УДК 621.314.222.6: 681.518.54

О. В. Шутенко, канд. техн. наук, доц.; В. В. Довгалюк

АНАЛІЗ ДІАГНОСТИЧНИХ КРИТЕРІЇВ ДЛЯ ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ

У статті наведено результати аналізу граничних значень концентрацій та швидкостей наростання газів, які регламентовані відомими міжнародними та національними стандартами, а також авторськими методиками з інтерпретації результатів аналізу розчинених у маслі газів для виявлення дефектів маслонаповненого обладнання електричних мереж. За результатами аналізу встановлено, що чисельні значення концентрацій і швидкостей наростання газів, які рекомендуються різними стандартами як граничні значення, істотно відрізняються. Більше того, виявлено суттєві відмінності у принципах нормування граничних значень цих критеріїв, а також відмінності у факторах, з урахуванням яких ці граничні значення визначаються. Особливо слід зазначити, що значення концентрацій та швидкостей наростання газів, які рекомендовані більшістю міжнародних та зарубіжних національних стандартів, мають статус типових значень, тобто вони не є граничними. Водночас значення цих критеріїв, які також визначені методом інтегральних функцій, рекомендовані в Україні та низці пострадянських країн в якості граничних значень. Це свідчить про відсутність загальноприйнятої методики визначення саме граничних значень цих критеріїв. На підставі аналізу найбільш ймовірних причин, що виникають в умовах реальної експлуатації обладнання і можуть призвести до прийняття помилкових рішень, для визначення граничних значень концентрацій і швидкостей наростання газів запропоновано використовувати метод мінімального ризику. При цьому граничні значення цих критеріїв пропонується визначати не лише з урахуванням номінальної напруги обладнання, а й з урахуванням таких факторів як: тип захисту масла, сорт та хімічний склад трансформаторних масел, система охолодження трансформаторів, режими роботи та термін служби трансформаторів. На додаток до загальноприйнятих критеріїв, які використовуються для оцінки ефективності того чи іншого методу розпізнавання (достовірність, величина ризику, ймовірності помилкових рішень), вперше запропоновано додатковий критерій, який характеризує тривалість часу між моментом виникнення дефекту та моментом його виявлення. З метою раннього виявлення дефектів маслонаповненого обладнання, коли значення традиційних критеріїв ще відповідають справному стану, запропоновано та обґрунтовано використання аналізу динаміки зміни концентрацій і швидкостей наростання газів у часі.

Ключові слова: *маслонаповнене обладнання, силовий трансформатор, діагностика, дефекти, аналіз розчинених в маслі газів, концентрації газів, швидкості наростання газів, достовірність виявлення, метод мінімального ризику, похибки першого та другого роду, аварійний режим роботи, електрична мережа, подія переходу.*

Вступ

Безперебійність та надійність постачання споживачів електричною енергією значною мірою визначаються технічним станом обладнання електричних мереж, передусім це стосується силових трансформаторів, які належать до найбільш відповідальних, технічно складних і вартісних елементів мереж. Особливої актуальності ця проблема набуває в сучасних умовах функціонування енергосистеми України, які характеризуються систематичним впливом ракетно-дронових атак на об’єкти енергетичної інфраструктури. Пошкодження електрообладнання внаслідок зовнішніх впливів, а також його експлуатація в умовах підвищених навантажень, частих перемикань і нестабільних режимів роботи зумовлюють прискорене старіння ізоляції та інших конструктивних елементів силових трансформаторів. За таких умов забезпечення експлуатаційної надійності обладнання

електричних мереж набуває особливого значення для запобігання аварійним відмовам та забезпечення стійкості електропостачання, а отже, стає важливим завданням державної ваги.

Одним із ключових напрямів у вирішенні цієї проблеми є вдосконалення наявних та розробка нових методів технічної діагностики та прогнозування стану електрообладнання, що принципово неможливо без ретельного аналізу переваг і недоліків наявних на сьогодні методів, серед яких важливу роль відіграють методи діагностики, засновані на аналізі розчинених у маслі газів (АРГ). Оскільки ефективність застосування методів діагностики та прогнозування стану обладнання електричних мереж безпосередньо залежить від достовірності діагностичних критеріїв, питання їх аналізу стає підґрунтям для вирішення науково-практичної проблеми обґрунтованого вибору та вдосконалення критеріїв діагностування, які використовуються для виявлення дефектів високовольтних силових трансформаторів за результатами АРГ. Її вирішення потребує системного аналізу наявних діагностичних критеріїв (значення граничних концентрацій та швидкостей наростання газів), визначення їх переваг і обмежень та оцінювання можливості їх ефективного застосування для своєчасного виявлення дефектів і прогнозування технічного стану силових трансформаторів. Саме цим питанням присвячено це дослідження.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Сьогодні АРГ є одним із найбільш ефективних методів раннього виявлення дефектів маслонаповненого електрообладнання, тому він значно поширений в енергетиці, через що питанням його дослідження, особливостям застосування, розвитку й удосконалення приділяється значна увага. Протягом останніх років велика кількість наукових робіт присвячена детальному аналізу та визначенню слабких сторін, притаманних наявним методам АРГ для задач виявлення та розпізнавання типу дефекту електрообладнання [1 – 3]. Ефективним шляхом удосконалення таких методів стало використання штучних нейронних мереж [4 – 8]. Перспективним напрямом удосконалення систем діагностики є використання онлайн-моніторингу [9, 10], гібридних інтелектуальних методів для статистичного аналізу [11, 12], концепції цифрового двійника [13, 14], машинного навчання [15 – 17] та штучного інтелекту [18 – 20]. Застосування зазначених технологій дозволяє підвищити точність класифікації дефектів, враховувати складні взаємозв’язки між діагностичними параметрами та прогнозувати подальший розвиток пошкоджень. Значна частина досліджень присвячена розвитку методів АРГ завдяки застосуванню комплексної оцінки технічного стану досліджуваного обладнання [21], що передбачає спільне використання даних про параметри та газовий склад масла, температурні режими, струмове навантаження, результати попередніх випробувань та експлуатаційну історію електрообладнання [22 – 25]. Однак більшість досліджень спрямована саме на підвищення достовірності розпізнавання типу дефекту обладнання, в той час як питання підвищення достовірності виявлення дефектів, особливо раннього виявлення, висвітлені недостатньо, що й стало причиною підготовки цієї публікації.

