

УДК 621.331.3

О. М. ПОЛЯХ, канд. техн. наук

Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту ім. академіка

В. Лазаряна, м. Дніпропетровськ

## АНАЛІЗ СИСТЕМ ДІАГНОСТУВАННЯ ТЯГОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

*В статтє проведено анализ систем диагностирования тяговых трансформаторов. Установлены проблемы, которые необходимо решить для совершения перехода к техническому обслуживанию и ремонта по техническому состоянию.*

**Ключевые слова:** *тяговый трансформатор, дефекты трансформатора, проявление дефектов, диагностические признаки, средства диагностирования, функциональное диагностирование, прогнозирование, износ, ресурс, изоляция*

*У статті проведено аналіз систем діагностування тягових трансформаторів. Встановлено проблеми, які треба вирішити для здійснення переходу до технічного обслуговування і ремонту за технічним станом.*

**Ключові слова:** *тяговий трансформатор, дефекти трансформатора, прояв дефектів, діагностичні ознаки, засоби діагностування, функціональне діагностування, прогнозування, знос, ресурс, ізоляція*

### Вступ

Сучасні тягові підстанції електрифікованого залізниць являють собою електроустановки, призначені для комплексного електропостачання електрорухомого складу (електричної тяги поїздів), не тягових залізничних споживачів, включаючи споживачів пристроїв СЦБ, і не залізничних промислових та сільськогосподарських споживачів, умовно названих районними споживачами. Тягові підстанції є споживачами першої категорії.

На залізницях України тягове електропостачання здійснюється від стаціонарних тягових підстанцій, з них 30 % змінного струму. Від загальної кількості тягових підстанцій з терміном служби понад 30 років працюють 79 %. Технічний стан підстанцій відображається структурою основного силового обладнання: трансформатори, перетворювачі, високовольтні вимикачі, релейний захист [1].

Згідно з нормативними документами термін служби трансформатора складає не менше 25 років, при цьому через 12 років необхідно виконувати капітальний ремонт згідно додатку 2 Інструкції № ЦЕ-0024.

Система ТО і Р (технічного обслуговування і ремонту) на сьогоднішній день планово-попереджувальна що є основним і найбільш методично забезпеченим видом технічного обслуговування і ремонту, який існує зараз на залізниці.

Мета планово-попереджувального ремонту полягає у виключенні відмов тягових трансформаторів, основного електрообладнання і непередбачених витрат шляхом планування проведення технічного обслуговування раніше моменту середньостатистичної відмови із заданою ймовірністю.

### Постановка проблеми у загальному вигляді

Тягові трансформатори характеризується різноманітністю вузлів, що входять в них та характером і мірою їх навантаження, як наслідок, різними рівнями надійності цих вузлів. У реальних умовах експлуатації не існує взаємозв'язку між напрацюванням або терміном експлуатації і технічним станом обладнання. Тому оптимальних термінів виконання технічного обслуговування та ремонту для складного об'єкта (тягового трансформатора) в цілому практично не існує.

Для груп однотипного обладнання тягових трансформаторів різноманіття і стохастичний характер впливу кліматичних умов, експлуатаційних факторів (режимів і тривалості роботи, температурних характеристик робочих і навколишнього середовища, тривалості експлуатації, якості технічного обслуговування і ремонту) призводять до того, що

при одній і тій же тривалості експлуатації однотипне обладнання має різний фактичний технічний стан.

Проаналізувавши такий стан проведення ТО і Р тягових трансформаторів можна зробити висновок: що зараз планово-попереджувальний ремонт широко застосовується для всього парку тягових підстанцій. Виконується значний обсяг обслуговування бездефектного обладнання. Як наслідок, це веде до підвищення експлуатаційних витрат. Як показує практика у ряді випадків надійність роботи електрообладнання після ТО і Р тимчасово знижується внаслідок післяремонтних відмов.

### **Формулювання цілей статті**

Передбачити дійсну картину виникнення неполадок для кожної окремої одиниці тягового трансформатора за календарним терміном служби неможливо, тому ТО і Р не є ефективним. У зв'язку з цим, виникла необхідність в якісній перебудові системи технічного обслуговування та ремонту на основі впровадження прогресивних стратегій обслуговування.

