативный срок службы или близких к этому. Так, по данным Института электроэнергетики США, в стране эксплуатируется не менее 60 % силовых трансформаторов, отработавших 30 и более лет. Подобная картина наблюдается и в таких крупных странах как Германия, Франция, Канада и др. По данным РАО ЕЭС России, доля электрооборудования подстанций на 110/220 кВ, которые прослужили 25 лет и более, составляет не менее 40 %.

Дальнейшее продление эксплуатации этой техники связано с риском техногенных аварий, как на производстве, так и системе жизнеобеспечения. Кроме прямых потерь эти риски приводят к затратам на предотвращения аварийных ситуаций и содержания резервного оборудования. По этой причине продление эксплуатации силового оборудования систем электроснабжения должна сопровождаться регламентными

работами и освидетельствованием состояния длительно находящейся в эксплуатации техники. В первую очередь это вызывает необходимость диагностики эксплуатируемого оборудования.

Примерный анализ причин и условий возникновения поврежденных силовых трансформаторов на подстанциях представлен в табл. 1. [1]*

Таблица 1– Распределение поврежденных силовых трансформаторов по основным узлам

Узел	Распределение повреждений, %			
	10 лет	10-20 лет	20-30 лет	более 30 лет
Обмотка	14,7	15,9	14,7	18
Магнитопровод	3,6	0	0	0
Система охлаждения	1,2	9	8	0
РПН	7,5	18	13,5	6
Течь масла	7,8	10,2	12	6,9
Высоковольтные вводы	9,6	23,4	24	19,8

*Оборудование и условия эксплуатации аналогичны условиям работы на подстанциях Украины, где подобные анализы последнее время не проводятся.

© О. Г. Волкова, Л. Б. Жорняк, И. В. Левенков, 2018

Общий анализ типовых дефектов силовых трансформаторов, как основного подстанционного оборудования показал, что главные причины дефектов с ростом срока эксплуатации, вызваны общим ухудшением состояния изоляции вызванных комплексом причин:

- увлажнение изоляции в процессе длительной эксплуатации из-за недостаточной герметичности и течей масла в баке;
- витковые замыкания в обмотке, по причине дефектов изготовления и ремонта, а также внешними воздействиями;
- ослабленная изоляция обмоток;
- дефектность прокладок на осушающих фильтрах.

Как правило, через 10...15 лет влагосодержание твердой изоляции достигает значений 4...6 %, при котором уже при рабочем напряжении наблюдаются ЧР критической интенсивности.

Как видно из табл. 1 в период работы трансформаторов до 10 лет, наибольшее число повреждений происходит по причине нарушения работы обмотки и высоковольтных вводов (14,7% и 9,6 % соответственно). Для трансформаторов, отработавших более 10 лет повреждение вводов уже является основной причиной выхода из строя и составляет от 19,8 % до 23,4 %. Вводы не держат давление, требуют периодической подпитки или доливки масла. Низкая надежность герметичных вводов 110...500 кВ обусловлена увеличением $\text{tg } \delta$ масла, старением изоляции, образованием желто-бурого полупроводящего налета на внутренней поверхности фарфоровой крышки и на изоляции остова в нижней части (рис. 1).



Рис. 1. Осадок в нижней части ввода

Срок службы отечественных вводов составляет всего 10...12 лет. Важно также то, что по статистике половина повреждений вводов приводит к пожару и выходу из строя всего трансформатора. Поэтому внедрение и развитие средств диагностики состояния внутренней изоляции для длительно работающего оборудования является весьма актуальной задачей.

Существующие методы контроля состояния внутренней изоляции. Значительная часть научных исследований состояния внутренней изоляции сило-

вых трансформаторов проводится в направлении развития следующих методов:

- Измерения сопротивления изоляции мегомметром (применим для диагностики грубых дефектов: сквозной прогар изоляции, сильное и в большом объеме увлажнение и др).
- Измерение тока утечки на выпрямленном напряжении (в отличие от предыдущего, позволяет определить степень загрязнения внутренней поверхности вводов).
- Испытания повышенным напряжением промышленной частоты (способен создать опасность пробоя состаренной изоляции).
- Хроматографический анализ (обладает слабой чувствительностью к локальным дефектам и ранним стадиям их развития).
- Оценка влажности твердой изоляции (сложность доступа к образцам изоляции внутри бака).
- Оценка степени полимеризации бумажной изоляции (возможность провести только при капитальном ремонте обмотки).
- Тепловизионное обследование (позволяет провести только качественный анализ).

На практике распространенной методикой контроля является мостовой метод [2]. Он основан на измерении емкости (C) и тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) посредством моста переменного тока. Суть метода состоит в сравнительном анализе параметров реального объекта с эталонным.

