УДК 621.315.615.2 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.09**

О. Є. ПІРОТТІ, О. І. БАЛЕНКО, В. О. БРЕЧКО, М. Ю. ГУЗІН, Ю. Г. ГОНТАР

АНАЛІЗ ПРИНЦИПІВ ПОБУДОВИ ТА ФУНКЦІОНАЛЬНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ СТАНУ ВИСОКОВОЛЬТНИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

У статті наведено результати аналізу принципів побудови та функціональних можливостей систем, що використовуються для моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів. Проаналізовано основні функції сучасних систем моніторингу, що використовуються для діагностики стану обладнання електричних мереж як в Україні, так і за її межами. На підставі аналізу встановлено, що найбільш характерними функціями систем моніторингу є виявлення дефектів, що швидко розвиваються, і безперервний контроль параметрів, необхідних для прогнозування та оцінки стану обладнання. Показано, що ефективність систем моніторингу буде визначатися як точністю засобів вимірювання, так і адекватністю використовуваних в процесі обробки результатів вимірювань моделей прогнозу і діагностики. Розглянуто вимоги до обладнання, дотримання яких дозволяє забезпечувати ефективне та економічно обґрунтоване використання систем моніторингу. Проаналізовано типову архітектуру сучасних систем моніторингу, розглянуто основні елементи таких систем. Також розглянуто основні рівні обробки інформаційних потоків, що реалізуються в рамках систем моніторингу стану силових трансформаторів. Наведено докладний опис і дано обґрунтування використання діагностичних параметрів для моніторингу стану основних вузлів силових трансформаторів, таких як аналіз розчинених в маслі газів, часткові розряди, струм, напруга і потужність трансформаторів, температура масла в різних місцях трансформатора, комутаційні та атмосферні перенапруги, струми короткого замикання, деформація обмоток та інших. Наведено вихідні параметри, які повертають системи моніторингу. Впровадження сучасних систем і технічних засобів моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів дозволить знизити ризики виникнення аварійних ситуацій і, як наслідок, зменшити економічні втрати, пов'язані із заміною пошкоджених трансформаторів і недовідпуском електричної енергії.

Ключові слова: інтелектуальні енергетичні системи, системи моніторингу, силові трансформатори, оперативна діагностика, прогнозування залишкового ресурсу, архітектура систем моніторингу, рівні інформації, діагностичні ознаки.

А. Е. ПИРОТТИ, А. И. БАЛЕНКО, В. А. БРЕЧКО, М. Ю. ГУЗИН, Ю. Г. ГОНТАРЬ

АНАЛИЗ ПРИНЦИПОВ ПОСТРОЕНИЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В статье приведены результаты анализа принципов построения и функциональных возможностей систем, используемых для мониторинга состояния высоковольтных силовых трансформаторов. Проанализированы основные функции современных систем мониторинга, используемых для диагностики состояния оборудования электрических сетей как в Украине, так и за ее пределами. На основании анализа установлено, что наиболее характерными функциями систем мониторинга являются обнаружение быстроразвивающихся дефектов и непрерывный контроль параметров, необходимых для прогнозирования и оценки состояния оборудования. Показано, что эффективность систем мониторинга будет определяться как точностью средств измерения, так и адекватностью используемых в процессе обработки результатов измерений моделей прогноза и диагностики. Рассмотрены требования к оборудованию, соблюдение которых позволяет обеспечивать эффективное и экономически обоснованное использование систем мониторинга. Проанализирована типичная архитектура современных систем мониторинга, рассмотрены основные элементы таких систем. Также рассмотрены основные уровни обработки информационных потоков, реализуемых в рамках систем мониторинга состояния силовых трансформаторов. Приведено подробное описание и дано обоснование использования диагностических параметров для мониторинга состояния основных узлов силовых трансформаторов, таких как анализ растворенных в масле газов, частичные разряды, ток, напряжение и мощность трансформаторов, температура масла в различных местах трансформатора, коммутационные и атмосферные перенапряжения, токи короткого замыкания, деформация обмоток и других. Приведены выходные параметры, которые возвращают системы мониторинга. Внедрение современных систем и технических средств мониторинга состояния высоковольтных силовых трансформаторов позволит снизить риски возникновения аварийных ситуаций и, как следствие, уменьшить экономические потери, связанные с заменой поврежденных трансформаторов и недоотпуском электрической энергии.

Ключевые слова: интеллектуальные энергетические системы, системы мониторинга, силовые трансформаторы, оперативная диагностика, прогнозирование остаточного ресурса, архитектура систем мониторинга, уровни информации, диагностические признаки.

O. YE. PIROTTI, O. I. BALENKO, V. O. BRECHKO, M. YU. GUZIN, YU. H. GONTAR

ANALYSIS OF CONSTRUCTION PRINCIPLES AND FUNCTIONALITY OF HIGH-VOLTAGE POWER TRANSFORMER CONDITION MONITORING SYSTEMS

The article presents the results of analysis of construction principles and functionality of systems used to monitor the condition of high-voltage power transformers. The main functions of modern monitoring systems used to diagnose the condition of electrical network equipment both in Ukraine and abroad were analysed. Based on the analysis it was found that the most characteristic functions of monitoring systems are the detection of rapidly developing defects and continuous control of parameters necessary to predict and assess the state of equipment. It is shown that efficiency of monitoring systems will be determined by both accuracy of measuring instruments and adequacy of prediction and diagnostic models used in the process of measurement results processing. Requirements to the equipment which observance allows providing effective and economically reasonable use of monitoring systems are considered. The typical architecture of modern monitoring systems is analysed, the basic elements of such systems are considered. Basic levels of information flow processing within the systems for monitoring the condition of power transformers have been considered. A detailed description and justification for using diagnostic parameters for monitoring the main components of power transformers such as dissolved gases analysis, partial discharges, current, voltage and power of transformers, oil temperature in different transformer locations, switching and atmospheric overvoltages, short-circuit currents, deformation of windings and others are presented. The output parameters returned by monitoring systems are given. The introduction of modern systems and technical means of monitoring the condition of high-voltage power transformers will reduce the risks of emergencies and, consequently, reduce the economic losses associated with the replacement of damaged transformers and under-release of electrical energy.

© О. Є. Піротті, О. І. Баленко, В. О. Бречко, М. Ю. Гузін, Ю. Г. Гонтар, 2020

Keywords: Intelligent energy systems, monitoring systems, power transformers, online diagnostics, residual life prediction, monitoring system architecture, information levels, diagnostic attributes.