### **Аналіз останніх досліджень і публікацій**

Експлуатаційний досвід та теоретичні дослідження електрообладнання трансформаторів за кордоном показують, що найбільш ефективною і перспективною є система ТО і Р за станом у поєднанні з використанням в обмежених межах стратегій ТО і Р з напрацюванням. Основним принципом в стратегії обслуговування і ремонту за станом важаться дотримання плановості виконання частини стандартних регламентних операцій з напрацювання, робіт з технічного діагностування та контролю об'єктів. Регульовальні, демонтажно-монтажні, відновлювальні роботи на об'єктах виконуються тільки за результатами діагностування та контролю. Для переходу до ремонту тягових трансформаторів по фактичному стану необхідно вирішити наступне:

- визначитися з причино-наслідковими зв'язками дефектів трансформаторів з ознаками діагностування;
- прогнозуванням зносу тягових трансформаторів;
- зробити аналіз існуючих систем моніторингу станів оцінки технічного стану та прогнозування залишкового ресурсу електрообладнання;
- зробити аналіз існуючих систем моніторингу станів оцінки технічного стану та прогнозування залишкового ресурсу електрообладнання;
- розробка теоретичної бази для проведення комплексної оцінки технічного стану всієї номенклатури електрообладнання тягового трансформатора.

Це пояснюється тим, що зібрані в комплекс діагностичні параметри, вони дозволяють судити про технічний стан трансформатора більш об'єктивно за рахунок того, що один вид контролю підстраховує інший. Тому необхідно порівнювати дані всіх видів вимірювань та випробувань і тільки тоді зможемо побачити всю картину процесів, що протікають в середині трансформатора цілком, а не окремі його фрагменти.

### **Аналіз причино-наслідкових зв'язків дефектів з ознаками діагностування**

При переході до системи технічного обслуговування і ремонту тягових трансформаторів по поточному стану електрообладнання проаналізовані причино-наслідкові зв'язки дефектів. Складаючи схему взаємодії структурно-слідчих зв'язків дефектів тягових трансформаторів можна умовно поділити на дві групи:

- 1 група силові та перетворювальні трансформатори до 35 кВ без РПН;
- 2 група силові та тягові трансформатори напругою 110 кВ і вище з РПН та додатковими вузлами.

Перша група складається з таких вузлів як:

- прохідні ізолятори;
- обмотки;
- магнітопровід;
- перемикач відгалужень;
- корпус трансформатора та масло;

– термосифонний та повітря осушувальні фільтри.

Друга група має такі вузли як:

- високовольтні вводи;
- пристрій РПН;
- вентилятори примусового охолодження.

Конкретний вузол цих двох груп при роботі може викликати свої конкретні дефекти. Так у прохідних ізоляторах можуть бути такі дефекти як: послаблення, окислення контактів; тріщини, злами, сколи; забруднення поверхні ізоляції як вводів так і обмоток; пробій, перекриття; (в свою чергу тріщини, злами, сколи, забруднення поверхні можуть викликати пробій, перекриття).

У обмотці: старіння, руйнування ізоляції; зволоження, забруднення ізоляції; зменшення ізоляційних проміжків; пробій ізоляції та проміжків; виткове замикання; обрив кола; послаблення, окислення контактів; деформація, здвиг, послаблення, пересування; (в свою чергу старіння, руйнування ізоляції, зволоження, забруднення ізоляції, зменшення ізоляційних проміжків можуть викликати пробій ізоляції та проміжків; а деформація, здвиг, послаблення, пересування викликають старіння, руйнування ізоляції, що може викликати виткове замикання).

У магнітопроводі: послаблення пресування сталі; старіння між листової ізоляції; старіння ізоляції пресуючих деталей.

У перемикачі відгалужень: послаблення, підгар, контактів; обрив кола; розрегулювання механічної передачі.

У вузлі корпусу трансформатора і масла: розгерметизація; невідповідність об'єму масла навколишній температурі; зволоження, забруднення масла; потрапляння повітря.

У термосифонних та повітря осушувальних фільтрах: розгерметизація; відпрацювання ресурсу силікагелю.

У високовольтних вводах: розгерметизація; невідповідність об'єму масла навколишній температурі; забруднення, зволоження масла; тріщини, злами, сколи; забруднення зовнішніх поверхонь; пробій, перекриття; послаблення, окислення контактів; (в свою чергу забруднення, зволоження масла тріщини, злами, сколи, забруднення зовнішніх поверхонь можуть викликати пробій, перекриття).