Также широко использованной методикой является векторное сравнение, в котором разность начальных фаз первых гармоник и тангенс угла диэлектрических потерь вычисляется из синхронных записей токов эталонного и контролируемого объекта. Однако, отмечалось, что обе методики допускают погрешности, вызванные температурным режимом эксплуатации, оборудования, состоянием рабочей среды и выбором опорного объекта. Кроме того, включение в цепь дополнительных элементов (конденсаторов, сигнальных линий и др.) сказывается на точности измерения.

Типичным примером этому может служить анализ повреждения ввода автотрансформатора на 500 кВ (производства ABB) зафиксированные на подстанции фирмой ZTZ Services (рис. 2) [3].

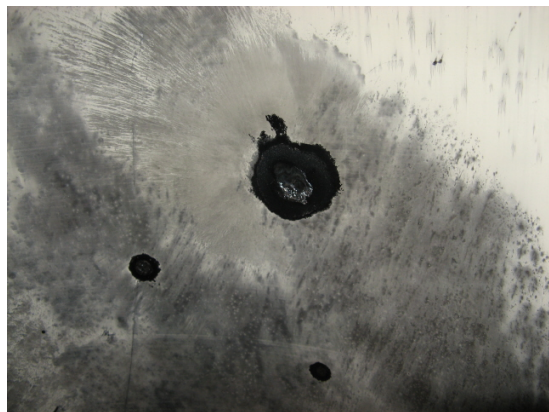
Перед выходом из строя ввода проводился мониторинг его состояния на протяжении 12 лет, результаты которого представлены в табл. 2. Схема установки регистрирующих датчиков показана на рис. 3.

Таблица 2 – Данные мониторинга высоковольтного ввода

Параметры	12/04/1996	05/01/1999	11/04/2001	21/03/2002	13/01/2005	14/02/2008	28/05/2008
$C1$, пФ	422.1	421	421.2	420.7	415.5	421.8	8.689
$\text{tg } \delta 1$, %	0.27	0.24	0.25	0.26	1.10	0.26	2.29
$C2$, пФ	6356	6353	6361	6350	6420	6288	49.110
$\text{tg } \delta 2$, %	0.25	0.25	0.28	0.25	0.71	0.28	7.80



а



б

Рис. 2. Снимки высоковольтного ввода со следами дугового повреждения: а – возле верхнего фланца; б – на корпус.

Из результатов табл. 2 видно, что на протяжении длительного периода незначительные колебания показателя (C) не указывало на опасность дальнейшей эксплуатации трансформатора, пока емкость скачкообразно не изменяется до предельного значения. Очевидно, что результатом послужил пробой одного или более слоев изоляции, при котором решение о дальнейшей эксплуатации пришлось приниматься оперативно в зависимости от скачка C . Фирма изготовитель данного ввода (ABB) для исключения подобных случаев рекомендует проводить соответствующие измерения с интервалом в 6 месяцев [4], хотя, как видно из мониторинга отказ произошел в интервале 3 месяцев, что говорит о несостоятельности рекомендаций и необходимости внедрять дополнительные методы контроля.

Например, такими средствами диагностики могут выступить методики локации частичных разрядов высоковольтных вводах в режиме on-line.

В последнее время эти методики в диагностике высоковольтного оборудования нашли применение и могут считаться достаточно перспективными для оценки состояния изоляции обмоток и вводов силовых трансформаторов. Однако, следует отметить, что до настоящего времени такие работы чаще относят к категории заводских приемо-сдаточных или лабораторных испытаний. [5]. В таких испытаниях метод ЧР в настоящее время зарекомендовал себя, как самый чувствительный к различного рода локальным дефектам конструкций и нарушениям в технологии изготовления.