Вступ. В даний час як в Україні, так і за її межами спостерігається стійка тенденція до розробки інтелектуальних електроенергетичних систем (Smart Grid) [1]. Основними завданнями таких систем є не тільки створення платформи для ринкових і технологічних інновацій та оптимальне управління режимами роботи електричних мереж, а й забезпечення оптимального управління експлуатацією обладнання електричних мереж і підвищення його експлуатаційної надійності. Останнє завдання є вкрай актуальним в умовах старіння парку обладнання, яке характерне як для електроенергетичної галузі України, так і більшості зарубіжних країн. Збільшення електроспоживання, зниження коефіцієнтів запасу міцності обладнання, зважаючи на конкуренцію на ринку виробників, а також підвищення вимог до надійності постачання споживачів призводять до постановки нових завдань з підвищення експлуатаційної надійності обладнання електричних мереж. При цьому одним із основних завдань як у виробників обладнання, так і у енергетичних компаній є запобігання аваріям і зниження експлуатаційних витрат, пов'язаних з цим обладнанням. Важливими питаннями, також, стають оцінка можливості продовження експлуатації обладнання після закінчення нормованого терміну його служби і створення необслуговуваних підстанцій.

Впровадження системи оптимального управління експлуатацією обладнання електричних мереж також можливе тільки при наявності достовірної інформації про поточний технічний стан кожної одиниці обладнання. Найбільш коректно технічний стан можна оперативно визначати за допомогою систем моніторингу, що володіють вбудованими функціями оперативної діагностики дефектів за допомогою експертних систем. У порівнянні з традиційними (offline) методами контролю технічного стану сучасна online діагностика за допомогою систем моніторингу має ряд переваг. До таких переваг відносяться:

- безперервність процесу вимірювання, діагностики та оцінки технічного стану обладнання;
- можливість відстеження стрибків параметрів стану, зазвичай пов'язаних зі «швидким» виникненням дефектних станів;
- виявлення та аналіз трендів зміни параметрів обладнання, за допомогою цієї функції ефективно оцінюються повільні зміни технічного стану;
- комплексний підхід до оцінки стану обладнання. Підсумковий висновок про технічний стан формується на підставі використання декількох діагностичних методів, враховує попередні етапи експлуатації, спирається на прогноз ймовірного розвитку дефектних ознак.

Очевидно, що практична реалізація всіх цих переваг можлива лише при використанні найбільш оптимальних методів моніторингу. Для вирішення даного завдання виникла необхідність аналізу існуючих систем моніторингу.

Аналіз публікацій. У відкритих літературних джерелах [2–9] описані функціональні можливості систем моніторингу від таких провідних світових виробників як General Electric (Hydran, FARADAY tMEDIC і Intellix), ABB (ABB T-Monitor), Siemens (Siemens Legacy Transformer Monitoring and Diagnostic System – TMDS 2000 L), AREVA (MS 3000), Serveron (TM3, TM8 та ін.), Doble Engineering (INSITE) та ін. Дані системи розроблені і успішно використовуються різними енергетичними компаніями. Компанія NationalGrid (Великобританія) для діагностики терміну служби трансформаторів використовує систему FLEXNET (технології гнучких мереж) [10]. В [11] виконано ретроспективний аналіз стану досліджень в області моніторингу стану та діагностики енергетичного обладнання, в тому числі трансформаторів, розподільних пристроїв з газовою ізоляцією, кабелів, зовнішньої ізоляції, генераторів і силових конденсаторів. В [12] наведено огляд різних методів моніторингу стану силових трансформаторів. Слід зазначити, що активні дослідження виконуються не тільки в області створення систем моніторингу, а й в напрямку розробки програмного забезпечення [13].

Розробкою систем моніторингу стану обладнання електричних мереж займаються і українські дослідники. Так компанія ТОВ «Енергоавтоматизація» [14] на даний момент розробила і успішно впровадила системи безперервного контролю і діагностики під робочою напругою основних типів обладнання (системи SAFE-T). Дані системи дозволяють виконувати оперативну діагностику не тільки силових трансформаторів, автотрансформаторів, високовольтних вводів і пристроїв регулювання під навантаженням (РПН), але і нелінійних обмежувачів перенапруг.

У країнах СНД широкого поширення набули системи моніторингу ТІМ-3, ТІМ-9, ТДМ та ін. виробництва компанії ТОВ «Dimrus» [15].

Всі існуючі системи моніторингу відрізняються принципами побудови, методами обробки даних і різними функціональними можливостями. У зв'язку з цим доцільно виконати порівняльний аналіз можливостей різних систем моніторингу, які в даний час використовуються для діагностики стану високовольтних силових трансформаторів.

Мета статті. В статті наведено результати аналізу сучасних систем, що використовуються для діагностики та моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів, як найбільш відповідального та високовартісного обладнання електричних мереж.

Основний матеріал. Моніторинг передбачає безперервний або дискретно безперервний контроль технічного стану обладнання електричних мереж.

Метою створення систем моніторингу є запобігання можливості виникнення аварійних режимів в енергетичному обладнанні. За допомогою систем діагностичного моніторингу вирішується

завдання ефективного управління експлуатацією і ремонтом обладнання. У зарубіжній літературі для них навіть існує спеціальний термін «Life Management» – управління життям обладнання.

У [16, 17] зазначається, що впровадження систем моніторингу дозволяє забезпечити оперативний персонал підстанцій інформацією:

- про поточний стан обладнання, причини і дефекти, що викликали погіршення стану обладнання – тобто вирішується завдання оперативної діагностики;
- про залишковий ресурс обладнання підстанції і про можливий час безаварійної експлуатації даного обладнання при виявлених дефектах та, що розвиваються– тобто вирішується завдання прогнозування;
- про ефективність і терміни проведення ремонтних робіт, які повинні бути застосовані до даного обладнання з метою забезпечення його безаварійної експлуатації – тобто вирішується завдання оптимізації процесу експлуатації обладнання електричних мереж за рахунок переходу на обслуговування за поточним станом, а не за календарним планом.

На думку авторів, оперативна діагностика найбільш ефективна стосовно дефектів, що швидко розвиваються, пропуск яких може привести до аварійного пошкодження обладнання. Наприклад, дефекти силових трансформаторів, що призводять до внутрішніх коротких замикань, або перекриття по внутрішній поверхні нижньої порцелянової покришки високовольтних вводів, викликані відкладенням осаду. У той же час, для процесів і дефектів, які не супроводжуються тяжкими наслідками і розвиваються на тривалих проміжках експлуатації (протягом року або десятків років), наприклад окислення трансформаторних масел, більш ефективними є періодичні методи контролю в сукупності з більш сучасними алгоритмами розпізнавання [18]. Крім того, достовірність діагностики стану обладнання електричних мереж визначається не тільки точністю вимірювальних приладів або періодичністю вимірювань (апаратна складова), а й достовірністю використовуваних методів інтерпретації отриманих результатів вимірювань (методична складова). Як приклад можна привести процедуру розпізнавання типу дефекту за результатами аналізу розчинених в маслі газів (АРГ). Як показано в [19], використання різних методів розпізнавання стосовно до одних і тих же результатів АРГ може привести до постановки різних діагнозів. Більш того, описані в [20] випадки пошкодження трансформаторів на гідроелектростанції «Nelson River» в Північній Канаді наочно показують, що наявність системи моніторингу при використанні недостатньо ефективної методики розпізнавання не завжди дозволяє запобігти аварійним відмовам обладнання електричних мереж.