У пристрої РПН: розрегулювання; знос контактів контакторів; послаблення, підгар контактів перемикачів; послаблення, окислення контактних з'єднань; повний обрив у високовольтних колах РПН; механічний знос елементів приводу; зволоження, забруднення обмоток та низьковольтних кіл приводу; замикання на землю в низьковольтних колах; виткове замикання обмоток приводу; обриви обмоток та низьковольтних кіл РПН; розгерметизація баку контактів.

У вентиляторах примусового охолодження: послаблення кріплень двигунів та крильчаток; деформація, злам крильчаток; зволоження, забруднення обмоток; замикання на землю; виткове замикання в обмотці; обрив перегорання обмотки; відмова системи автоматичного керування обдувом.

Дефекти у свою чергу проявляються у наступному: перегрів, іскріння, розряди, дуга, несиметрія напруги та струму відносно землі, коротке замикання або замикання на землю, забруднення масла, поява газів, шум, вібрація, течія масла, зміна рівня масла, погіршення показників хімічного аналізу і зволоження масла, зміна кольору індикаторного силікагелю, невиконання операції перемикачів, невідповідність положення покажчиків на приводі та щиті, не робить один або всі вентилятори; показники тестового діагностування змінюється: опор обмоток, товщина контактів, тиск в контактах, тангенс дельта, та інше.

Тому переходячи на систему технічного обслуговування і ремонту тягових трансформаторів по поточному стану електрообладнання на основі причино-наслідкових зв'язків необхідно застосовувати сучасні або нові методи діагностування з розробкою та практичного застосування методики локалізації та ідентифікації несправностей

трансформатора без зняття напруги, на основі їх оперативного контролю та періодичного аналізу результатів.

### Аналіз методів і систем діагностування.

Створення обладнання, що володіє необхідною надійністю на весь термін експлуатації є вельми складна технічна задача. Нерідко це виявляється і економічно недоцільним. Тому, хоча якість і надійність обладнання визначаються головним чином на стадіях проектування і виготовлення, завдання забезпечення необхідної надійності ізоляції покладається і на систему технічного обслуговування, до якої входять контроль та ремонтні роботи.

Існує два підходи до проблеми забезпечення необхідної надійності виробу. Перший базується на тому, що необхідна надійність виробу на весь період експлуатації забезпечується при його конструюванні, проектуванні і виготовленні. Другий підхід передбачає проведення в ході експлуатації робіт профілактичного характеру, що входять в систему технічного обслуговування виробу [2].

Існують дві системи технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р) обладнання – нормована система, коли періодичність ремонтів, технічних обслуговувань обладнання регламентується відповідними нормативними документами і система ТО по фактичному стану, коли тимчасові періоди між заданими видами технічного обслуговування є змінними величинами і залежать від фактичного стану устаткування. В останньому випадку необхідною умовою є наявність спеціальних засобів діагностування стану обладнання. Безумовно, другий тип системи ТО і Р є більш досконалим і дозволяє економити кошти. Актуальність діагностування стану обладнання за фактичним станом на залізничному транспорті збільшується на порядок саме на сучасному етапі, коли розміри перевезень на Україні знизилась, а норми ТО і Р, незважаючи на це, залишилися колишніми.

Пропонована авторами [6, 7] методика розрахунку відносної міри відпрацьованого динамічного ресурсу тягових трансформаторів. При цьому було зроблено аналіз газів [8]. В основу розрахунку покладено методику нормування експлуатаційного контролю ресурсу динамічної стійкості трансформаторів [2]. Відповідно з цією методикою вихідний наявний ресурс динамічної стійкості нового трансформатора визначається допуском числа коротких замикань максимальної кратності (на вторинних затискачах трансформатора) з ударним струмом  $i_{y0}$ . Абсолютний наявний ресурс  $R_{до}$  можна представити як

$$R_{до} \approx n_o i_{y0}^2 \cdot \kappa A^2 \cdot \quad (1)$$

де  $i_{y0}$  – найбільший дозволений даним трансформатором ударний струм глухого короткого замикання на вторинній стороні;

$n_o$  – допустиме трансформатором число коротких замикань максимальної кратності з струмом  $i_{y0}$  без втрати динамічної стійкості.