Мета і завдання дослідження

Метою досліджень є аналіз значень граничних концентрацій та швидкостей наростання газів, які використовуються для виявлення дефектів високовольтних силових трансформаторів, за результатами АРГ.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

– проаналізувати граничні значення, умови та принципи нормування концентрацій та швидкостей наростання газів, що рекомендовані відомими міжнародними та національними стандартами щодо інтерпретації результатів АРГ;

– сформувати основні напрямки з удосконалення методів виявлення дефектів маслонаповненого обладнання за результатами АРГ.

Критерій граничних концентрацій газів

Процеси електричних розрядів, локальних перегрівів, а також їхні комбінації супроводжуються виділенням енергії, що призводить до руйнування як трансформаторного масла, так і паперової ізоляції обладнання, внаслідок чого відбувається утворення та зростання концентрацій газів. Виходячи з цього, як критерій для виявлення дефектів маслонаповненого обладнання використовуються граничні значення концентрацій газів, тобто значення концентрацій газів, перевищення яких може свідчити про появу дефекту.

Для визначення граничних значень концентрацій газів у нормативних документах, що діють як в Україні [26], так і за кордоном [27], рекомендується використовувати метод інтегральних функцій. Згідно з цим методом [26, 27] граничні значення концентрацій визначаються окремо для кожного з газів графічно і відповідають 90 – 95 відсотковій точці на інтегральній функції розподілу концентрації газу, отриманій для 100 і більше одиниць однотипного справного обладнання. Рівень 90 – 95 % рекомендується використовувати на підставі того, що, згідно з відомими статистичними даними, лише у 5 – 10 % обладнання можуть бути відхилення, які призводять до розвитку дефектів (тобто 5 – 10 % – це фактично значення ймовірності виникнення дефекту). Таким чином, згідно з методом інтегральних функцій, граничні значення концентрацій газів визначаються без урахування рівнів концентрацій газів в обладнанні з дефектами, що, як показано в [28, 29], призводить до підвищених значень ризиків порівняно з ризиками, які забезпечують граничні значення концентрацій газів, отримані методами статистичних рішень для багатовимірних розподілів. Крім того, згідно з міжнародним стандартом [27], отримані таким чином значення концентрацій є не граничними, а типовими, тобто максимальними концентраціями газів, які можуть бути виявлені у 90 – 95 % обладнання від загальної кількості, що не має ознак дефекту, а ототожнення граничних і типових концентрацій газів є помилковим.

В Україні відповідно до [26] граничні (типові) значення концентрацій газів нормуються з урахуванням класу напруги обладнання. У деяких стандартах і методиках граничні (типові) концентрації встановлюються окремо для блокових і мережевих трансформаторів, класифікуються за номінальною напругою, а в деяких методиках – також за значенням номінальної потужності трансформаторів. Водночас низка факторів, таких як особливості конструктивного виконання трансформаторів, зокрема тип захисту масла, термін та умови їх експлуатації, сорт трансформаторного масла, практично не враховуються. При цьому, як показано в [30], врахування лише одного чинника (типу захисту масла) під час визначення граничних значень концентрацій газів дозволяє істотно знизити можливі ризики у разі прийняття помилкових рішень.

Граничні (типові) концентрації газів, що регламентуються різними міжнародними, національними стандартами та авторськими методиками, суттєво відрізняються не лише за своїми значеннями, а й за способом їх визначення. Як приклад в таблиці 1 наведено граничні (типові) значення концентрацій газів вуглеводневого ряду, які регламентуються міжнародними та національними стандартами й авторськими методиками щодо інтерпретації результатів АРГ високовольтних силових трансформаторів.

Як видно з табл. 1, у різних стандартах і методиках граничні значення концентрацій газів задаються за допомогою різної кількості рівнів. Найбільша кількість рівнів (чотири) концентрацій газів регламентована стандартом IEEE Std C57.104-2019 [31]. Перший рівень відповідає справному стану, решта рівнів, залежно від значень суми концентрацій горючих газів, їхніх швидкостей наростання та інтервалу спостереження, відповідають різному ступеню дефектності (увага, відхилення, небезпека). При цьому значення концентрацій газів, що регламентуються цим стандартом, мають статус типових.

Трьома рівнями представлені типові значення концентрацій газів, що регламентуються

міжнародним стандартом IEC 60599 [27], граничні значення концентрацій газів, регламентовані нормативним документом, що діє в Україні [26], та граничні значення концентрацій газів, що рекомендовані Каліфорнійським державним університетом (США) [32].

Таблиця 1

Граничні (типові) значення концентрацій газів вуглеводневого ряду, які регламентуються міжнародними та національними стандартами й авторськими методиками з інтерпретації результатів АРГ високовольтних силових трансформаторів

Стандарт (Методика)	Концентрації газів, розчинених у маслі, % об.				
	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2
IEC 60599*	0,006	0,004	0,005	0,006	0,0003
	0,015	0,011	0,009	0,028	0,005
IEEE Std C57.104-2019	0,01	0,012	0,0065	0,005	0,0035
	0,077	0,04	0,01	0,01	0,005
	0,18	0,18	0,015	0,02	0,008
	0,1801	0,1	0,0151	0,0201	0,0081
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна)	0,01	0,005	0,005	0,0015	0,00005
	0,015	0,012	0,01	0,01	0,001
CEGB (Велика Британія)	0,01*	0,012	0,0065	0,003	0,0035
	0,024**	0,016	0,0115	0,019	0,0011
EDF (Франція)	0,013*	0,013	0,015	0,0044	0,00004
	0,0033**	0,0044	0,0033	0,0011	0,00004
BBC (Швейцарія)	0,02	0,005	0,0015	0,006	0,0015
OY STROMBERG(Фінляндія)	0,01	0,01	0,015	0,01	0,003
HYDRO QUEBEC (Канада)	0,025	0,0033	0,0015	0,004	0,0025
MSZ-09-00.0352 (Малайзія)	0,016	0,006	0,006	0,006	0,0004
Energopomiar (Польща)	0,05*	0,02	0,017	0,026	0,007
	0,026**	0,025	0,016	0,025	0,002
SECR (Японія)	0,041	0,02	0,015	0,03	
	0,042	0,015	0,015	0,02	-
	0,033	0,01	0,005	0,01	
Методика Дюваля	0,01	0,0075	0,0075	0,0075	0,0003
Методика Дорненбурга	0,02	0,005	0,0035	0,008	0,0005
California state university (США)	0,015	0,0025	0,001	0,002	0,0015
	0,1	0,008	0,0035	0,01	0,007
Northern Technology & Testing (США)	0,15	0,008	0,0035	0,015	0,0007
Bureau of Reclam (США)	0,05	0,0125	0,0075	0,0175	0,0007

Примітка: * – граничні значення концентрацій газів, встановлені для мережевих трансформаторів; ** – граничні значення концентрацій газів, встановлені для блочних трансформаторів; [1] – граничні значення концентрацій газів, встановлені для трансформаторів з номінальною напругою понад 275 кВ та номінальною потужністю менше 10 МВА; [2] – граничні значення концентрацій газів, встановлені для трансформаторів з номінальною напругою понад 275 кВ та номінальною потужністю понад 10 МВА; [3] – граничні значення концентрацій газів, встановлені для трансформаторів з номінальною напругою понад 500 кВ.