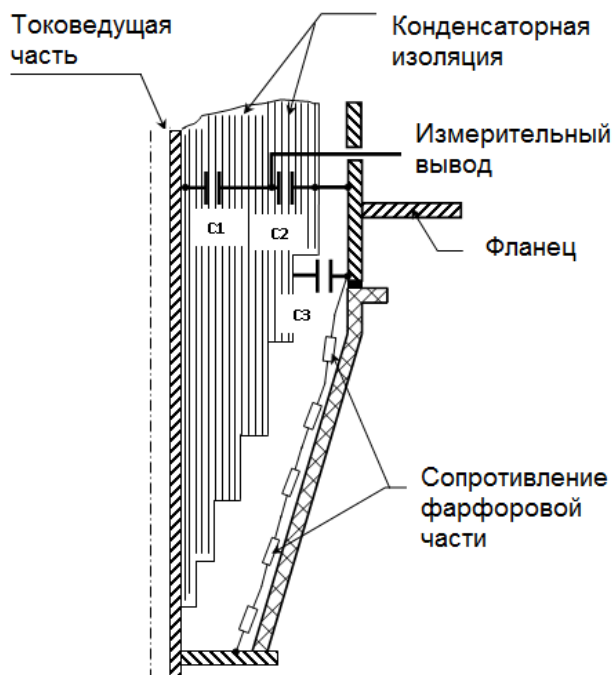


Рис. 3. Схема установки диагностического оборудования фирмы ZTZ Services

Возможности диагностики с применением методов оценки частичных разрядов. Авторы большинства работ посвященных исследованиям ЧР, во многом противоречиво оценивали процессы, происходящие в диэлектрической среде. Это указывает на неполное представление о механизме влияния ЧР на диэлектрик. Важность этих вопросов состоит в том, что в зависимости от механизма ЧР изменяется оценка энергетического баланса, удельное энерговыделение, время воздействия ЧР на диэлектрик и т.д. Однако общее представление, что ЧР как правило, приводят к повреждению твердой изоляции и образованию в ее теле устойчивых проводящих следов сформировалось. В зоне этих следов при воздействии перенапряжений или просто рабочего напряжения могут возникнуть условия для непрерывного развития электрических разрядов, которые завершаются полным пробоем изоляции.

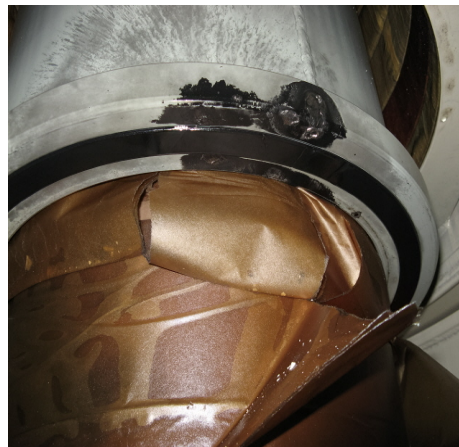


Рис. 4. Следы пробоя ввода

Таким образом, ЧР в большинстве случаев являются не только сигналом наличия дефектов в изоляции, но и их первопричиной. Как показывают косвенные результаты, при отсутствии экстремальных воздействий (типа перенапряжений), процесс развития дефектов в изоляции до полного пробоя может длиться от нескольких месяцев до нескольких лет. Таким образом, появление ЧР свидетельствует о наличии дефектов изоляции уже на ранней стадии. А характер проявления ЧР должен свидетельствовать о степени развития дефектов.

Параметры оценки ЧР могут быть разделены на две группы: характеристики индивидуального разряда и параметры, характеризующие разрядную активность. К первой группе относятся амплитуда ЧР, его фаза, "кажущийся заряд". Вторая группа параметров характеризует интенсивность ЧР и может быть получена в результате вычислений на основе полученных замеров. К ней относятся, количество ЧР в единицу времени, средний ток и др. ЧР не оцениваются по какому-либо одному показателю. Все имеющиеся в мире стандарты по ЧР определяются набором некоторых комплексных величин, полученных в результате измерения или расчета. Это нашло отражение в ряде нормативных документов (IEC-270, ГОСТ 20074 и др.) [6-8].

Поскольку сила тока электрических разрядов имеет не большие значения, есть смысл фиксировать не сами разряды, а электрическое поле или акустические сигналы, вызванные электрическим разрядом, что широко используется при изучении ЧР.

Опыт анализа ЧР на вводах силовых трансформаторов и его перспективы в оценке их состояния. Для диэлектриков, разрушаемых ЧР, существуют две существенно отличающихся фазы разрядов – начальная и критическая.

Начальная фаза сопровождается разрядами малой интенсивности и не приводит к существенному разрушению изоляции, происходит лишь постепенное разрушение твердого или жидкого диэлектрика (трансформаторного масла). Критическая фаза такого разрушения наблюдается после продолжительной работы вводов (15 лет и более) и характеризуется изменением структуры диэлектрика. Например, в масле образуются частицы его разложения и другие включения (вода, воздух и др.) Это приводит к увеличению напряженности электрического поля и возникновению ЧР. Уровень этих разрядов в пределах 10 пКл, что соответствует, например, нормальной работе ввода и может быть зарегистрирован с помощью высокоточной измерительной аппаратуры. При возникновении ЧР, масло продолжает разлагаться и в свою очередь приводит к появлению новых ЧР. Интенсивность процесса возрастает. При значительном накоплении продуктов разложения в масле, образуется осадок на поверхности твердого диэлектрика (например, фарфора). Наличие осадка приводит к усилению ЧР, уровень которых может превышать несколько сотен пКл. Такие ЧР легко фиксирует измерительная аппаратура. Дальнейшее развитие разрядов носит экспоненциальный характер и часто приводит к непредсказуемому

повреждению изоляции. Это связано, в частности, с тем, что в основном исследовались только электрические сигналы ЧР, а более чувствительной регистрацией ЧР путем локации излучения (электромагнитное, оптическое, акустическое) не уделялось достаточного внимания. Анализируя результаты работ, можно сделать вывод о необходимости повышения технической оснащенности для исследования физической картины ЧР. Прежде всего, это касается быстродействия, чувствительности и пространственно-временной разрешающей способности аппаратуры.