Таким чином сумарний динамічний вплив при кожному короткому замиканні визначається не тільки величиною  $i_{y0}$ , а й амплітудами затухаючого струму коротких замикань аж до його відключення. Однак для умов тягових підстанцій цілком припустимо прийняти постійну часу загасання струму глухого короткого замикання і тривалість його протікання (час відключення захистом) практично незмінними і при експлуатаційному контролі не враховувати. Величина  $i_{y0}$  визначається в залежності від типу трансформатора, його параметрів і потужності коротких замикань на шинах живлячої напруги. Значення  $n_o$  залежить від конструкції трансформатора. Воно може встановлюватися на основі заводських випробувань або багаторічних спостережень і досвіду експлуатації трансформаторів конкретного виконання. Відносний знос ресурсу динамічної стійкості трансформатора від дії ударних струмів короткого замикання в міру його експлуатації дорівнює [2]:

$$F_{y0}^* = \frac{\sum_{j=1}^l i_{yj}^2}{n_o i_{y0}^2} \quad , \quad (2)$$

де  $i_{yo}^2$  – ударний струм  $j$ -го короткого замикання в процесі експлуатації;  
 $j = 1, 2, \dots, l$  – число коротких замикань за розглянутий період.

Таким чином, для визначення в конкретних умовах експлуатації відносного зносу ресурсу динамічної стійкості трансформатора [5] необхідно знати значення ударних струмів коротких замикань, перенесених трансформатором від моменту введення в експлуатацію та до моменту його відмови через динамічних впливів. За даними дослідження трансформатора ТДТНЖ, що випускаються після 1972 року, що  $n_o = 115$ , величина  $i_{yo} = 19,4$  кА [2].

На сьогоднішній день існує безліч різних методів діагностування і контролю технічного стану трансформаторів.

### Далеке зарубіжжя

Закордонна експертна система контролю технічного стану трансформаторів пропонує наступне рішення цієї проблеми. Силові високовольтні трансформатори вимагають контролю технічного стану за основними характеристиками [9–11, 13, 15, 17], що визначають працездатність і експлуатаційну надійність. Вони визначають і виділяють такі основні ознаки визначення погіршення технічного стану трансформаторів: – зміна характеристик трансформаторного масла [15, 16]; – наявність розрядних явищ в активній частині [12]; – наявність зон аномальних нагрівів; – підвищення вібрації.

Вони використовують для контролю сукупності експлуатаційних характеристик системи безперервного діагностичного моніторингу технічного стану трансформаторів декількох типів. Аналіз термографічних інформаційних функцій за результатами тепловізійного контролю трансформаторів.

Метод дозволяє на робочому під напругою трансформаторі виявляти в активній частині приховані дефекти наступних видів. Поява магнітних полів розсіювання за рахунок порушення ізоляції окремих елементів магнітопроводу, виникнення контурів струму по баку (ярмових балок, дистанціюється домкрати, консолі, шпильки та ін.). Порушення в роботі охолоджувальних систем (маслонасоси, фільтри, двигуни вентиляторів, теплообмінники). Зміни в циркуляції масла в баку (утворення застійних областей) в результаті конструктивних недоробок, появи шламу, розбухання або зсуву ізоляції обмоток (актуально для трансформаторів із значним терміном служби). Нагриви внутрішніх контактних з'єднань обмоток з висновками. Виткові замикання вбудованих трансформаторів струму. Дефекти контактної системи РПН, ПБЗ. Значні діелектричні втрати в ізоляції і розгерметизація високовольтних вводів.