Відповідно до міжнародного стандарту IEC 60599 [27], якщо отримані за результатами випробувань значення концентрацій газів перевищують типові значення, наведені в табл. 1, то рекомендується використовувати критерій швидкості наростання газів, а також значення відношень газів для визначення небезпеки, виду (характеру) дефекту та коригування періодичності відбору проб на АРГ. При цьому небезпечні концентрації газів (фактично граничні значення), при яких потрібне негайне втручання в роботу трансформатора, визначаються за узгодженням між представниками заводу-виробника та експлуатаційної служби.

У нормативному документі [26], що діє в Україні, критерії визначено у вигляді діапазонів значень концентрацій газів, розчинених у маслі. На відміну від методики IEC 60599, ці концентрації газів називаються граничними та мають три рівні: 1-й рівень – наявність

дефектів не передбачається; у разі перевищення нижньої межі діапазону концентрацій газів, що відповідають рівню 2, визначається швидкість наростання концентрацій газів (дефект вважається «наявним», якщо ця швидкість перевищує 30 мл/добу); 3-й рівень (перевищення верхньої межі рівня 2) – прогнозується наявність дефекту без урахування швидкості наростання концентрацій газів.

Граничні значення, рекомендовані Каліфорнійським державним університетом (США) [32], також визначені у вигляді двох рівнів, що відповідають справному стану (нижній рівень) та дефектному стану (верхній рівень).

Граничні (типові) значення концентрацій газів, які регламентуються стандартом IEC 60599 [27], компаніями CEGB (Велика Британія), EDF (Франція) [32] та Energopomiar (Польща) [33], встановлюються окремо для мережевих і блокових трансформаторів. А граничні значення концентрацій газів, що використовуються компанією SECR (Японія) [32], нормуються не тільки з урахуванням номінальної напруги трансформаторів, що застосовується практично в усіх відомих методиках, а й з урахуванням їх номінальної потужності.

Практично в кожній із відомих методик з інтерпретації результатів АРГ, за винятком значень концентрацій окремих газів, нормується сума газів вуглеводневого ряду [26] або сума горючих газів [27]. При цьому в деяких методиках частково нормуються значення концентрацій окремих газів, а для решти граничні (типові) значення концентрацій нормуються для суми газів вуглеводневого ряду. Наприклад, у методиці СІГРЕ [34] типові значення концентрацій нормуються лише для ацетилену (C_2H_2) – 0,0002 % об., водню (H_2) – 0,001 % об., оксиду та діоксиду вуглецю (CO та CO_2) – (0,1 % об.). А концентрації газів вуглеводневого ряду задаються у вигляді їхньої суми (0,01 % та 0,005 % об.). Деякі методики дозволяють оцінити наявність дефекту за значеннями суми горючих газів. Як приклад у табл. 2 наведено рекомендації компанії WESTINGHOUSE [32] щодо оцінки стану трансформаторів за загальним вмістом горючих газів (TCG).

Таблиця 2

Рекомендації щодо загального вмісту горючих газів (TCG) компанії WESTINGHOUSE

Загальний обсяг горючих газів	Рекомендовані дії
0 – 500 ppm	Природне старіння. Провести повторний аналіз через 6 – 12 місяців.
501 – 1200 ppm	Деструкція може перевищувати ступінь природного старіння. Провести повторний аналіз через 3 місяці.
1201 – 2500 ppm	Більш інтенсивна деструкція, ніж зазвичай. Аналіз через 1 місяць.
2500 ppm та вище	Проводити щотижневий аналіз для визначення рівнів газів що виділяються. Необхідно звернутися до виробника.

Примітка: 1 ppm = 0,0001% об.

Виконаний аналіз свідчить про наявність істотних відмінностей у нормах та критеріях, що регламентуються відомими стандартами та методиками для виявлення дефектів у високовольтних силових трансформаторах за значеннями концентрацій газів, розчинених у маслі. З одного боку, причини таких відмінностей мають об’єктивний характер і зумовлені багатофакторністю та багатоваріантністю процесу газоутворення, відмінностями в конструкції трансформаторів та їхніх номінальних напругах, хімічному складі використовуваних масел, в умовах і режимах експлуатації тощо. З іншого боку, відсутність єдиної думки щодо статусу та сутності критерію концентрацій газів, а саме використання різними стандартами або типових, або граничних, або гранично-припустимих рівнів концентрацій газів як критерію наявності дефекту, відсутність методики для визначення граничних концентрацій газів, відсутність загальноприйнятих підходів до принципів нормування та групи факторів, які необхідно враховувати при визначенні граничних значень,

мають здебільшого суб'єктивний характер і, на думку авторів, підлягають усуненню.

Критерій граничних значень швидкостей наростання концентрації газів

Цей критерій використовується як для прийняття остаточного рішення щодо наявності дефекту, так і для оцінки ступеня його небезпеки. У деяких методиках швидкості наростання газів рекомендується використовувати, якщо значення концентрацій газів перевищують певний поріг значень, наприклад, рівень 2 у [26, 27], у деяких граничні значення швидкостей наростання прив'язані до значень концентрацій газів, наприклад, стандарт IEEE Std C57.104 [31]. Виконаний аналіз показав, що, окрім відмінностей у граничних (типових) значеннях швидкостей наростання газів, які регламентуються різними стандартами та методиками, існують суттєві відмінності у підходах до нормування цього показника. Так згідно з методикою IEC 60599 [27] типові значення швидкостей наростання *i*-го газу визначаються як:

$$R_i = \frac{m \cdot \left(A_{i_n} - A_{i_{n-1}}\right)}{q \cdot \left(t_2 - t_1\right)}, \quad (1)$$

де R_i – швидкість наростання *i*-го газу; m – маса масла, кг; A_{in} – значення концентрації *i*-го газу, отримане в результаті останнього аналізу; A_{in-1} – значення концентрації *i*-го газу, отримане за результатами попереднього аналізу; q – питома вага масла, кг/м^3; t_2 – дата поточного аналізу; t_1 – дата попереднього аналізу.

У табл. 3 наведені типові значення швидкостей наростання газів, рекомендовані цією методикою. Як видно з табл. 3, типове значення швидкостей наростання встановлюється для кожного з газів окремо.