Достовірність оцінки залишкового ресурсу обладнання електричних мереж також в чималому ступені буде визначатися методичною складовою, а саме адекватністю моделі прогнозу, урахуванням фізичних особливостей процесів старіння, урахуванням факторів, що визначають інтенсивність процесів і т.д. При цьому прогнозування може здійснюватися і за результатами періодичних випробувань [21]. Але в деяких випадках, наприклад, при оцінці залишкового ресурсу ізоляції обмоток трансформаторів за критерієм ступеня полімеризації целюлози [22–24], необхідний безперервний контроль температури масла в різних точках трансформатора. Слід зазначити, що на думку авторів, достовірність такого прогнозу буде вище, якщо прогностичні моделі будуть враховувати не тільки рівень впливу зовнішнього фактора (в даному випадку температура), але і поточне значення контрольованого параметра, тобто ступеня полімеризації целюлози в найбільш нагрітій точці трансформатора.

Час і обсяг виконання ремонтних робіт визначається як поточним станом обладнання, так і на основі результатів прогнозу.

На підставі вищевикладеного можна констатувати, що найбільш характерними функціями систем моніторингу є виявлення дефектів, що швидко розвиваються, і безперервний контроль параметрів, необхідних для прогнозування та оцінки стану обладнання. При цьому ефективність таких систем буде визначатися як точністю засобів вимірювання, так і адекватністю моделей прогнозу і діагностики. У той же час, цілий ряд завдань функціональної діагностики, прогнозування та оптимізації процесу експлуатації можуть бути вирішені в рамках функціонуючих експертних систем [25].

Як показано в [26], вартість систем моніторингу є досить високою і може досягати 25 % від вартості обладнання підстанції. У зв'язку з цим високовольтне обладнання електричних мереж, на якому передбачається установка систем діагностичного моніторингу, повинне відповідати наступним основним вимогам:

- обладнання повинне мати порівняно високу вартість. Це передбачає, що заміна обладнання, що вийшло з ладу, вимагатиме від персоналу енергетичного підприємства великих матеріальних і часових витрат;
- втрати від недопоставки електричної енергії, що виникли при виході з ладу такого обладнання, повинні бути значними;
- діагностичне обстеження такого обладнання в процесі роботи (в режимі online) не може бути оперативно і надійно виконане переносними засобами діагностики або вимагає дуже дорогого діагностичного обладнання.

Аналіз принципів побудови систем моніторингу. Типова архітектура систем моніторингу стану силових трансформаторів [16] показана на рис. 1. До основних елементів відносяться датчики і сенсори, що охоплюють основні вузли трансформатора, кабелі зв'язку датчиків з вузлом збору і передачі інформації, лінія зв'язку з обладнанням на щиті управління, де безпосередньо розміщена приймально-перетворююча апаратура з центральним сервером.

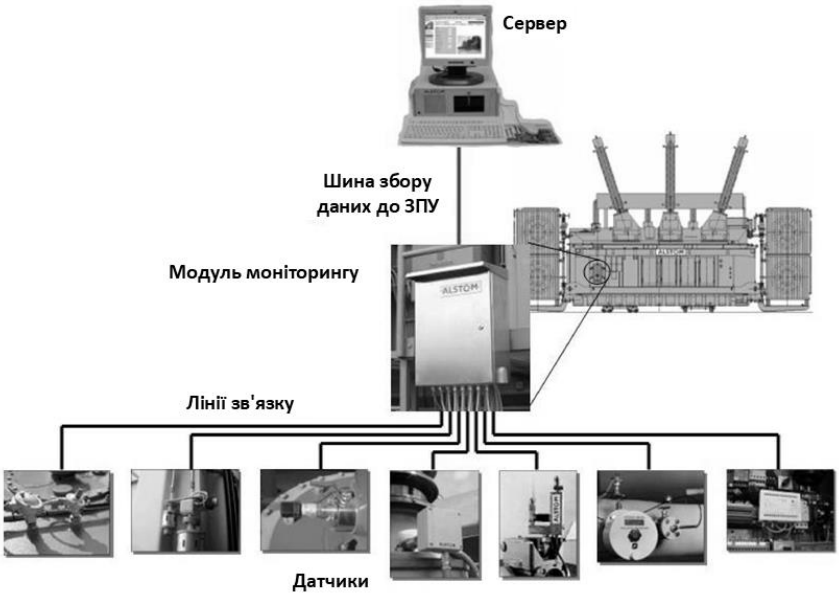

Рисунок 1 – Типова архітектура систем моніторингу

До складу системи діагностичного моніторингу з оптимальними параметрами [15] має входити кілька рівнів роботи з інформацією (рис. 2):

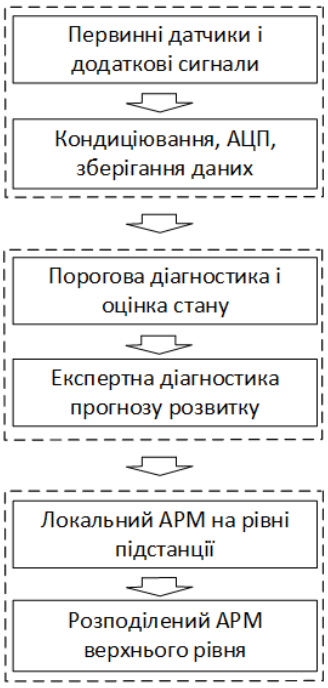

Рисунок 2 – Рівні роботи з інформацією в рамках системи моніторингу

1. Рівень первинних датчиків. Для досягнення високої економічної ефективності системи набір і кількість цих датчиків повинні бути мінімальними, але достатніми для проведення достовірної оцінки технічного стану обладнання.

2. Засоби кондиціонування, нормування, реєстрації, обробки та збереження сигналів від первинних датчиків.

3. Рівень основної параметричної (порогової) діагностики дефектних ознак і оцінки технічного стану обладнання.

4. Рівень експертних алгоритмів і математичних моделей для формування загальних висновків про стан обладнання.

5. Технічні та програмні засоби візуалізації результатів роботи системи моніторингу на локальному рівні автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУТП).

6. Системні засоби для АСУТП більш високого рівня, перегляд інформації, формування рекомендацій для оптимального управління експлуатацією обладнання.