Але є недоліки такі як проблематичність і складність застосування традиційного аналізу термограм для виявлення внутрішніх теплових дефектів на трансформаторах і аналогічних об'єктах обумовлена складністю конструкції і маскує впливом теплових потоків від обмоток, магнітопроводу, а також дією системи охолодження. Ці труднощі певною мірою долаються застосуванням описаного методу обробки термограмм. Джерелами тепловиділення в трансформаторі є магнітопровід, масивні металеві частини трансформатора, в тому числі бак, пресуючі кільця, екрани, шпильки, консолі, в яких тепло виділяється за рахунок втрат від вихрових струмів, що наводяться полями розсіювання. Струмopовідні частини вводів, де тепло виділяється за рахунок втрат у струмоведучих частини та перехідних контактних з'єднаннях відводу обмотки. Перехідні контактні з'єднання РПН і ПБВ. Таким чином, завданням діагностики є виявлення слабких тепловиділень у зазначених вузлах і їх проявом на поверхні. Це і виконується застосуванням термографічних інформаційних функцій. Відведення тепла від джерел нагріву до масла здійснюється шляхом конвекції, у зв'язку з чим, температурні контрасти на поверхні бака мають незначну величину і розміри на відносно значній поверхні. Облік даного фізичного ефекту і покладений в основу даного функціонального методу виявлення теплових дефектів силових трансформаторів.

Вони класифікують технічний стан трансформатора у п'ятьох станах (норма, норма з відхиленнями, норма із значними відхиленнями, погіршене, перед аварійний).

Діагностичний моніторинг по локації розрядних явищ в силових трансформаторах на робочому напрузі проводиться за традиційною схемою вимірювань – для вимірювання ЧР через високовольний ввід застосовуються високочастотні датчики (по [11] VHF-сенсори), смуга частот яких  $3 \div 20$  МГц. Якщо є можливість відкрити люк трансформатора, то можна застосувати ультрависокочастотні датчики (по [11] UHF-сенсори). Смуга частот цих типів датчиків  $15 \div 100$  МГц. Переваги мають використовувані переносні датчики для локації зон, розрядів тонкоплівкові багат шарові датчики типу "DIACS" (за [12] типу SPHF-сенсори). Смуга частот датчиків типу TMR  $1-50$  МГц.

Система моніторингу з контролю розчинених у маслі газів відомі й знайшли широке поширення системи "Хайдран" і "Мультиатом". Більш відомі і ширше використовуються системи "Хайдран" [16]. Дана система аналізує наявність розчинених у маслі газів, включаючи суму горючих газів, та концентрацію CO і CO<sub>2</sub>.

Аналізатор газів гідравлічно з'єднується з баком. Трансформаторне масло знаходиться в контакт з мембранними системами аналізу. Інформація висвічується цифровим індикатором, з перевищенням допустимої концентрації, сигнал небезпеки ("Аларм") подається на щит управління станції [15, 16, 17]. Більш повну інформацію, по концентрації семи газів, дає система "Мультиатом". Але ця система значно дорожче системи "Хайдран" і менш поширена [17].

### Ближнє зарубіжжя

Росіяни запропонували комплексне діагностування технічного стану маслонаповненого обладнання тягових підстанцій. Вона включає в себе як традиційні, так і нетрадиційні методи випробувань і вимірювань. В основу покладено такі принципи:

- в повному обсязі повинен вирішувати весь набір завдань діагностики маслонаповненого обладнання;

- при визначенні обсягу випробувань устаткування, зроблена орієнтація на ті методи діагностування, які вже розроблені і пройшли експлуатаційну перевірку;

- перевагу віддано методам діагностування, які дають можливість організувати контроль електрообладнання без його відключення, під робочою напругою. До них відносяться, крім вже застосовуваного хроматографічного аналізу, тепловізійний контроль, вібраційне обстеження з метою оцінки ступеня пресування і деформації обмоток, комплекс методів по визначенню якості трансформаторного масла й оцінки стану ізоляції: вимір часткових розрядів, акустична локація місця виникнення часткових розрядів.

Існує думка [20], що контроль обладнання в повному обсязі із застосуванням всіх відомих методів діагностування (з відключенням устаткування) проводиться лише у виняткових випадках при виявленні значних змін технічного стану електрообладнання. Тому у більшості випадків доцільний комплекс методів визначається експертним шляхом маючи інформацію про фізичні процеси в устаткуванні з урахуванням накопиченого досвіду експлуатації, аналізу пошкоджуваності, результатів контролю та ремонту [18]. В процесі обстеження встановлено, для прикладу, що вологовміст масла не перевищує 10 г/т, то необхідності проводити трудомісткі вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції по зонах з метою визначення її вмісту вологи розрахунковим шляхом відпадає.

Так в роботах [18, 19] у трансформаторах тягових підстанцій вимір фуранових похідних в трансформаторному маслі не актуально у зв'язку з відносно низьким завантаженням обладнання та діагностичною дорожнечою цього методу контролю. Таким чином знижуються матеріальні витрати у конкретному випадку на проведення вимірювань і обчислень без зниження ймовірності розпізнавання дефекту.

Автори [20] рахують що організаційна форма впровадження системи комплексної діагностики буде насичувати поточну експлуатацію складними методами і засобами діагностики технічно і економічно недоцільно. Вони пропонують створити мережу регіональних центрів діагностики, здатних здійснювати комплексне обстеження маслонаповненого обладнання на дорогах, закріплених за центром. Основним завданням центрів комплексне обстеження силових масляних трансформаторів і автотрансформаторів

класів напруг 110, 220 кВ і перетворювальних трансформаторів напругою 110 кВ, які відпрацювали нормативний термін служби (25 років), для обґрунтування можливості та умов їх подальшої експлуатації. Встановити два рівня контролю стану маслонаповненого обладнання тягових підстанцій поточний і комплексний із застосуванням розширеного переліку методів і технічних засобів діагностики. Поряд з комплексним обстеженням маслонаповненого обладнання центри повинні здійснювати кваліфіковане діагностування іншого обладнання тягових підстанцій.

### Висновки

Для вирішення проблеми переходу до ремонту тягових трансформаторів по фактичному стану одним з головних шляхів є створення ефективного, постійного контролю технічного стану трансформаторів в процесі експлуатації в реальному часі, а сама діагностика була більш точною з меншими витратами коштів.

Другим шляхом вирішення проблеми є ширше застосовувати інформацію від АСКОВЕ та інформаційно-діагностичних систем «Регіна». Невирішеною проблемою при застосуванні цих систем є визначення коефіцієнтів для прийняття рішення стану тягового трансформатора (норма, норма з відхиленнями, норма із значними відхиленнями, погіршене, перед аварійний).

Третім шляхом рішенням проблеми є визначення методів випробувань і склад технічних засобів комплексної діагностики тягових трансформаторів методам діагностування, які дають можливість організувати контроль електрообладнання без його відключення, під робочою напругою. Розробка нової теоретичної бази для проведення комплексної оцінки технічного стану всієї номенклатури електрообладнання тягового трансформатора. Комплексна система діагностики повинна бути значною мірою направлена на оцінку стану ізоляції.

В результаті аналізу відмов і пошкоджень встановлені причино-наслідкові зв'язки дефектів тягових трансформаторів з ознаками діагностування, що дає можливість більш точноше виявляють конкретні несправності складових трансформатора.

Необхідно також вирішити питання механізму подовження строку служби тягових трансформаторів та сформулювати науково обґрунтовані нормативні документи.

### Список літератури

1. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2011 році / Державна адміністрація залізничного транспорту України Укрзалізниця. Головне управління електрифікації та електропостачання. – К. : – 2012. – 324 с.
2. Бобров Е. Г. Нормирование и контроль ресурса динамической прочности трансформаторов тяговых подстанций переменного тока [Текст] / Е. Г. Бобров // Вестник ВНИИЖТ. 1973. № 4.
3. Сви П. М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения [Текст] / П. М. Сви // – М.: Энергия, 1980. – 113 с.
4. Базуткин В. В. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах [Текст] / В. В. Базуткин // Энергоатомиздат – М. 1986. – 464 с.
5. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые общего назначения. Допустимые нагрузки. [Текст] / Изд-во стандартов – М, 1985. – 78 с.
6. Кузнецов В. Г. Анализ надёжности тяговых трансформаторов по данным микропроцессорных счётчиков “Альфа” [Текст] / В. Г. Кузнецов // Транспорт. Повышение эффективности работы устройств электрического транспорта. – Дніпропетровськ: Січ, 1999. – С. 52–58.
7. Контроль надёжноститрансформаторов на основеобобщённоймоделиизноса / В. В. Корниенко, В. Г. Кузнецов, В. В. Доманский, А. Н. Сергатов // 7thInternationalScientificConferenceofRailwayExperts. Proceedings. ЮЖЕЛ – 2000. Yugoslavia, VrnjaskaBanja, – P. 149–151.
8. Мюллер Р. Анализ газов, растворенных в масле, как средство контроля за состоянием трансформаторов и обнаружения возникающих в них повреждений [Текст] / Р.