Таблиця 3

Типові значення швидкостей наростання газів, рекомендовані методикою МЕК 60599

Швидкість наростання вмісту газів, (мкл/доб.)						
H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	CO	CO_2
<5	<2	<2	<2	<0,1	<50	<200

Відповідно до нормативного документа, що діє в Україні [26], значення швидкостей наростання газів визначаються так само, як і в стандарті IEC 60599 [27], а саме:

$$R_i = \frac{V \cdot \left(A_{i_n} - A_{i_{n-1}}\right)}{\left(t_2 - t_1\right)} \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

де V – обсяг масла в баку трансформатора.

При цьому, на відміну від стандарту IEC 60599 [27], у вітчизняному документі нормуються лише значення швидкості наростання суми газів вуглеводневого ряду. У разі, якщо розраховане значення швидкостей наростання суми газів вуглеводневого ряду перевищує 30 мкл/добу, то прогнозується наявність дефекту, незалежно від значень концентрацій кожного з газів окремо та суми газів вуглеводневого ряду.

У методиці IEEE Std C57.104 [31] типові значення швидкостей наростання газів задаються у вигляді діапазону значень, які пов'язані із сумою концентрацій горючих газів і періодичністю спостережень. Спочатку визначається сума концентрацій цих газів:

$$\Sigma = \frac{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2 + CO}{10^6}. \quad (3)$$

Значення швидкостей наростання газів визначається як:

$$R_i = \frac{V \cdot \left(A_{i_n} - A_{i_{n-1}}\right) \cdot 10^{-6}}{\left(t_2 - t_1\right)}. \quad (4)$$

Рішення про стан устаткування ухвалюється згідно з табл. 4.

Таблиця 4

Таблиця можливих рішень під час діагностики стану устаткування за значеннями швидкостей наростання газів, згідно з методикою IEEE Std C57.104

Можливі комбінації	∑	*R*	Інтервал спостережень	Рішення
1	≤720	>30	Місяць	Нормальне
		10–30	Сезон	Нормальне
		<10	Рік	Нормальне
2	721–1920	>30	Місяць	Увага
		10–30	Місяць	Увага
		<10	Сезон	Увага
3	1921–4630	>30	Тиждень	Відхилення
		10–30	Тиждень	Відхилення
		<10	Місяць	Відхилення
4	>4630	>30	День	Небезпека
		10–30	День	Небезпека
		<10	Тиждень	Небезпека

Відповідно до чинного в Казахстані нормативного документа СТ KEGOC 00-512-08 [35] як для ухвалення остаточного рішення щодо наявності дефекту, так і для оцінки ступеня його небезпеки використовується значення відносної швидкості наростання газів. Для цього спочатку розраховується абсолютна швидкість наростання:

$$R_{i_{абс}} = \frac{\left(A_{i_n} - A_{i_{n-1}}\right)}{\left(t_2 - t_1\right)}, \% \text{ об/міс.} \quad (5)$$

Далі визначається відносна швидкість наростання для *i*-го газу:

$$R_{i_{відн}} = \frac{R_{i_{абс}}}{A_{i_{n-1}}}, \% \text{ міс.} \quad (6)$$

Якщо значення відносної швидкості наростання хоча б одного з газів перевищує 10 %, то це свідчить про наявність дефекту, що швидко розвивається, у трансформаторі.

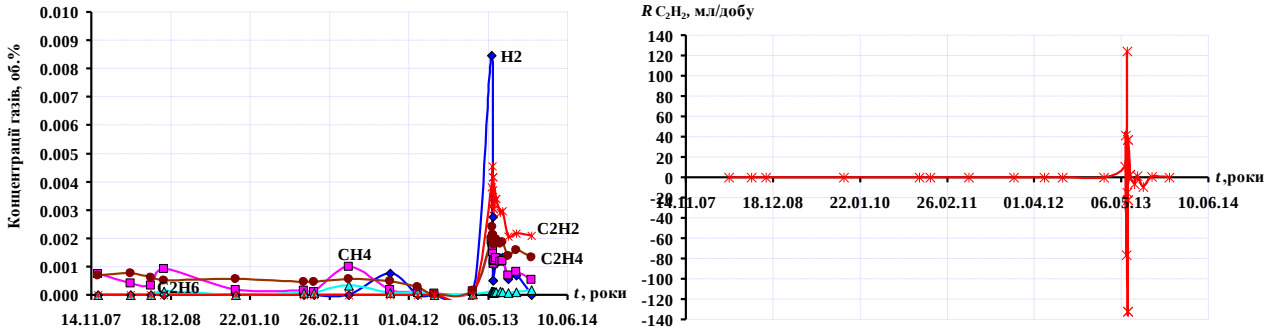
Таким чином, для критерію граничних значень швидкостей наростання газів, так само як і для критерію граничних концентрацій, спостерігаються суттєві відмінності в підходах до використання та нормування цього критерію. На думку авторів, принциповим моментом при визначенні граничних значень є як врахування факторів, що впливають на значення швидкостей наростання газів, так і обґрунтування методу, що використовується для розрахунку граничних значень.

Підвищення ефективності методів для виявлення дефектів маслонаповненого обладнання за результатами АРГ

Як правило, для оцінки ефективності того чи іншого методу діагностики або граничних значень діагностичних ознак використовуються значення ймовірностей прийняття правильних рішень під час діагностики справного та несправного обладнання, а також ймовірності прийняття помилкових рішень. Розглянемо можливі сценарії, які можуть призвести до прийняття помилкових рішень.

Помилка І-го роду (*хибна тривога,* α). Приймається рішення про наявність дефекту, але при цьому трансформатор перебуває у справному стані. Іншими словами, у справному трансформаторі значення концентрацій та (або) значення швидкостей наростання газів перевищують граничні значення. Однією з можливих причин перевищення концентрацій та швидкостей наростання газів, граничних значень у справних трансформаторах, є вплив аварійних режимів роботи електричних мереж, таких як короткі замикання (КЗ), атмосферні та комутаційні перенапруги, перевантаження, несиметрія фаз, тощо. Атипово високі енергетичні впливи на ізоляцію трансформаторів, що супроводжують такі режими, можуть

призвести до різкого зростання концентрацій та швидкостей наростання газів, що, у свою чергу, може бути розцінено як наявність дефекту. Як приклад на рис. 1 наведено залежності концентрацій газів (*а*) та швидкості наростання ацетилену від тривалості експлуатації (*б*), побудовані за результатами АРГ трансформатора ТДТН-31,5/110/35/6, який зазнав динамічного впливу струму КЗ з боку електричної мережі [36]. Як видно з рис. 1, в пробі масла, взятого з трансформатора після впливу струму КЗ, зафіксовано істотне зростання концентрацій газів порівняно з результатами попередніх випробувань. Зокрема, концентрація ацетилену відповідала рівню 3, що згідно з [26] свідчить про наявність дефекту, незалежно від значень концентрацій та швидкостей наростання інших газів. Значення концентрацій водню, метану та етилену відповідали рівню 2. Значення швидкості наростання ацетилену в 4 рази перевищували граничне значення (рис. 1 *б*), що також, згідно з [26], свідчить про наявність дефекту. Наведений приклад наочно ілюструє, що значення концентрацій і швидкостей наростання газів у справному обладнанні можуть відповідати дефектному стану.