Аналіз діагностичних ознак, контрольованих системами моніторингу. Слід зазначити, що незважаючи на різноманіття існуючих систем моніторингу стану силових трансформаторів перелік діагностичних параметрів, контрольованих даними системами, практично збігається. Згідно [16], до діагностичних параметрів, контрольованих системами моніторингу згідно з вимогами стандарту IEEE C57.143-2012 – IEEE Guide for Application of Monitoring to Liquid-Immersed Transformers and Components, відносяться:

- **Розчинені в маслі гази і вологовміст масла.** АРГ є одним з найбільш поширених методів неруйнівної діагностики, здатним розпізнавати до 80 % дефектів, що розвиваються у високовольтному маслонаповненому обладнанні [27]. Даний метод дозволяє розпізнавати як електричні розряди з різним ступенем інтенсивності (часткові розряди, іскрові та повзучі розряди, дугові розряди), так і локальні перегріви окремих ділянок ізоляційних конструкцій (перегріви з температурою менше 300°С, від 300 до 700°С та понад 700°С), а також комбіновані дефекти, тобто перегріви, які супроводжуються розрядами. При проведенні аналізу визначаються концентрації наступних газів H_2 – водень, CH_4 – метан, C_2H_6 – етан,

C_2H_4 – етилен, C_2H_2 – ацетилен, CO – оксид вуглецю, CO_2 – діоксид вуглецю, O_2 – кисень та N_2 – азот. Виявлення дефекту виконується за значеннями концентрацій і швидкостей наростання газів. А для розпізнавання типу дефекту, як правило, використовуються значення відношень характерних газів, або їх відсотковий вміст, або відношення газів до газу з максимальною концентрацією.

На відміну від періодичного відбору проб масла при безперервному контролі вмісту газів, в залежності від застосовуваного датчика, можна контролювати як композиційну величину чотирьох видів газів, які можуть викликати несправність трансформатора, і вологовміст масла (наприклад, HYDRAN), так і роздільно величини восьми видів газу і вологовміст масла (наприклад, TRANSFIX). У табл. 1 наведені характеристики аналізаторів газів, що використовуються світовими виробниками систем моніторингу [16]. Очевидно, що на відміну від періодичних випробувань безперервний контроль вмісту газів дозволяє розпізнавати дефекти, що розвиваються за більш короткий проміжок часу. Однак, як показує досвід використання систем моніторингу [28–30], основною проблемою при використанні аналізаторів газів є як кількісні, так і якісні відмінності в результатах вимірювань, отриманих за допомогою аналізаторів газів, від результатів, отриманих в лабораторних умовах.

Для вирішення даної проблеми пропонується вводити поправочні коефіцієнти з урахуванням типу аналізаторів газів. Однією з можливих альтернатив використання поправочних коефіцієнтів є виявлення дефектів, що розвиваються, на основі аналізу динаміки зміни значень концентрацій газів у часі [31, 32]. Такий підхід дозволяє виявляти дефекти, що розвиваються, на ранній стадії, коли значення концентрацій газів не перевищують гранично допустимих значень. Однак розпізнати тип дефекту можна лише за результатами лабораторного аналізу.

Наявність в ізоляції вологи має великий вплив на електричну міцність ізоляції і термін її служби. Потрапляючи з навколишнього повітря в масло, волога потім дифундує в тверду ізоляцію. При зміні температури обмоток і масла відбувається процес обміну вологи між маслом і паперовою ізоляцією. При зволоженні, крім безпосереднього зниження електричної міцності твердої ізоляції, існує небезпека виділення вологи в масло з утворенням бульбашок під час перехідних теплових процесів. Це може також стати причиною зниження електричної міцності конструкції ізоляції в цілому. Вільно циркулюючі краплі вологи, особливо при їх поглинанні папером, в критичних зонах становлять загрозу для безпеки ізоляції трансформаторів, оскільки можуть привести до пробою. Забруднення масла, як і його зволоження, небезпечне тим, що призводить до зниження електричної міцності всієї конструкції і проявляється у вигляді присутності в маслі сторонніх частинок і домішок. У зв'язку з цим контроль вмісту вологи дозволяє запобігти пошкодженням силових трансформаторів.

Таблиця 1 – Аналізатори розчинених в маслі газів від різних виробників

Компанія	**Модель**	**Визначені гази**	**Тип детектора**	**Обмеження**
Morgan-Schaffer	Callisto	H_2, H_2O	TCD	–
GE Energy	Hydran	H_2, CO, C_2H_2	FC	Комбінований сигнал
Unisensor	E 200	H_2, C_2H_2	IR+FC	Невеликий досвід застосування
Morgan-Schaffer	Shake test	Всі	GC	Не постійний
GE Energy	TNU	Всі	FTIR+ FC	Ціна
Serveron	True Gas	Всі	GC	Невеликий досвід застосування
Kelman Ltd.	TransFix	Всі	FAS	–
Примітка: TCD – термічна провідність; FC – паливна комірка; IR – інфрачервоний метод; GC – газовий хроматограф; FTIR – інфрачервоне перетворення Фур'є; FAS – фотоакустична спектроскопія.				

- **Часткові розряди.** Часткові розряди виникають в повітряних або газових включеннях основної ізоляції трансформаторів або високовольтних вводів. Зростаючий рівень розрядної активності вказує на поступове зниження характеристик твердої ізоляції, що могло б привести до пробою з подальшим коротким замиканням (КЗ).

Оперативна діагностика стану ізоляції вводів і обмоток трансформатора за рівнем і розподілом часткових розрядів є порівняно новим методом. В даний час метод достатньо апробований і можна говорити про його практичну ефективність і, особливо, про високу чутливість до дефектів на найбільш ранніх стадіях їх розвитку. Цей метод слід завжди включати до складу систем діагностичного моніторингу трансформаторного обладнання.

Можливі електричний, акустичний і ультрависокочастотний методи вимірювання часткових розрядів. Використовуване діагностичне обладнання має бути максимально захищеним від впливу високочастотних перешкод, рівень яких в енергосистемах дуже великий. Від ефективності роботи системи відбудови від перешкод буде багато в чому залежати достовірність одержуваних результатів.

- **Струм, напруга, потужність** – робочі параметри трансформатора, що свідчать про його навантаження і слугують в якості вхідних величин для моделі теплового балансу і моделі балансу потужностей силових трансформаторів.

Як показано в [26], підвищення робочої напруги через некомпенсовану ємність повітряних ліній надвисокої напруги і ультрависокої напруги

призводять до перезбудження трансформаторів. Підвищення напруги веде до тривалого перезбудження магнітопроводу. Ще один несприятливий фактор в нинішніх мережах 330–750 кВ – поширена практика невикористання пристроїв РПН або використання їх тільки для сезонних перемикань. У таких випадках до можливого перезбудження від некомпенсованих ліній може додатися ще до 5 % напруги і воно стане ще більш небезпечним. Перезбудження магнітної системи викликає підвищений нагрів як самого сердечника, так і конструкційних сталевих деталей, що небезпечно для ізоляції, яка контактує з ними. Безперервний контроль робочої напруги дозволяє усунути ризики пошкодження ізоляції, викликані перезбудженням магнітної системи.