Мюллер // Труды XXII сессии Международной конференции по большим энергетическим системам (СИГРЭ – 70). – М.: Энергия. – 1972. – С. 19–28.

9. Y. Aksenov, Y. Dementiev, V. Rodionov “Experiences with On-Line Diagnostics for Power Transformers & Instruments” [Текст] / Aksenov Y., Dementiev Y., Rodionov V. // EIC 2001 Technical Program, Cincinnati Convention Center, Cincinnati, Ohio USA.

10. Y. Aksenov et al., “A view based on practical experience and effective diagnostics methods of insulation system conditions in power transformers” [Текст] / Aksenov Y. // CIGRE SC 33 Conference, S4-6, Prague, September 7<sup>th</sup>-8<sup>th</sup>, 2000.

11. J.P. van Bolhuis, E. Gulski, J.J. Smit «Interpretation of RVM measurements, beyond the polarisation spectrum» [Текст] / van Bolhuis J.P., Gulski E., Smit J.J. // Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Boston, MA USA, April 7-10, 2002.

12. Y. Aksenov, V. Rodionov, A. Golubev, A. Muchortov. «On-Line Technology Of Diagnostic Method Synergy for power transformers» [Текст] / Aksenov Y., Rodionov V., Golubev A., Muchortov A. // Second International Conference On Dielectric And Insulation. High Tatras, June 13-15, 2000.

13. Y. Aksenov, V. Rodionov, A. Golubev, A. Muchortov “On-line technology of diagnostic method synergy for power transformers” [Текст] / Aksenov Y., Rodionov V., Golubev A., Muchortov A. // CWIEME 2000 Conference, Berlin, Germany, June 2000.

14. By John Reason “On-line transformer monitoring” [Текст] / Reason John By // Electrical World, October 1995, p.p.19–27.

15. Jean-Pierre Gibeault and Joseph K. Kirkup (Suprotec Inc, Pointe-Claire, Qvebec, Canada) “Early detection and continuous monitoring of dissolved key fault gases in transformers and shunt reactors” [Текст] / Gibeault Jean-Pierre, Kirkup K. Joseph // p.p. 286–293.

16. W. Mc Dermid D.H. Grant A. Glodjo J.C. Bromley «Analysis of Converter Transformer Failures and Application of Periodic On-line Partial Discharge Measureme [Текст] / Mc Dermid W., Grant D.H., Glodjo A., Bromley J.C. // EIC 2001 Technical Program, Cincinnati Convention Center, Cincinnati, Ohio USA.

17. W. Detlev Gross Partial Discharge «Measurement and Monitoring on Rotating Machines» [Текст] / Detlev W. // Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Boston, MA USA, April 7-10, 2002.

18. Львов Ю. М. Оценка информативности показателей контроля технического состояния изоляции трансформаторного оборудования [Текст] / Ю. М. Львов // Электрические станции. 2002. № 12. С. 44–51.

19. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110...500 кВ в эксплуатации [Текст] / Б. В. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов, Б. Н. Неклепаев, К. М. Антипов, А. С. Сурба, М. И. Чичинский // Электрические станции. 2001. № 9. С. 53–58.

20. Николаев Г. А. Техническое состояние маслонаполненного оборудования тяговых подстанций и система его комплексного диагностирования [электронный ресурс] / Г. А. Николаев, А. В. Кузнецов // Вестник ВНИИЖТ. 2002.[http://vestnik.vniizht.ru/new/v2003-4/v4-11\\_3.htm](http://vestnik.vniizht.ru/new/v2003-4/v4-11_3.htm) Department of Electrical Railways, The Dnepropetrovsk National University of Railway Transport named after academician V. Lazaryan, Lazaryan st. 2, 49010, Dnepropetrovsk, Ukraine.

## ANALYSIS OF SYSTEMS FOR TRACTION TRANSFORMERS DIAGNOSTICS

O. M. POLYAKH, Candidate of Engineering

*The paper gives an analysis of the systems for traction transformers diagnostics. It defined issues to be dealt with in order to proceed to maintenance and repairs due to technical condition.*

**Key words:** traction transformer, transformer defects, manifestation of defects, diagnostic features, means of diagnostics, functional diagnostics, forecasting, wear, service life, insulation

Поступила в редакцию 15.05 2013 г.