а *б*

Рис. 1. Залежності концентрацій газів (а) та швидкості наростання ацетилену (б) від часу експлуатації для трансформатору ТДТН-31,5/110/35/6, що зазнав динамічного впливу струму КЗ з боку мережі

Крім того, зростання концентрацій газів у справних трансформаторах може бути спричинене такими факторами [37]: перемішування свіжого масла із залишками старого, насиченого газами, що знаходяться в баках РПН, розширювачів і т. ін.; доливання маслом, що експлуатувалося, і містить розчинені гази; десорбція газів з силікагелю термосифонних фільтрів; проведення зварювальних робіт на баку, залитому маслом; пошкодження масляних насосів з неекранованим статором (у разі згоряння двигуна масляного насосу може з’явитися весь спектр газів, включаючи ацетилен, при цьому може статися різке зростання концентрації газів з подальшим швидким зменшенням в разі трансформатора з «вільним диханням» і стабілізацією концентрації в трансформаторах з азотним та плівковим захистом масла); перегріви через дефекти системи охолодження (засмічення зовнішньої поверхні охолоджувачів, відключення частини масляних насосів та ін.); у разі відмови системи охолодження відбувається активне газовиділення з превалюванням етану над усіма іншими газами і різким зростанням вмісту CO_2; перегрів масла теплоелектронагрівачами при його обробці в дегазаційних та інших установках; перетікання газів з бака розширювача контактора РПН в бак розширювача трансформатора, що має РПН типу РС-3 або РС-4; сезонні зміни інтенсивності процесу старіння твердої ізоляції і масла; гази можуть виділятися при опроміненні масла сонячним світлом.

Окрім впливів з боку електричної мережі, до висновку про наявність дефекту в справному трансформаторі можуть призвести порушення та грубі помилки під час відбору, транспортування, зберігання проб масла, а також під час проведення аналізу (особливо у разі невикористання калібрувальних масел під час налаштування хроматографа).

З огляду на зазначене вище, стає очевидним, що повністю нівелювати ймовірність помилки І-го роду лише за рахунок коригування граничних значень концентрацій та

швидкостей наростання газів практично неможливо (збільшення граничних значень цих критеріїв призведе лише до зростання ймовірності помилки ІІ-го роду). Певною мірою знизити ймовірність помилки І-го роду, яка зумовлена впливом з боку електричної мережі, можливо за рахунок надання оперативному персоналу, який займається проведенням АРГ, більш повної інформації про такі впливи та їхні параметри.

Помилка ІІ-го роду (пропуск цілі, β). Приймається рішення про справний стан трансформатору, але при цьому трансформатор має дефект. Іншими словами, у дефектному трансформаторі значення концентрацій та (або) значення швидкостей наростання газів не перевищують граничні значення. Така ситуація можлива на ранніх стадіях розвитку дефекту, коли дефект тільки з'являється, а значення концентрацій і швидкостей наростання газів ще не перевищили граничні значення. З огляду на періодичний характер проведення АРГ, дефекти, що швидко розвиваються, можуть спричинити пошкодження обладнання до моменту проведення наступного аналізу. Ще однією можливою причиною пошкодження маслонаповненого обладнання дефектами, що розвиваються, яка безпосередньо не пов'язана з граничними значеннями концентрацій і швидкостей наростання газів, але має досить поширений характер, є неврахування можливості зміни характеру дефекту в процесі його розвитку. Як правило, це стосується дефектів, що розвиваються відносно повільно, таких як нагрівання в діапазоні низьких і середніх температур (150 – 300°С та 300 – 700°С відповідно). З огляду на те, що, згідно з наявними уявленнями, такі дефекти становлять меншу небезпеку порівняно з розрядами, після їх виявлення та розпізнавання часто приймається рішення про можливість подальшої експлуатації обладнання, що при зміні типу дефекту може призвести до аварійного ушкодження обладнання [38]. Крім того, до зниження рівнів концентрації газів у пробах масла з дефектних трансформаторів можуть призвести порушення у процесі відбору, транспортування, зберігання проб масла та проведення аналізу.

Вочевидь, що використання більш жорстких граничних значень концентрацій та швидкостей наростання газів (їх зниження), з одного боку, призведе до зниження ймовірності пропуску цілі, але, з іншого боку, спричинить збільшення ймовірності хибної тривоги. Водночас використання методів статистичних рішень, зокрема методу мінімального ризику, при визначенні граничних значень концентрацій та швидкостей наростання газів дозволить отримати граничні значення цих критеріїв, які забезпечують мінімум економічних збитків у разі прийняття помилкових рішень. Сутність методу мінімального ризику полягає в тому, що граничні значення діагностичних ознак визначаються шляхом мінімізації функції середнього ризику, яка складається з суми додатків ймовірностей правильних та хибних рішень на умовні вартості кожного рішення. Особливості застосування методу мінімального ризику для визначення граничних значень концентрацій розчинених в маслі газів, а також порівняльний аналіз ризиків, що супроводжують використання тих або інших граничних значень наведено в [28 – 30]. Ступінь зниження ризику, не в останню чергу, залежатиме від повноти врахування факторів, що впливають на газовміст масел, під час визначення граничних значень показників. На думку авторів, окрім номінальної напруги трансформаторів до таких факторів слід віднести:

– тип захисту масла, який визначає не лише відмінності в рівні концентрацій газів у справних трансформаторах негерметичної та герметичної конструкції, а й якісні відмінності у складі газів [39, 40];

– сорт і хімічний склад трансформаторних масел, оскільки залежно від хімічної структури масел (парафінові, нафтенові або ароматичні) відрізняються як їхня здатність до газоутворення, так і їхній коефіцієнт абсорбції [41, 42];

– система охолодження та режими роботи трансформаторів, оскільки режим навантаження та робота системи охолодження визначають тепловий стан силового трансформатора, що безпосередньо впливає на швидкість термодеструкції твердої та рідкої