- **Температура масла в різних точках трансформатора.** На процеси старіння ізоляції трансформатора, а, отже, і на його термін служби значно впливає температура ізоляції. Максимально допустиму температуру найбільш нагрітих точок визначають два обмежуючі фактори – старіння целюлозно-паперової ізоляції під впливом тривалого нагріву і виникнення газових бульбашок на поверхні паперової ізоляції при швидкому підвищенні температури. Наприклад, за рекомендаціями Науково дослідного інституту електроенергетики США (Electric Power Research Institute, EPRI) короткочасно допускається температура 180 °С, вище якої можливе утворення бульбашок газу; тривало допускається температура 140 °С, вище якої існує небезпека швидкого старіння паперової ізоляції. Більшість зарубіжних фахівців із загальних міркувань надійності трансформатора вважають за можливе допускати температуру не вище 140 °С. Значна увага приділяється дослідженню умов виникнення бульбашок газу при нагріванні ізоляції. Адже, в порівнянні зі старінням целюлозної ізоляції під впливом підвищених температур, процес утворення бульбашок (який може призвести до електричного пробою вздовж їх ланцюжка в маслі або на поверхні розділу «масло–тверда ізоляція») залежить від набагато більшого числа факторів, до того ж менш визначених, ніж впливи при тепловому старінні [26].

Вимірювання температури масла служить для контролю ефективності системи охолодження трансформатора, а також в якості вхідних величин для моделей розрахунку найбільш нагрітої точки обмотки і теплового балансу трансформатора.

- **Комутаційні та атмосферні перенапруги.** Грозові і комутаційні перенапруги викликають пошкодження головної і виткової ізоляції силових трансформаторів при недостатніх запасах їх електричної міцності. Результати досліджень, наведені в [33, 34], показують, що вплив атмосферних перенапруг призводить до зростання концентрацій газів (зокрема ацетилену), що може призвести до помилкового відбракування обладнання.

Записи процесів перенапруг дають уявлення про навантаження системи ізоляції і в разі несправності можуть підтвердити або спростувати першопричину виникнення дефекту.

- **Струми короткого замикання.** Серйозним фактором впливу на трансформатор з боку мережі є вплив струмів КЗ, що викликають деформацію обмоток при їх динамічній нестійкості [26]. В даний час такі пошкодження трансформаторів є найбільш поширеними. За розрахунками приблизно 1,7 % автотрансформаторів 220–500 кВ один раз на рік може піддаватися впливам струму КЗ, особливо небезпечних для автотрансформаторів зі зниженою електродинамічною стійкістю.

Крім струмів КЗ на ізоляцію трансформаторів при ввімкненні негативно впливають струми намагнічування, що викликають пошкодження обмоток через електричні та механічні перехідні процеси. Ввімкнення трансформатора в мережу саме по собі є причиною кидка струму при намагнічуванні сердечника. Так, внаслідок кидка струму при ввімкненні з боку високої напруги трансформатора блоку атомної електростанції потужністю 1000 МВА на кілька секунд для генераторів створюється режим форсування збудження [26]. Кидок струму ввімкнення залежить, перш за все, від залишкової індукції в сердечнику трансформатора, яка, в свою чергу, визначається конструкцією сердечника. В даний час рядом організацій розробляються способи ліквідації і зниження кидків струму.

Крім того, як показано в [31, 33], вплив струмів КЗ може призвести до короткочасного зростання концентрацій розчинених в маслі газів, що може бути помилково інтерпретовано як наявність дефекту.

Записи процесів струмів КЗ надають інформацію, перш за все, про динамічне навантаження обмотки трансформатора, а також дозволяють розпізнати причину зростання концентрацій газів.

- **Контроль зміни форми обмоток трансформатора після протікання наскрізних струмів КЗ.** Якщо через контрольований силовий трансформатор досить часто протікають струми наскрізних КЗ або ж якщо амплітуда цих наскрізних струмів КЗ має небезпечне значення (з точки зору електродинамічної стійкості обмотки), то в систему діагностичного моніторингу повинна входити підсистема оперативного контролю зміни форми обмоток після протікання струмів КЗ.

Найбільш просто визначення зміни форми обмоток може бути виконано на підставі порівняння суми фазних струмів і струму нульової послідовності в нейтралі трансформатора. Інших практично прийнятних для використання в системах діагностичного моніторингу способів контролю цього важливого параметра трансформатора, без виведення його з роботи, на практиці немає.

- **Моніторинг технічного стану та ізоляції високовольтних вводів трансформатора.** Пошкоджуваність високовольтних вводів, щодо інших елементів трансформатора, завжди є досить високою і, за деякими даними, досягає 20–30 % від загальної кількості аварій трансформаторів. З цієї причини до складу всіх систем діагностичного моніторингу трансформаторного обладнання обов’язково повинні

входити первинні датчики і необхідне обладнання для вимірювання тангенса кута втрат і ємності С1 вводів в режимі online. При цьому, як показано в [35], розпізнати погіршення властивостей основної ізоляції вводів можливо на основі аналізу динаміки зміни даних показників у часі.

Даний висновок, про необхідність використання систем моніторингу, справедливий як для маслонаповнених вводів, так і сучасних вводів з RIP ізоляцією. Вводи з такою ізоляцією також пошкоджуються, правда збиток від аварій трансформаторів через вихід з ладу вводів, зазвичай істотно менший.

- **РПН.** Надійність роботи системи РПН понижувальних трансформаторів багато в чому визначає якість електропостачання споживачів. В сучасних економічних умовах важливість цього параметра істотно зростає, що обумовлено посиленням вимог до якості електропостачання промислових і побутових споживачів. З цієї причини зростає кількість трансформаторів, в яких ведеться моніторинг стану РПН.

Особливо важливо використання системи діагностичного моніторингу РПН для тих трансформаторів, які працюють в режимі автоматичної підтримки напруги на стороні підключення зовнішнього споживача електричної енергії. Якщо всі комутації РПН виконуються персоналом, причому в найбільш мінімальному обсязі (обмеженому посадовою інструкцією), то система моніторингу РПН не є обов'язковою.

До контрольованих параметрів РПН відносяться:

- позиція РПН;
- кількість операцій перемикання РПН;
- час перемикання;
- споживання потужності електроприводом РПН;
- температура масла РПН і диференціал;
- сума переключених струмів РПН.

Записи активної потужності приводу РПН і його положення дають інформацію про механічний стан перемикача.

- **Параметри стану (дискретні).** Надають інформацію про роботу трансформатора, активних елементів системи охолодження і про аварійні процеси.

Зазвичай всі технологічні параметри роботи трансформатора інтегруються в системі АСУТП. В системі діагностичного моніторингу понижувальних трансформаторів необхідно контролювати (дублювати) тільки ті параметри, які впливають на точність діагностичних висновків.

Цю ж технологічну інформацію, з метою здешевлення впроваджуваної системи моніторингу, можна отримувати наявними каналами зв'язку від систем диспетчерського управління верхнього рівня і релейного захисту та автоматики.

До вихідних параметрів систем моніторингу відносяться [16]:

- безпосередньо вимірювані та похідні величини;
- величини, що характеризують моментальний стан;
- часові ряди вимірюваних і похідних величин;
- модель для розрахунку найбільш нагрітої точки обмотки – hot spot;
- модель теплового балансу з контролем потоку енергії;
- аварійна сигналізація при перевищенні граничних величин;
- самодіагностика системи моніторингу.