Выводы.

1. Проанализировав современные методы диагностики высоковольтного оборудования можно отметить, что методика оценки ЧР не нашла широкого применения для исследования состояния изоляции длительное время находящихся в эксплуатации силовых трансформаторов и требует дальнейшей экспериментальной проверки.

2. Необходимо подчеркнуть, что точность диагностики методом ЧР требует мониторинга исследуемых объектов и не должна полагаться на отдельные несистемные результаты.

3. В связи с изложенным, стоит задача анализа ЧР-тестов путем их регистрации и создания базы данных содержащих информацию о каждом обследуемом объекте.

4. Поскольку сила тока электрических разрядов особенно в начальных стадиях имеет не большие значения, есть смысл для изучения ЧР в изоляции трансформаторов фиксировать не сами разряды, а электрическое поле или акустические сигналы, ими генерируемые.

Список литературы

1. Контроль технического состояния силовых трансформаторов методом акустического диагностирования / А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, О.И. Карандаева, С.Е. Мостовой, А.А. Чертухов // Вестник ЮУрГУ. – 2008. – № 28. – С. 26-31.
2. Анализ методов непрерывного контроля характеристик изоляции трансформаторов тока и вводов на подстанциях 30-750 кВ / А.Н. Рассальский, А.А. Сахно, С.П. Конограй, А.Г. Спица, А.А. Гук // Вісник КДПУ імені Михайла Остроградського. – 2009. – Вип. 3 (56). – С. 67-70.
3. Prykhodko V. Final investigation report of 500 kV bushing failure at FPL Conservation substation. ZTZ Services International Report. – Электрон. дан. – Майами, США, 2008.
4. Богданов В. Компоненты трансформаторов: вводы, РПН и др. Режим доступа: <http://new.abb.com/products/transformers/ru/eksperti-abb-otvechaut-na-voprosi/visokoltnie-vvody>.
5. Бажанов С.А. Техническое обслуживание и ремонт вводов и изоляторов высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
6. IEEE C57.19.00 – 2004 Standard General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings. Режим доступа: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.19.00-2004.html>.
7. IEEE C57.113 – 2010 Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors. Режим доступа: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5557722/?reload=true>.
8. IEEE C57.127 – 2007 Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors. Режим доступа: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.127-2007.html>.

References (transliterated)

1. Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Karandaeva O.I., Mostovoy S.E., Chertousov A.A. Technical position control of power transformers with an acoustic diagnosis method. *Bulletin of YuUrGu*, 2008, no. 28, pp. 26-31. (Rus).
2. Rassalskiy A.N., Sahno A.A., Konogray S.P., Spitsa A.G., Guk A.A. Analysis of isolation characteristic continuous monitoring methods of current transformers and bushings on the electric substation 30-750 kV. *Bulletin of Kremenchuk Mykhaylo Ostrogradskiy State University*, 2009, no. 3(56), pp. 67-70. (Rus).
3. Prykhodko V. Final investigation report of 500 kV bushing failure at FPL Conservation substation. ZTZ Services International Report. *Electronic data*, Miami, USA, 2008.
4. Bogdanov V. Components of transformers: bushings, OLTC and etc. Available at: <http://new.abb.com/products/transformers/ru/esperti-abb-otvechaut-na-voprosi/visokoltnie-vvody>. (Rus).
5. Bazhanov S.A. *Tekhnicheskoe obsluzhivanie i remont vvodov i izolyatorov vysokogo napryazheniya* [Maintenance operations and repair process of bushings and high voltage insulators]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984. 240 p. (Rus).
6. IEEE C57.19.00 – 2004 Standard General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings. Available at: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.19.00-2004.html>.
7. IEEE C57.113 – 2010 Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5557722/?reload=true>.
8. IEEE C57.127 – 2007 Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors. Available at: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.127-2007.html>.

Надійшла (received) 14.11.2017

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Волкова Ольга Григорівна (Волкова Ольга Григорьевна, Olga Volkova) – доцент, кафедра теоретичної і загальної електротехніки ЗНТУ, Запоріжжя, Україна; e-mail: volkova@zntu.edu.ua.

Жорняк Людмила Борисівна (Жорняк Людмила Борисовна, Liudmila Zhorniak) – доцент, кафедра електричних та електронних апаратів ЗНТУ, Запоріжжя, Україна; e-mail: zporoton@zntu.edu.ua.

Левенков Ігор Володимирович (Левенков Игорь Владимирович, Ihor Lyevyukov) – аспірант, кафедра електричних та електронних апаратів ЗНТУ, Запоріжжя, Україна.