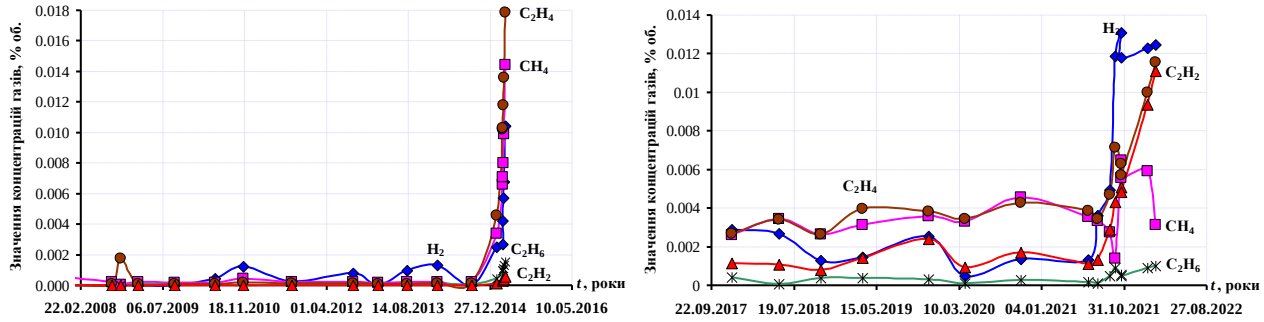
ізоляції та накопичення газів [43];

– термін служби трансформаторів, який визначає рівень концентрацій газів у справних трансформаторах (вважається, що зі збільшенням терміну експлуатації силових трансформаторів загальний вміст і концентрація розчинених у трансформаторному маслі газів зростають через природне накопичення продуктів деструкції та старіння ізоляції [44]).

Виконаний авторами аналіз динаміки зміни концентрацій та швидкостей наростання газів для 273 трансформаторів номінальною напругою 110 – 750 кВ, які мали як плівковий захист, так і з «вільним диханням» (загальний обсяг вибірки склав 16380 значень для газів вуглеводного ряду та водню), що знаходились в експлуатації від 8 до 39 років, та в яких за результатами періодичних випробувань було виявлено такі дефекти як: часткові розряди, іскрові та дугові розряди, нагрівання в діапазонах низьких (150 – 300°С), середніх (300 – 700°С) та високих (понад 700°С) температур, а також їх комбінацій, дозволив запропонувати, на додаток до описаних вище та загальноприйнятих критеріїв, що використовуються для оцінки ефективності тих чи інших методів розпізнавання або граничних значень діагностичних критеріїв, ще один критерій, а саме проміжок часу від моменту виникнення дефекту до моменту його виявлення. Тобто фактично це дата виявлення одного й того ж дефекту в одному й тому ж обладнанні, з використанням діагностичних критеріїв, що регламентовані різними методиками. Якщо розглядати момент виникнення дефекту як «подію переходу» від справного до дефектного стану, то ефективність методу виявлення дефекту буде тим вищою, чим ближче момент виявлення дефекту до події переходу. Це стосується не тільки дефектів, що швидко розвиваються (таких як повзучі, іскрові та дугові розряди), несвоєчасне виявлення яких може призвести до аварійного ушкодження обладнання внаслідок внутрішнього КЗ, але й відносно «небезпечних» дефектів, що повільно розвиваються (нагрівання в діапазоні низьких температур), тривалий вплив яких призводить до прискореного старіння основної ізоляції трансформаторів, що, в свою чергу, призводить до зниження їх залишкового ресурсу. Цілком зрозуміло, що чим раніше дефект буде виявлено, тим меншим буде ступінь руйнування ізоляції.

Виконаний аналіз показав, що навіть з урахуванням істотних відмінностей у швидкості розвитку дефектів різних типів можна констатувати, що момент перевищення концентраціями та (або) швидкостями наростання газів граничних значень не збігається з моментом виникнення дефекту. Більше того, момент перевищення концентраціями та (або) швидкостями наростання газів граничних значень навіть не є моментом виявлення дефекту, оскільки, як правило, після нього проводяться ще додаткові відбори проб масел.

Вочевидь, що зниження граничних значень концентрацій та швидкостей наростання газів з метою раннього виявлення дефекту, буде супроводжуватися зростанням ймовірності похибки І-го роду, і, як наслідок, зростанням ризику. У зв’язку з цим вирішення задачі раннього виявлення дефектів (коли як значення концентрацій, так і значення швидкостей наростання газів відповідають значенням, характерним для справного стану) вимагає застосування нових діагностичних критеріїв. На думку авторів, одним із можливих напрямків для визначення таких критеріїв є аналіз та порівняння залежностей концентрацій і швидкостей наростання газів у справних та дефектних трансформаторах. Зокрема, аналізуючи залежності концентрацій газів від тривалості експлуатації для трансформаторів із дефектами різного типу, можна досить точно оцінити момент виникнення дефекту («подію переходу»), навіть за результатами періодичних випробувань. Як приклад на рис. 2 наведені залежності концентрацій газів від часу експлуатації для трансформатору ТДТНГ - 40,5/110, в якому було виявлено нагрівання з температурою вищою за 700°С (рис. 2 *а*), та для трансформатору ТРДН - 25/110, в якому були виявлені іскрові розряди (*б*).



а *б*

Рис. 2. Залежності концентрацій газів від часу експлуатації для трансформаторів: ТДТНГ - 40,5/110, в якому виявлено нагрівання з температурою вищою за 700°С (а); ТРДН - 25/110, в якому виявлені іскрові розряди (б)

Як видно з рис. 2, як для термічних, так і для розрядних процесів момент появи дефекту («подія переходу») проявляється в одночасному й монотонному зростанні концентрацій газів, а перевищення граничних значень концентрацій газів спостерігається дещо пізніше, залежно від швидкості розвитку дефекту. При цьому, на відміну від зростання концентрацій газів, яке зумовлене аварійними режимами роботи електричних мереж (рис. 1 *а*), під час якого після досягнення максимуму значення концентрацій починають різко знижуватися, під час розвитку дефекту спостерігається стійке зростання концентрацій газів. Остання обставина може бути використана для виявлення причин збільшення концентрацій газів у маслонаповненому обладнанні. Таким чином, завдання раннього виявлення дефектів маслонаповненого обладнання зводиться до пошуку математичних критеріїв, які забезпечують можливість розпізнавання відмінностей у характері зміни концентрацій та швидкостей наростання газів у часі. Вирішення цього завдання є основним напрямом подальших досліджень.