Додатково до зазначених основних параметрів виробники систем моніторингу пропонують наступні можливості вимірювання/аналізу [16]:

- пряме вимірювання температури обмотки за допомогою оптоволокна;
- температура сервера;
- додаткова цифрова інформація;
- вологість масла в РПН;
- кількість і швидкість зміни газів в газовому реле;
- тиск масла в вводі, різниця тисків у вводах;
- вібраційні характеристики трансформатора, РПН;
- рівень масла;
- вологість повітря в розширювачі.

Висновки. Виконаний аналіз принципів побудови і функціональних можливостей систем моніторингу стану силових трансформаторів показав, що:

1) найбільш характерними функціями систем моніторингу є виявлення дефектів, що швидко розвиваються, і безперервний контроль параметрів, необхідних для прогнозування та оцінки стану обладнання;

2) ефективність систем моніторингу визначатиметься як точністю засобів вимірювання, так і адекватністю моделей прогнозу та діагностики;

3) максимальне значення достовірності діагностики може бути досягнуто при комбінованому використанні безперервних і періодичних випробувань.

Впровадження сучасних систем і технічних засобів моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів дозволить знизити ризики виникнення аварійних ситуацій і, як наслідок, зменшити економічні втрати, пов'язані із заміною пошкоджених трансформаторів і недовідпуском електричної енергії.

Список літератури

1. Кириленко А. В. *Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы*. Киев: Институт электродинамики НАН Украины, 2014. 408 с.
2. Allan D., Blackburn T., Cotton M., Finlay B. Recent advances in automated insulation monitoring systems, diagnostic techniques and sensor technology in Australia. *CIGRE Paper No. 15–101*. 1998.
3. Kaegi-Kolisnychenko E., Germond A. J. On-line Power Transformer Monitoring Combining Physical and Learning Methods. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. Changwon, Korea. 2006.
4. Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S., Vilaithong R. On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System. *International Conference on*

Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). Changwon, Korea. 2006.
5. Schwabe R. J., Whitcomb B., Zelingher S., Sopata J., Ford G. L., Fujimoto N., Gupta B. K. On-line Diagnostics of Oil Paper Insulated Instrument Transformers. *CIGRE Paper No. 12/33-03*. 2000.
6. Stenestam B. O., Bengtsson C. T., Ydersten P. N. Electronic Transformer Control with Monitoring and Diagnostics. *CIGRE Paper No. A2–110*. 2006.
7. Gockenbach E., Borsi H. Condition monitoring and diagnosis of power transformers. *2008 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM 2008)*. 2008. P. 16–19. doi: 10.1109/ISEIM.2008.4664432
8. Nedelcut D., Sacerdotianu D., Tanasescu G., Nicolae S., Voinescu L. On-line and off-line monitoring-diagnosis system (MDS) for power transformers. *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Beijing, 2008. P. 949–955. doi: 10.1109/CMD.2008.4580440
9. Kumar A. S., Gupta R. P., Udayakumar K., Venkatasami A. *Online partial discharge detection and location techniques for condition monitoring of power transformers: A review*. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. Beijing, 2008. P. 927–931. doi: 10.1109/CMD.2008.4580435
10. *Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку «інтелектуальних» електромереж у світовій практиці*. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Smart-Grid.pdf (дата звернення: 17.09.2020).
11. Li S., Li J. Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective. *High Voltage*. 2017. Vol. 2, no. 2. P. 82–91. doi: 10.1049/hve.2017.0026
12. Mariprasath T., Kirubakaran V. A real time study on condition monitoring of distribution transformer using thermal imager. *Infrared Physics & Technology*. 2018. Vol. 90. P. 78–86. doi: 10.1016/j.infrared.2018.02.009
13. Bowen Z., Feng W., Shuai H., Jiangang B., Chunyu Y. Research on the electrical equipment condition monitoring system architecture based on big data. *2017 2nd International Conference on Control and Robotics Engineering (ICCRE)*. Bangkok. 2017. P. 155–159. doi: 10.1109/iccre.2017.7935061
14. Сахно А. А., Конограй С. П. Диагностирование высоковольтного оборудования распределительных установок 110–750 кВ в непрерывном режиме. *Электрические сети и системы*. 2012, № 4. С. 61–65.
15. «DIMRUS». *Организация диагностического мониторинга высоковольтного оборудования. Перевод оборудования на обслуживание по техническому состоянию*. URL: https://dimrus.ru/manuals/all_monitoring.pdf (дата звернення: 27.09.2020).
16. Живодерников С. В., Овсянников А. Г., Русов В. А. Зарубежный опыт мониторинга состояния маслонаполненного оборудования. *Материалы четвертого научно-практического семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Востока по проблемам мониторинга трансформаторного оборудования и диагностики электрических установок, Белокуриха, 20–24 апреля 2009*. Новосибирск: ГЦРО, 2009. С. 7–22.
17. Бедерак Я. С., Богатырев Ю. Л. *Принципы построения систем мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше и мощностью 25000 кВА и выше*. URL: http://masters.donntu.org/2011/fknt/lutsyk/library/principe_system_mon.pdf (дата звернення: 27.09.2020).
18. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Оптимизация системы информационных показателей качества трансформаторного масла для технического эксплуатационного контроля маслонаполненного энергетического оборудования. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2003. № 2. С. 46–50.
19. Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine. 2020. P. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911
20. Аксенов Ю. П. *Мониторинг технического состояния высоковольтной изоляции электрооборудования энергетического назначения в эксплуатации и при ремонтах*. Москва: Наутехлитиздат, 2002. 338 с.
21. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Прогнозирование значений показателей трансформаторных масел с учетом особенностей старения на длительных интервалах эксплуатации. *Energy. Series: "Modern problems of power engineering and ways of solving them"*. 2020. № 4 (96). С. 68–73.
22. Li S., Ge Z., Abu-Siada A., Yang L., Li S., Wakimoto K. A New Technique to Estimate the Degree of Polymerization of Insulation Paper Using Multiple Aging Parameters of Transformer Oil. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 157471–157479. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2949580
23. Ren G., Cheng J., Zhou Q., Li C., Wu W. The Method for Aging Condition Prediction of Transformer Oil-immersed Cellulose Insulation Based upon the Aging Kinetic Equation. *Proceedings of the 2nd International Conference on Electrical and Electronic Engineering (EEE 2019)*. 2019. P. 147–151 doi: 10.2991/eee-19.2019.25
24. Liu J., Lv J., Zhang M., Jia H., Zhuang W., Chen X. Research on Life Prediction of Oil-Paper Insulation Based on Dielectric Response. *Electric Power Components and Systems*. 2020. Vol. 48, no. 3. P. 281–290. doi: 10.1080/15325008.2020.1758839
25. Шутенко О. В., Баклай, Д. Н. Анализ функциональных возможностей экспертных систем, используемых для диагностики состояния. *Вестник Нац. техн. ун-та "ХПИ": сб. науч. тр. Темат. вып.: Энергетика: надёжность и энергоэффективность*. Харьков: НТУ «ХПИ». 2011. № 3. С. 179–193.
26. Алексеев Б. А. *Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов*. Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 216 с.
27. *IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
28. Leivo S., Briosso E. A case study, Online DGA during varying transformer conditions. *2020 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*. Knoxville, TN, USA. 2020. P. 348–351. doi: 10.1109/EIC47619.2020.9158665
29. Wang Z., Yi X., Wang X., Li S., Hinshaw J. V., Noakhes J. Comparison between Online and Laboratory Measurements of Fault Gases for Mineral Oil and Natural Ester. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2013. Vol. 5, no. 2. P. 173–181. doi: 10.15676/ijeei.2013.5.2.5
30. Dennison J. C., Trout J. M. Transformer oil DGA monitoring technology study 2015. *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. Dallas, TX. 2016. P. 1–5. doi: 10.1109/TDC.2016.7519918
31. Shutenko O. Method for Detection of Developing Defects in High-Voltage Power Transformers by Results of the Analysis of Dissolved Oil Gases. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2018. Vol. 18, no. 11. P. 11–18. doi: 10.15546/aeei-2018-0002
32. Шутенко О. В. Особенности динамики изменения критериев используемых для интерпретации результатов ХАРГ в силовых трансформаторах с разными типами дефектов. *Новое в Российской электроэнергетике*. 2017. № 9. С. 30–49.
33. Шутенко О. В., Баклай Д. Н., Острикова Т. А., Мельник Н. Ю. Анализ причин газовыделения в силовых трансформаторах, на основе исследования корреляционных связей между растворенными в масле газами. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2012. № 3 (31). С. 72–81.
34. Shutenko O. Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas. *Energetika*. 2019. Vol 65, no. 1. P. 21–38. doi: 10.6001/energetika.v65i1.3973
35. Шутенко О. В., Загайнова А. А. Диагностика состояния высоковольтных маслонаполненных вводов на основе анализа динамики изменения показателей изоляции во времени. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Сер.: Техніка та електрофізика високих напруг: зб. наук. пр*. Харків: НТУ «ХПІ». 2019. № 18 (1343). С. 62–76.

References (transliterated)

1. Kirilenko A. V. *Intellektual'nye elektroenergeticheskie sistemy: elementy i rezhimy* [Intelligent Electricity Systems: Elements and Modes]. Kyiv, NASU Institute of Electrodynamics Publ., 2014. 408 p.

2. Allan D., Blackburn T., Cotton M., Finlay B. Recent advances in automated insulation monitoring systems, diagnostic techniques and sensor technology in Australia. *CIGRE Paper No. 15–101*. 1998.
3. Kaegi-Kolisnychenko E., Germond A. J. On-line Power Transformer Monitoring Combining Physical and Learning Methods. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. Changwon, Korea, 2006.
4. Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S., Vilaithong R. On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. Changwon, Korea, 2006.
5. Schwabe R. J., Whitcomb B., Zelingher S., Sopata J., Ford G. L., Fujimoto N., Gupta B. K. On-line Diagnostics of Oil Paper Insulated Instrument Transformers. *CIGRE Paper No. 12/33-03*. 2000.
6. Stenestam B. O., Bengtsson C. T., Ydersten P. N. Electronic Transformer Control with Monitoring and Diagnostics. *CIGRE Paper No. A2–110*. 2006.
7. Gockenbach E., Borsi H. Condition monitoring and diagnosis of power transformers. *2008 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM 2008)*. 2008, pp. 16–19. doi: 10.1109/ISEIM.2008.4664432
8. Nedelcut D., Sacerdotianu D., Tanasescu G., Nicolae S., Voinescu L. On-line and off-line monitoring-diagnosis system (MDS) for power transformers. *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Beijing, 2008, pp. 949–955. doi: 10.1109/CMD.2008.4580440
9. Kumar A. S., Gupta R. P., Udayakumar K., Venkatasami A. *Online partial discharge detection and location techniques for condition monitoring of power transformers: A review*. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. Beijing, 2008, pp. 927–931. doi: 10.1109/CMD.2008.4580435
10. *Otsinka stanu ta realizatsiyi kontseptsiy rozvytku «intelektual'nykh» elektromerezh u svitoviy praktytsi* [Assessment of the status and implementation of smart grid development concepts in global practice]. Available at: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Smart-Grid.pdf (accessed 17.09.2020).
11. Li S., Li J. Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective. *High Voltage*. 2017, vol. 2, no. 2, pp. 82–91. doi: 10.1049/hve.2017.0026
12. Mariprasath T., Kirubakaran V. A real time study on condition monitoring of distribution transformer using thermal imager. *Infrared Physics & Technology*. 2018, vol. 90, pp. 78–86. doi: 10.1016/j.infrared.2018.02.009
13. Bowen Z., Feng W., Shuai H., Jiangang B., Chunyu Y. Research on the electrical equipment condition monitoring system architecture based on big data. *2017 2nd International Conference on Control and Robotics Engineering (ICCRE)*. Bangkok, 2017, pp. 155–159. doi: 10.1109/iccre.2017.7935061
14. Sakhno A. A., Konogray S. P. Diagnostirovanie vysokovol'tnogo oborudovaniya raspredelitel'nykh ustanovok 110–750 kV v nepreryvnom rezhime [Diagnostics of 110-750 kV high voltage switchgear equipment in continuous operation]. *Elektricheskie seti i sistemy* [Electrical networks and systems]. 2012, no. 4, pp. 61–65.
15. «DIMRUS». *Organizatsiya diagnosticheskogo monitoringa vysokovol'tnogo oborudovaniya. Perevod oborudovaniya na obsluzhivanie po tekhnicheskomu sostoyaniyu* [Organisation of diagnostic monitoring of high voltage equipment. Transfer of equipment to maintenance on technical condition]. Available at: https://dimrus.ru/manuals/all_monitoring.pdf (accessed 27.09.2020).
16. Zhivodernikov S. V., Ovsyannikov A. G., Rusov V. A. Zarubezhnyy opyt monitoringa sostoyaniya maslonapolnennogo oborudovaniya [Foreign experience of oil-filled equipment condition monitoring]. *Materialy chetvertogo nauchno prakticheskogo seminara Obshchestvennogo Soveta spetsialistov Sibiri i Vostoka po problemam monitoringa transformatornogo oborudovaniya i diagnostiki elektricheskikh ustanovok, Belokurikha, 20–24 aprelya 2009* [Materials of the fourth scientific-practical seminar of the Public Council of Siberian and Eastern specialists on problems of transformer equipment monitoring and diagnostics of electrical installations, Belokurikha, 20–24 April 2009]. Novosibirsk, GTsRO Publ., 2009. pp. 7–22.
17. Bederak Ya. S., Bogatyrev Yu. L. *Printsipy postroeniya sistem monitoringa silovykh transformatorov napryazheniem 35 kV i vyshe i moshchnost'yu 25000 kVA i vyshe* [Principles of designing monitoring systems for power transformers of 35 kV and above and capacities of 25000 kVA and above]. Available at: http://masters.donntu.org/2011/fknt/lutsyk/library/principe_system_mon.pdf (accessed 27.09.2020).
18. Bondarenko V. E., Shutenko O. V. Optimizatsiya sistemy informatsionnykh pokazateley kachestva transformatornogo masla dlya tekhnicheskogo ekspluatatsionnogo kontrolya maslonapolnennogo energeticheskogo oborudovaniya [Optimisation of a system of transformer oil quality information indicators for technical in-service inspection of oil-filled power equipment]. *Informacijno-kerujuchi systemy na zaliznychnomu transporti* [Information and management systems in rail transport]. 2003, no. 2, pp. 46–50.
19. Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911
20. Aksenov Yu. P. *Monitoring tekhnicheskogo sostoyaniya vysokovol'tnoy izolyatsii elektrooborudovaniya energeticheskogo naznacheniya v ekspluatatsii i pri remontakh* [Monitoring the technical condition of high-voltage insulation of electrical equipment for energy applications in operation and during repairs]. Moscow, Nautekhlitizdat Publ., 2002. 338p.
21. Shutenko O. V., Ponomarenko S. G. Prognozirovanie znacheniy pokazateley transformatornykh masel s uchetom osobennostey stareniya na dlitel'nykh intervalakh ekspluatatsii [Prediction of transformer oils' values, taking into account the peculiarities of ageing at long operating intervals]. *Energy. Series: "Modern problems of power engineering and ways of solving them"*. 2020, no. 4 (96), pp. 68–73.
22. Li S., Ge Z., Abu-Siada A., Yang L., Li S., Wakimoto K. A New Technique to Estimate the Degree of Polymerization of Insulation Paper Using Multiple Aging Parameters of Transformer Oil. *IEEE Access*. 2019, vol. 7, pp. 157471–157479. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2949580
23. Ren G., Cheng J., Zhou Q., Li C., Wu W. The Method for Aging Condition Prediction of Transformer Oil-immersed Cellulose Insulation Based upon the Aging Kinetic Equation. Proceedings of the 2nd International Conference on Electrical and Electronic Engineering (EEE 2019). 2019, pp. 147–151 doi: 10.2991/eee-19.2019.25
24. Liu J., Lv J., Zhang M., Jia H., Zhuang W., Chen X. Research on Life Prediction of Oil-Paper Insulation Based on Dielectric Response. *Electric Power Components and Systems*. 2020, vol. 48, no. 3, pp. 281–290. doi: 10.1080/15325008.2020.1758839
25. Shutenko O. V., Baklay, D. N. Analiz funktsional'nykh vozmozhnostey ekspertnykh sistem, ispol'zuemykh dlya diagnostiki sostoyaniya [Analysis of the functionality of expert systems used to diagnose the condition]. *Vestnik Nats. tekhn. un-ta "KhPI": sb. nauch. tr. Temat. vyp.: Energetika: nadezhnost' i energoeffektivnost'* [Bulletin of the National Technical University "KhPI": a collection of scientific papers. Thematic issue: Energetics: reliability and energy efficiency]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2011, no. 3, pp. 179–193.
26. Alekseev B. A. *Kontrol' sostoyaniya (diagnostika) krupnykh silovykh transformatorov* [Condition monitoring (diagnostics) of large power transformers]. Moscow, NTs ENAS Publ., 2002. 261 p.
27. *IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.* Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
28. Leivo S., Briosso E. A case study, Online DGA during varying transformer conditions. *2020 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*. Knoxville, TN, USA, 2020, pp. 348–351. doi: 10.1109/EIC47619.2020.9158665
29. Wang Z., Yi X., Wang X., Li S., Hinshaw J. V., Noakhes J. Comparison between Online and Laboratory Measurements of Fault Gases for Mineral Oil and Natural Ester. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2013, Vol. 5, no. 2, pp. 173–181. doi: 10.15676/ijeei.2013.5.2.5
30. Dennison J. C., Trout J. M. Transformer oil DGA monitoring technology study 2015. *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. Dallas, TX, 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/TDC.2016.7519918
31. Shutenko O. Method for Detection of Developing Defects in High-Voltage Power Transformers by Results of the Analysis of Dissolved

Oil Gases. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2018, vol. 18, no. 11, pp. 11–18. doi: 10.15546/aeei-2018-0002
32. Shutenko O. V. Osobennosti dinamiki izmeneniya kriteriev ispol'zuemykh dlya interpretatsii rezul'tatov KhARG v silovykh transformatorakh s raznymi tipami defektov [Peculiarities of the dynamics of the criteria used to interpret the DGA results in power transformers with different types of defects]. *New in the Russian Electrical Power-Engineering*. 2017, no. 9, pp. 30–49.
33. Shutenko O. V., Baklay D. N., Ostrikova T. A., Melnik N. Y. Analiz prichin gazovydeleniya v silovykh transformatorakh, na osnove issledovaniya korrelyatsionnykh svyazey mezhdu rastvorennymi v masle gazami [Analysis of the causes of gassing in the power transformer, based on a study of correlations between dissolved in oil gases]. Lighting Engineering & Power Engineering. 2012, no 3 (31), pp. 72–81.
34. Shutenko O. Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas. *Energetika*. 2019, vol. 65, no. 1, pp. 21–38. doi: 10.6001/energetika.v65i1.3973
35. Shutenko O. V., Zagaynova A. A. Diagnostika sostoyaniya vysokovol'tnykh maslonapolnennykh vvodov na osnove analiza dinamiki izmeneniya pokazateley izolyatsii vo vremeni [Diagnostics of the state of high-voltage bushings based on the changes dynamics analysis in the indicators of insulation in time]. *Visnyk Natsional'noho tekhnichnoho universytetu "KhPI". Ser.: Tekhnika ta elektrofizyka vysokykh napruh: zb. nauk. pr.* [Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser.: Technique and Electrophysics of High Voltage: a collection of scientific papers]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2019, no. 18 (1343), pp. 62–76.

Надійшла (received) 18.11.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Піротті Олексій Євгенович (Пиротти Алексей Евгеньевич, Pirotti Oleksiy Yevgenovych) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-4357-996X; e-mail: alpir@ukr.net.

Баленко Олексій Іванович (Баленко Алексей Иванович, Balenko Oleksiy Ivanovych) – кандидат технічних наук, доцент Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри обчислювальної техніки та програмування, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2314-0984; e-mail: oleksii.balenko@khpi.edu.ua.

Бречко Вероніка Олександрівна (Бречко Вероника Александровна, Brechko Veronika Oleksandrivna) – кандидат технічних наук, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший викладач кафедри обчислювальної техніки та програмування, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/ 0000-0001-9578-2102; e-mail: veronika.brechko@khpi.edu.ua.

Гузін Михайло Юрійович (Гузин Михаил Юрьевич, Huzin Mykhailo Yuriiovych) – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; e-mail: mike.huzin@gmail.com.

Гонтар Юлія Григорівна (Гонтарь Юлия Григорьевна, Gontar Julia Grigorivna) – майстер виробничого навчання кафедри електроізоляційної та кабельної техніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-4433-7305; e-mail: gontar.yuliya@gmail.com.