Висновки

Наведені в статті результати свідчать про наявність істотних відмінностей як у числових значеннях граничних (типових) концентрацій та швидкостей наростання газів, які регламентовані в найвідоміших міжнародних і національних стандартах та авторських методиках щодо інтерпретації результатів АРГ, так і у підходах, що стосуються нормування цих критеріїв та процедур їхнього використання. Наявність таких відмінностей може призвести до того, що застосування різних норм і критеріїв щодо одних і тих самих результатів АРГ може спричинити постановку різних діагнозів, у тому числі й помилкових. З метою вдосконалення процедури виявлення дефектів маслонаповненого обладнання за результатами АРГ запропоновано визначати граничні значення концентрацій та швидкостей наростання газів не за допомогою методу інтегральних функцій, який дозволяє визначити не граничні, а типові значення цих критеріїв, а з використанням методів статистичного аналізу, зокрема методу мінімального ризику. Для забезпечення максимальної достовірності розпізнавання дефектів граничні значення концентрацій та швидкостей наростання газів пропонується визначати не лише з урахуванням класу напруги обладнання, як це відбувається зараз, а й з урахуванням таких факторів як: тип захисту масла, сорт та хімічний склад трансформаторних масел, система охолодження трансформаторів, режими роботи та термін служби трансформаторів. На додаток до відомих і широко використовуваних критеріїв граничних значень концентрацій і швидкостей наростання газів, з метою раннього виявлення дефектів маслонаповненого обладнання (коли значення традиційних критеріїв ще відповідають справному стану), вперше запропоновано та обґрунтовано використання аналізу динаміки зміни концентрацій і швидкостей наростання газів у часі.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Conventional methods of dissolved gas analysis using oil-immersed power transformer for fault diagnosis: A review / M. S. Ali et al. *Electric Power Systems Research*. 2023. Vol. 216. Art. 109064. DOI: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.109064.

2. Aciu A.-M., Enache S., Nițu M.-C. A. Reviewed Turn at of Methods for Determining the Type of Fault in Power Transformers Based on Dissolved Gas Analysis. *Energies*. 2024. Vol. 17. Art. 2331. DOI: https://doi.org/10.3390/en17102331.

3. Review on Gassing Tendency of Different Insulating Fluids towards Transformer Applications / A. J. Amalanathan et al. *Energies*. 2023. Vol. 16. №1. Art. 488. DOI: https://doi.org/10.3390/en16010488.

4. Convolutional neural networks applied to dissolved gas analysis for power transformers condition monitoring / S. Rao et al. *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*. 2023. Vol. 73. Iss. 4. P. 265–281. DOI: https://doi.org/10.3233/JAE-230011.

5. Fault diagnosis of power transformers based on dissolved gas analysis and improved LightGBM hybrid integrated model with dual-branch structure / X. Lv et al. *IET Electric Power Applications*. 2024. Vol. 18. P. 2008–2020. DOI: https://doi.org/10.1049/elp2.12528.

6. Shang H., Wei Y., Zhang S. Transformer Fault Diagnosis Based on Knowledge Distillation and Residual Convolutional Neural Networks. *Entropy*. 2025. Vol. 27. Art. 669. DOI: https://doi.org/10.3390/e27070669.

7. Taha I. B. M., Ibrahim S., Mansour D.-E. A. Power Transformer Fault Diagnosis Based on DGA Using a Convolutional Neural Network With Noise in Measurements. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 111162–111170. DOI: https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3102415.

8. Transformer fault diagnosis method based on the three-stage lightweight residual neural network / H. Liu et al. *Electric Power Systems Research*. 2025. Vol. 238. Art. 111142. DOI: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.111142.

9. Oil-Immersed Power Transformer Condition Monitoring Methodologies: A Review / L. Jin et al. *Energies*. 2022. Vol. 15. Art. 3379. DOI: https://doi.org/10.3390/en15093379.

10. Chattranont N., Woothipatanapan S., Rugthaicharoencheep N. Assessment of Transformer Fault Severity from Online Dissolved Gas Analysis Using Positive CUSUM. *Applied Sciences*. 2025. Vol. 15. Art. 6357. DOI: https://doi.org/10.3390/app15116357.

11. Acikgoz N., Sazli M. H., Kosalay I. A Comprehensive Review of Transformer Fault Diagnosis Studies Based on Dissolved Gas Analysis: Classical Methods, Historical Development of the Devices Used, Artificial Intelligence Based Methods, Accuracy of Classifications of Predictions. *Elektronika Ir Elektrotechnika*. 2025. Vol. 31. №3. P. 4–21. DOI: https://doi.org/10.5755/j02.eie.39824.

12. Intelligent fault diagnosis and operation condition monitoring of transformer based on multi-source data fusion and mining / J. Cui et al. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. Art. 7606. DOI: https://doi.org/10.1038/s41598-025-91862-8.

13. Veerappan S. Digital Twin Modeling for Predictive Maintenance in Large-Scale Power Transformers. National *Journal of Electrical Machines & Power Conversion*. 2025. Vol. 1. №1. P. 39–44. DOI: https://doi.org/10.17051/NJE&MPC/01.01.05.

14. Ishwarya M., Velan K., Vicshiya S. V. Digital Twin for Real-Time Monitoring of Transformer Performance and Line Faults. *2025 4th International Conference on Automation, Computing and Renewable Systems (ICACRS)*. Pudukkottai, Tamil Nadu, India, 2025. P. 693–699. DOI: https://doi.org/10.1109/ICACRS67045.2025.11324325.

15. Machine learning based multi-method interpretation to enhance dissolved gas analysis for power transformer fault diagnosis / Suwarno et al. *Heliyon*. 2024. Vol. 10. Iss. 4. Art. e25975. DOI: https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25975.

16. Investigation on machine learning algorithms to support transformer dissolved gas analysis fault identification / Ekojono et al. *Electrical Engineering*. 2022. Vol. 104. №5. P. 3037–3047. DOI: https://doi.org/10.1007/s00202-022-01532-5.

17. Multiclass Fault Diagnosis in Power Transformers Using Dissolved Gas Analysis and Grid Search-Optimized Machine Learning / A. A. Adekunle et al. *Energies*. 2025. Vol. 18. Art. 3535. DOI: https://doi.org/10.3390/en18133535.

18. Li Y. The state of the art in transformer fault diagnosis with artificial intelligence and dissolved gas analysis: A review of the literature. *Energies*. 2023. Vol. 16. №4. Art. 1785. DOI: https://doi.org/10.48550/arXiv.2304.11880.

19. Revera A., Abbas M. Condition Monitoring of Power Transformers Using AI-Driven Diagnostic Systems. *National Journal of Electrical Machines & Power Conversion*. 2025. Vol. 1. №3. P. 1–8. DOI: https://doi.org/10.17051/NJEMPC/01.03.01.

20. Dissolved Gas Analysis for Fault Prediction in Power Transformers Using Machine Learning Techniques / S. R.Al-Sakini et al. *Applied Sciences*. 2025. Vol. 15. Art. 118. DOI: https://doi.org/10.3390/app15010118.

21. Advancement in transformer fault diagnosis technology / H. Cao et al. *Frontiers in Energy Research*. 2024. Vol. 12. Art. 1437614. DOI: https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1437614.

22. DGA-Based Power Transformer Fault Diagnosis via Knowledge Distillation of Large Language Model / X. Li et al. *Artificial Intelligence of Things and Systems*. AIoTSys 2025. Communications in Computer and Information Science. 2026. Vol. 2650. Springer, Singapore. DOI: https://doi.org/10.1007/978-981-95-2581-2_22.

23. Tran H. V., Nguyen K. A. A Hybrid Ensemble Approach for Dissolved Gas Analysis-Based Power Transformer Fault Diagnosis Using SMOTE and GBDT. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2026. Vol. 51. P. 10591–10615. DOI: https://doi.org/10.1007/s13369-025-10772-z.

24. Transformer fault diagnose intelligent system based on DGA methods / S. A. M. Abdelwahab et al. *Scientific Reports.* 2025. Vol. 15. Art. 8263. DOI: https://doi.org/10.1038/s41598-024-78293-7.

25. Beheshti Asl M., Fofana I., Meghnefi F. Review of Various Sensor Technologies in Monitoring the Condition of Power Transformers. *Energie*s. 2024. Vol. 17. №14. Art. 3533. DOI: https://doi.org/10.3390/en17143533.

26. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки : СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Чинний від 01.03.2007. Київ : Міністерство палива та енергетики України, Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики», 2007. 91 с.

27. IEC 60599:2022. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2022. 80 p.

28. Shutenko O., Proskurnia O., Abramov V. Comparative analysis of risks which are accompanied by the use of typical and boundary gases concentrations for the diagnostics of high voltage transformers. *Energetika*. 2018. Vol. 64. №3. P. 137–145. DOI: https://doi.org/10.6001/energetika.v64i3.3806.

29. Shutenko O. Determine the boundary value of the concentration of gases dissolved in oil of method minimum risk. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON*). Kyiv, Ukraine, 2017. P. 468–472. DOI: https://doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100533.

30. Шутенко О. В. Определение граничных значений концентраций газов с учетом типа защиты масла высоковольтных трансформаторов. *Електротехніка та електроенергетика*. 2018. №4. С. 30–42. DOI: https://doi.org/10.15588/1607-6761-2018-4-3.

31. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. In IEEE Std C57.104-2019 (Revision of IEEE Std C57.104-2008). 2019. P. 1–98. DOI: https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040.

32. Gray I. A. R. A Guide to Transformer Oil Analysis. *Transformer Chemistry Services*. 2012. URL: htpp://www.satcs.co.za/Transformer Oil Analysis.pdf.

33. Buchacz T., Olech W., Olejniczak H. Wybrane zagadnienia technologii i interpretacji wyników badań chromatograficznych gazów rozpuszczonych в oleju transformatorowym. *Energetyka*. 1999. Vol. 3. P. 154–158.

34. Mollmann A., Pahlavanpour B. New guideline for interpretation of dissolved gas analysis in oil filled transformers. *Electra*. 1999. Vol. 186. P. 31–51.

35. СТ KEGOC 00-512-08. Диагностика развивающихся дефектов маслонаполненного оборудования по результатам хроматографического анализа. Астана, Казахстан, 2008. 54 с.

36. Шутенко О. В. Анализ динамики изменения критериев используемых для интерпретации результатов ХАРГ в бездефектных высоковольтных трансформаторах негерметичного исполнения. *Електротехніка та електроенергетика*. 2017. № 2. С. 74–83. DOI: https://doi.org/10.15588/1607-6761-2017-2-8.

37. Shutenko O., Kulyk O., Ponomarenko S. Comparative analysis of existing standards and methodologies for interpreting DGA results: study guide for individual computational and graphical tasks. Kharkiv: Typography Madrid, 2021. 121 p.

38. Shutenko O. Faults diagnostics of high-voltage equipment based on the analysis of the dynamics of changing of the content of gases. *Energetika*. 2018. Vol. 64. №1. P. 11–22. DOI: https://doi.org/10.6001/energetika.v64i1.3724.

39. Shutenko O., Dovgalyuk V. Analysis of the effect of oil protection type on the dissolved gas content in serviceable transformers. *Energy saving. Power engineering. Energy audit*. 2026. Vol. 2 (217). P. 158–196. DOI: https://doi.org/10.20998/2313-8890.2026.02.13.

40. Shutenko O., Dovgalyuk V. Analysis of the Laws of Distribution of Gases Growth Rates in Serviceable Normally Operating 110-330 kV Transformers of Non-hermetic Construction. *2025 IEEE 6th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, 2025. P. 1–6. DOI: https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61436.2025.11288722.

41. Christian B., Gläser A. The behavior of different transformer oils relating to the generation of fault gases after electrical flashovers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017. Vol. 84. P. 261–266. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.06.007.

42. Gas Losses in Transformers – Influences and Consideration / C. Riedmann et al. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 58654–58663. DOI: https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3285413.

43. Diwyacitta K., Prasojo R. A., Suwarno, Gumilang H. Effects of lifetime and loading factor on dissolved gases in power transformers. *2017 International Conference on Electrical Engineering and Computer Science (ICECOS)*. Palembang, Indonesia, 2017. P. 243–247. DOI: https://doi.org/10.1109/ICECOS.2017.8167142.

44. Conventional Dissolved Gases Analysis in Power Transformers: Review / Rangel Bessa A. et al. *Energies*. 2023. Vol. 16. №21. Art. 7219. DOI: https://doi.org/10.3390/en16217219.

Стаття надійшла до редакції 27.08.2026.
Стаття пройшла рецензування 28.09.2026.
Стаття опублікована 30.09.2026.

Шутенко Олег Володимирович – канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри передачі електричної енергії, e-mail: oleg.shutenko@khpi.edu.ua, ORCID: 0000-0003-3141-7709.

Довгалюк Володимир Вікторович – аспірант кафедри передачі електричної енергії, e-mail: dovgaljuk7@gmail.com, ORCID: 0009-0001-6313-8053.

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут».