

УДК 621.313/316.002.12

DOI: 10.31471/1993-9981-2019-2(43)-96-110

АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ АНАЛІЗУ ТЕПЛООВОГО СТАНУ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

¹*В. М. Кутін, ²М. В. Нікітчук, ²В. М. Світко, ²О. О. Шпачук*

¹*Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, Хмельницьке шосе 95,
vmkytin@gmail.com*

²*Відокремлений підрозділ «Хмельницька атомна електростанція», Хмельницька обл.,
м. Нетішин, вул. Енергетиків 20, shpachuk2@gmail.com*

Термографічний контроль електрообладнання дозволяє робити попередні висновки про технічний стан ізоляції, контактних з'єднань, обмоток, елементів конструкції та систем охолодження електрообладнання класів напруги 0,4÷750 кВ. Проте, слід мати на увазі, що на результати вимірювання температури та оцінки теплового стану електрообладнання впливають такі фактори як: умови навколишнього середовища, кваліфікація персоналу, що виконує термографічний контроль та інтерпретацію даних, необхідність в удосконаленні нормативних документів з оцінки теплового стану електрообладнання та розробці уніфікованих алгоритмів аналізу результатів термографічних обстежень та градації розвитку дефектів електрообладнання.

Сучасні дослідження в галузі термографічного контролю електрообладнання розвиваються в кількох напрямках, а саме: використання автоматизованих (стаціонарних чи пересувних) систем збору термографічних даних; розробка алгоритмів обробки теплових зображень, що зменшать вплив сторонніх шумів на значення виміряних температур, виокремлять зображення обстежуваного об'єкту, здійснять підбір оптимального рівню контрастності теплового зображення для виявлення теплових аномалій; використання статистичної обробки теплових полів об'єктів термоконтролю та прийнятті рішень про тепловий стан обладнання за допомогою побудови і використання нейронних мереж та машинного навчання з застосуванням знань експертів. Автоматизація аналізу даних термографічного контролю є актуальною науково-практичною задачею, вирішення якої дозволить підвищити якість технічного обслуговування, ремонтів, продовження строків експлуатації та оперативного керування електрообладнанням в умовах значного рівня старіння основних виробничих фондів електроенергетичних компаній та зміни покоління обслуговуючого персоналу.

Вимірювальні трансформатори струму класів напруги 330÷750 кВ є чи не найбільш відповідальними елементами у схемах розподілення електроенергії в електричних мережах, а їх технічний стан прямо впливає на надійність роботи електричних мереж та електропостачання споживачів. В роботі розглянуто причини розвитку дефектів у трансформаторах струму 330÷750 кВ, а також запропоновано співвідношення для врахування впливу швидкості повітряного потоку та дійсного значення коефіцієнту випромінювання елементу конструкції трансформаторів струму, а також та елементи алгоритмів аналізу даних тепловізійних обстежень дозволять зменшити вплив факторів навколишнього середовища та рівня кваліфікації персоналу, що виконує аналіз, на результати діагностування.

Ключові слова: контактні з'єднання; трансформатори струму; інфрачервона техніка; термографічний контроль; дефект.

Термографический контроль электрооборудования позволяет делать предварительные выводы о техническом состоянии изоляции, контактных соединений, обмоток, элементов конструкции и систем охлаждения электрооборудования классов напряжения 0,4 ÷ 750 кВ. Однако, следует иметь в виду, что на результаты измерения температуры и оценки теплового состояния электрооборудования влияют такие факторы как: условия окружающей среды, квалификация персонала, выполняющего термографический контроль и интерпретацию данных, необходимость в совершенствовании нормативных документов по оценке теплового состояния электрооборудования и разработки унифицированных алгоритмов анализа результатов термографических обследований и градации развития дефектов электрооборудования.

Современные исследования в области термографического контроля электрооборудования развиваются в нескольких направлениях, а именно: использование автоматизированных (стационарных или передвижных)

систем сбора термографических данных; разработка алгоритмов обработки тепловых изображений которые, уменьшают влияние посторонних шумов на значения измеренных температур, выделяют изображение обследуемого объекта, осуществляют подбор оптимального уровня контрастности теплового изображения для обнаружения тепловых аномалий; использование статистической обработки тепловых полей объектов термоконтроля и принятии решений о тепловом состоянии оборудования с помощью построения и использования нейронных сетей и машинного обучения с применением знаний экспертов. Автоматизация анализа данных термографического контроля является актуальной научно-практической задачей, решение которой позволит повысить качество технического обслуживания, ремонтов, продление сроков эксплуатации и оперативного управления электрооборудованием в условиях значительного уровня старения основных производственных фондов электроэнергетических компаний и смены поколений обслуживающего персонала.

Измерительные трансформаторы тока классов напряжения 330 ÷ 750 кВ являются ответственными элементами в схемах распределения электроэнергии в электрических сетях, а их техническое состояние напрямую влияет на надежность работы электрических сетей и электроснабжения потребителей. В работе рассмотрены причины развития дефектов в трансформаторах тока 330 ÷ 750 кВ, а также предложены соотношения для учета влияния скорости воздушного потока и действительного значения коэффициента излучения элемента конструкции трансформаторов тока, а также и элементы алгоритмов анализа данных тепловизионных обследований позволяющих уменьшить влияние факторов окружающей среды и уровня квалификации персонала, выполняющего анализ, результатов диагностирования.

Ключевые слова: контактные соединения, трансформаторы тока, инфракрасная техника, термографический контроль, дефект.

Thermographic control of electrical equipment allows you to draw preliminary conclusions about the technical condition of insulation, contact joints, windings, structural elements and cooling systems of electrical equipment of voltage classes 0.4 ÷ 750 kV. However, it should be borne in mind that the results of temperature measurement and assessment of the thermal state of electrical equipment are influenced by such factors as: environmental conditions, qualifications of personnel performing thermographic control and data interpretation, the need to improve regulatory documents for assessing the thermal state of electrical equipment and develop unified algorithms analysis of the results of thermographic examinations and gradation of the development of defects in electrical equipment.

Modern research in the field of thermographic control of electrical equipment is developing in several directions, namely: the use of automated (stationary or mobile) systems for collecting thermographic data; development of algorithms for processing thermal images that reduce the influence of extraneous noise on the values of the measured temperatures, select the image of the object being examined, select the optimal level of contrast of the thermal image to detect thermal anomalies; using statistical processing of thermal fields of thermal monitoring objects and making decisions about the thermal state of equipment using neural networks, machine learning and expert knowledge. Automation of the analysis of thermographic control data is an urgent scientific and practical task, the solution of which will improve the quality of maintenance, repairs, extension of the operating life and operational management of electrical equipment in conditions of a significant level of aging of the main production assets of electric companies and change of generations of staff.

Measuring current transformers of voltage classes 330 ÷ 750 kV are critical elements in the distribution schemes of electric power and in electric networks, and their technical condition directly affects the reliability of electric networks and power supply to consumers. The paper considers the reasons for the development of defects in current transformers of voltage classes 330 ÷ 750 kV, and also proposes relationships to take into account the influence of the air flow rate and the actual value of the emissivity of the structural element of the current transformers, as well as elements of the algorithms for analyzing data from thermal imaging surveys to reduce the influence of environmental factors and qualification level of the personnel performing the analysis, diagnostic results.

Keywords: contact connection, current transformers, infrared technology, thermographic control, defect.

Вступ. Термографічний контроль є одним з найбільш оперативних методів визначення технічного стану електрообладнання класів напруги 0,4÷750 кВ. Аналіз теплової картини електрообладнання дозволяє робити попередні висновки про технічний стан ізоляції, контактних з'єднань, обмоток, елементів конструкції та систем охолодження

електрообладнання. Проте більш широкому впровадженню даного методу діагностування заважають такі фактори: відносно висока ціна як переносних портативних так і стаціонарних систем термографічного контролю, значний вплив умов навколишнього середовища на результати вимірювань, значний вплив кваліфікації персоналу на інтерпретацію даних

термографічного обстеження, наявна потреба в удосконаленні нормативних документів оцінки теплового стану електрообладнання в частині розробки уніфікованих алгоритмів аналізу результатів термографічних обстежень та градації розвитку дефектів електрообладнання.

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) класів напруги 330÷750 кВ є чи не найбільш відповідальними елементами у схемах розподілення електроенергії в електричних мережах, а їх технічний стан прямо впливає на надійність роботи електричних мереж та електропостачання споживачів. Об'єктом дослідження в роботі є процеси зміни теплового стану високовольтних вимірювальних трансформаторів струму при розвитку дефектів в електричних контактах, обмотках, ізоляції. Предметом дослідження - методи і засоби виконання та аналізу термографічних обстежень електрообладнання.

Аналіз публікацій. В наш час питаннями розробки автоматичних чи автоматизованих систем діагностування електрообладнання з використанням засобів інфрачервоної техніки займається широке коло фахівців, що пропонують різні рішення для виконання описаних вище задач діагностування. В роботі [1] пропонується використовувати автоматизовану систему збору даних термографії, що ґрунтується на використанні пересувної самохідної установки, яка збирає дані, пересуваючись заздалегідь запрограмованим маршрутом. Позитивними якостями такого роду системи, є зменшення впливу потужних електричних полів на обслуговуючий персонал та вимірювальні прилади, зменшення витрат на оплату праці персоналу, що виконує обстеження, автоматизація збору даних теплового стану електрообладнання. Негативними якостями є відносно низька мобільність і прохідність системи, ускладнений збір даних, щодо теплового стану електрообладнання з різних точок огляду, робота системи в автоматичному режимі може ускладнювати роботу персоналу з виконання інших робіт в електроустановці, висока вартість на етапі впровадження.

В роботі [2] розглядається можливість автоматизації аналізу термограм за допомогою програмних засобів шляхом зниження рівня шумів на термограмі, виокремлення теплового зображення обстежуваного об'єкту та аналізу термограми на відповідність заздалегідь

вказаним критеріям. Позитивними якостями такого підходу є підвищення точності вимірної температури з використанням інструментів фільтрації зображення, та гнучка система визначення ступеню розвитку можливих дефектів і підходів до їх усунення. Негативними якостями є те, що в алгоритмах фільтрації зображення не передбачено усунення можливих сонячних відблисків та відбитого тепла від сусіднього електрообладнання. Крім того в алгоритмах аналізу зображень не передбачено аналізу впливу рівня навантаження електрообладнання на наявність тимчасових локальних температурних аномалій, що проявляються при номінальному навантаженні чи короткочасному перевантаженні, крім того в роботі достатньо поверхнево розглянуті критерії оцінки відповідності електрообладнання встановленим нормативним значенням.

В роботі [3] розглядається можливість використання статистичної обробки теплових полів об'єктів термоконтролю та прийняття рішень про тепловий стан обладнання за допомогою побудови і використання нейронних мереж та машинного навчання з застосуванням знань експертів. Такий підхід є досить перспективним, особливо в світлі бурхливого розвитку застосування машинного навчання для вирішення широкого спектру задач, але для побудови алгоритмів прийняття рішень щодо визначення теплового стану електрообладнання в розглянутій роботі не представлений весь необхідний математичний апарат, а саме не представлені алгоритми розпізнавання зображень на термограмі, виявлення об'єкту контролю, визначення аномально нагрітих зон, фільтрація можливих теплових відблисків. Крім того, для того, щоб запропоновані нейронні мережі ефективно виконували поставлені задачі, необхідно володіти значним обсягом вхідних даних та наявності експерта для навчання нейронної мережі, що важко вирішити в умовах існуючих діагностичних лабораторій енергетичних підприємств.

В роботі [4] запропоновано спосіб обробки термограм, що дозволяє автоматизувати вибір діапазону вимірюваних температур, для забезпечення виявлення локальних теплових аномалій на поверхні обладнання, шляхом встановлення потрібного рівня контрастності зображення. Запропонований алгоритм був

протестований на 2000 термограм. Використання запропонованого алгоритму в програмному забезпеченні тепловізорів дозволить зменшити вплив рівню кваліфікації та досвіду термографіста на якість налаштування тепловізора та наочність отриманих термограм.

В статті [5] розглянуто можливість виконання експрес-аналізу результатів термографічних обстежень з використанням можливостей нейронних мереж. В результаті аналізу, нейронною мережею надавався висновок про те в якому з двох станів (наявність чи відсутність дефекту) знаходиться зображене на термограмі обладнання. Запропонований в роботі метод дозволяв визначати наявність дефектів у обладнанні з вірогідністю до 84%. Слід також зазначити, що запропонований в роботі підхід не дозволить визначати дефекти в обладнанні на ранній стадії їх розвитку, оскільки у вхідних даних для визначення наявності дефектів закладені значення теплових аномалій з різницею температур більше 16°C. Зазначені теплові аномалії характерні для аварійного стану високовольтних маслонаповнених трансформаторів струму, введів силових трансформаторів, нелінійних обмежувачів перенапруг, опорний ізоляторів. Крім того, для забезпечення вказаної вірогідності виявлення дефекту на термограмі повинні бути відсутні результати теплового впливу прямих сонячних променів та розташованого поруч обладнання.

Стаття [6] присвячена розробці алгоритму обробки термограм, що дозволяє зменшити вплив сторонніх шумів на значення вимірюваних температур, виокремити ділянки термограми з аномально високими значеннями температур та точно локалізувати місце нагріву. Запропонований алгоритм може бути корисним при аналізі теплового стану контактних з'єднань. Проте використання запропонованого алгоритму для аналізу теплового стану великогабаритного обладнання (силові та вимірювальні трансформатори класів напруги 110 кВ і вище, високовольтні вимикачі та роз'єднувачі) може бути обмеженим через необхідність використання тепловізорів з високою роздільною здатністю (більше 640x480 пікселів) та необхідністю обробки значної кількості термограм.

В роботі [7] виконано аналіз та систематизацію вимог різноманітних

нормативних документів, щодо визначення теплового стану електричних машин та апаратів та запропоновано основні підходи для забезпечення можливості порівняння результатів термографічних обстежень.

В роботі [8] вимоги міжнародних нормативних документів до персоналу, що виконує термографічні обстеження електрообладнання, критерії оцінки теплового стану контактних з'єднань та елементів електрообладнання. Окрему увагу приділено впливу стану обстежуваної поверхні на результати вимірювання температури.

В статті [9] розглянуто комбінований метод аналізу теплового стану силових маслонаповнених трансформаторів, що ґрунтується на використанні даних профілактичних вимірювань, термоконтролю під робочим навантаженням а також математичного моделювання. Запропонований в роботі метод дає змогу прогнозувати зміну теплового стану таких елементів конструкції трансформатора як обмотка, магнітопровід, та ступінь деградації елементів ізоляційної системи.

В статті [10] розглянуті основні підходи до організації системи термографічного контролю електрообладнання трансформаторних підстанцій, а також розглянуто способи зменшення впливу факторів навколишнього середовища на точність вимірювання температури та ідентифікації теплових аномалій на поверхні обладнання.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Основним недоліком розглянутих вище підходів до визначення теплового стану електрообладнання є відсутність можливості відслідковувати та виявляти теплові аномалії (і, як наслідок, дефекти) на ранній стадії розвитку.

Цілі статті. Метою дослідження є підвищення вірогідності визначення дефектів високовольтних маслонаповнених вимірювальних ТС в процесі експлуатації, шляхом зонування елементів конструкції ТС при виконанні термографічних обстежень та автоматизованого аналізу їх результатів.

Результати дослідження. Конструкція високовольтних маслонаповнених трансформаторів струму (ТС) дозволяє виконувати термографічний контроль відкритих контактних з'єднань, прохідних ізоляторів, поверхні баків ТС та фарфорових покришок, що дозволяє виявляти дефекти монтажу контактних з'єднань, внутрішніх та

зовнішніх перемикачів коефіцієнту трансформації, а також погіршення властивостей ізоляції первинної та вторинних обмоток ТС.

ТС серій ТФУМ (ТФКН) на номінальну напругу 330 кВ мали ряд конструктивних недоліків, що спричинені особливостями технології виготовлення, а саме: ручна рихла намотка паперової ізоляції з можливістю її зміщення, неякісна сушка та вакуумування ізоляції, відсутність герметизації. Вказані вище недоліки технології виготовлення обумовили малу електродинамічну стійкість таких ТС в процесі експлуатації, що в свою чергу стало причиною значної залежності імовірності пробоя ізоляції ТС від кількості коротких замикань (КЗ), тривалості і значень струмів КЗ, що протікають через обмотки. Механічні зусилля, які виникають при КЗ, викликають змінання і розриви конденсаторних обкладок в місцях накладення бандажів. Місцеві змінання рихлої намотки паперового остову викликають порушення в розподіленні електричного поля і в сукупності з підвищеними температурами, прогресуючим погіршенням діелектричних властивостей масла, впливом підвищених температур оточуючого повітря призводять до прискореного розвитку пробоя.

Пошкодження ТС серії ТФРМ (ТРМ) з римовидною обмоткою обумовлені пробоем основної ізоляції поблизу трійників з перекриттям на цоколь, і частіше пробоем основної ізоляції верхньої частини римовидної обмотки в результаті зволоження паперово-масляної ізоляції в процесі експлуатації, чи її незадовільної термо-вакуумної обробки. Пошкодження відбуваються переважно в жаркий літній період і мають теплоіонізаційний характер. При термографічному контролі ТС серії ТФРМ звертається увага на можливість виникнення локальних місць нагріву на поверхні фарфорової покривки, на металевому кожусі в місцях знаходження «трійників» і в верхній зоні «рима» вторинних обмоток, а також виводів обмоток і перемикачів. Крім того, слід мати на увазі, що у ТС типу ТФРМ (особливо тих, що підключені до повітряних ліній) спостерігається поява теплових аномалій на фланці баку розширника в місці кріплення кришки бака розширника при струмі навантаження, що становить 70÷100% номінального струму навантаження лінії. При зменшенні струму навантаження менше 70%

номінального струму навантаження лінії аномалії не простежуються. При аналізі отриманих термограм ТС необхідно враховувати характер розподілу температури по його висоті.

Пошкодження ТС серій ТФЗМ (ТФН) відбувається в результаті накопичення вологи в паперовій ізоляції та є результатом вологообміну між маслом та паперовою ізоляцією обмоток через конденсацію вологи з повітря, що знаходиться в надмасляному просторі розширника. Процес обміну вологи між маслом і паперовою ізоляцією суттєво залежить від температури оточуючого повітря і струму навантаження. За рахунок коливання температури вологи в маслі буде постійно переходити з емульсійного стану в молекулярно-розчинний і навпаки, і також поглинатися паперовою основою обмотки ТС. Швидкість зростання $\text{tg}\delta$ паперово-масляної ізоляції ТС становить приблизно 0,2% в рік. У ТС без фільтрів для осушування повітря зниження пробивної напруги масла нижче нормованого значення відбувається в середньому через 4-6 років експлуатації, $\text{tg}\delta$ деяких ТС збільшується в середньому на 2-4% в рік та досягає значень 10-25%. Багаторічний досвід експлуатації ТС напругою 35-220 і 500 кВ показує, що пошкоджуваність їх незначна і обумовлена, в основному, зволоженням внутрішньої ізоляції на границі гарантованого строку служби (20-25 років) та обумовлена тепловими пробоями, що відбуваються в спекотний період року. В експлуатації відзначаються випадки погіршення стану внутрішніх перемикальних пристроїв в результаті ослаблення болтових з'єднань і підвищення перехідного опору. Перевищення температури нагріву на поверхні ТС, що охоплює внутрішній перемикач коефіцієнту трансформації однієї фази в порівнянні з іншими фазами більше ніж на 10 - 15°C, вказує на можливість розвитку аварійного дефекту. [11]

ТС серії ТФМ розроблені порівняно нещодавно. Конструктивною різницею їх від серії ТФЗМ є наявність маслорбар'єрної ізоляції обмоток, розташування її в стандартній фарфоровій покривці, від трансформаторів напруги НКФ, можливість зміни коефіцієнту трансформації в широких межах. Останнє досягається комбінацією схем увімкнення великої кількості витків первинної обмотки.

Наявність численних болтових контактних з'єднань, віток всередині ТС потребує контролю їх стану за допомогою тепловізора. Досвід тепловізійного контролю ТС цього виконання малий. Можна лише очікувати, що найбільш характерним дефектом ТС при навантаженнях, що близькі до номінальних, буде нагрів в місцях перемикачів обмоток, а також підвищення нагріву розширника та ізоляційних покриттів в результаті поступового зволоження ізоляції через нещільності в ізоляційних покриттях.

Що стосується ТС з елегазовою ізоляцією типів ТОГ, ТОГФ, ТОГП, то зважаючи на відносно малий ступінь їх впровадження на підстанціях в енергокомпаніях України у спеціалістів з термографічного контролю відсутні значні напрацювання, щодо діагностування такого типу обладнання. Проте, попередньо, можна припустити, що виявлення локальних місць нагріву в ізоляції первинної чи вторинної обмоток стане більш простою задачею через відсутність у ізоляційній конструкції трансформаторного масла, що розсіює теплове випромінювання від місця дефекту.

Важливим аспектом аналізу результатів термографічного обстеження є не тільки відповідність теплового стану обладнання вимогам [12], а й визначення природи появи та розвитку теплових аномалій на поверхні обстежуваного обладнання. Частина виявлених під час обстеження теплових аномалій може виникати в наслідок впливу факторів навколишнього середовища (прямі сонячні промені, теплове випромінювання від розташованого поблизу обладнання). Появу частини аномалій вдається уникнути змінивши ракурс зйомки, але частину не вдається усунути, виходячи з розташування та режиму роботи устаткування. Програмне забезпечення для обробки термограм, що постачається разом з термографічною технікою, має достатньо обмежений інструментарій для аналізу термограм (визначення максимальної, мінімальної чи середньої температури областей термограми, побудова теплового профілю, виокремлення ділянок термограми з однаковою температурою). Детальний аналіз кожної термограми виконується з залученням інженерного персоналу відповідних служб з мінімальними можливостями автоматизації процесу, що збільшує час виконання

діагностування, зростає роль кваліфікації експерта, що виконує аналіз зображень.

В стандартних програмних засобах відсутня можливість виконання статистичної обробки даних, фільтрації сторонніх шумів та інформації про тепловий стан обладнання, що не є об'єктом обстеження. Переважна більшість існуючих тепловізорів, при виконанні обстеження, дають змогу знімати покази максимальної, мінімальної та середньої температури обстежуваної зони електрообладнання. Ці дані надають змогу виявити місця нагрівання обстежуваних зон, як локальні так і загальні, оптимізувати обсяг даних, що аналізується, для визначення теплового стану електрообладнання.

За умови виконання термографічних обстежень персоналом служб ізоляції електроенергетичних підприємств, видається малоімовірним використання спеціалізованих програмних продуктів для автоматичного розпізнавання зображень, ідентифікації обстежуваного обладнання та окремих його елементів і подальше визначення теплового стану обладнання з формуванням звітної документації. Це пояснюється тим, що персонал служб ізоляції чи спеціалізованих термографічних лабораторій не укомплектований фахівцями з розробки даних програмних продуктів, високою складністю задачі з розробки такої системи, та відсутністю готових програмних рішень на ринку. Разом з тим, для вироблення єдиного підходу до визначення кількості та розташування зон з можливими проявами характерних дефектів, фахівці мають усі необхідні дані та інструменти.

Особливості експлуатації високовольтних вимірювальних ТС в енергетичних компаніях нашої держави зумовлюють ситуації, коли на різних фазах одного оперативного найменування експлуатуються ТС різних партій та років випуску. Їх особливості конструкції та застосовуваних матеріалів зумовлюють додаткову складність при оцінці теплового стану.

Для цілей практичного визначення теплового стану ТС достатньо визначити температуру болтових контактних з'єднань, ділянки проводу на відстані не менше 1 м від болтового з'єднання, болтові контактні з'єднання виводів перемикачів коефіцієнту трансформації та прохідні ізолятори (за умови

їх доступності для огляду), потенціальних перемичок, а також розширників та опорних ізоляторів у зонах виявлення характерних дефектів.

Болтові контактні з'єднання, ділянки проводу на відстані не менше 1 м від болтового з'єднання, болтові контактні з'єднання виводів перемикачів коефіцієнту трансформації та прохідні ізолятори, потенціальні перемички – достатньо малі об'єкти за розміром, в порівнянні з розмірами баку маслорозширника ТС чи опорного ізолятора, що дозволить з упевненістю визначити зміну їх теплового стану та наявність у них локальних дефектів. При обстеженні даних об'єктів пропонується вимірювати їх максимальну температуру.

Що стосується баків маслорозширників ТС та їх опорних ізоляторів, то для аналізу теплового стану даних елементів пропонується розділити зазначені елементи на три зони по їх висоті. Поділ опорного ізолятора на три зони та вимірювання максимальної температури кожної з них дозволить визначити зону підвищених діелектричних втрат в ізоляції вторинної обмотки ТС. Цьому сприятиме і відсутність примусової циркуляції трансформаторного масла в корпусі ТС. Вимірювання мінімальної температури в зазначених зонах обстеження не несе діагностичної інформації, оскільки мінімальна температура в обстежуваних зонах відповідатиме температурі спідниць опорного ізолятора, а не стінки що контактує з трансформаторним маслом. Обстеження зон баку маслорозширника дасть змогу визначити тепловий стан ізоляції частини вторинної обмотки розташованої в розширнику (нижня зона), а також бандажів, трійників та елементів ізоляції (середня та верхня зони). Слід зазначити, що при обстеженні маслорозширника варто проводити вимірювання максимальної та мінімальної температури обстежуваних зон, що дозволить ефективно виявляти локальні температурні аномалії.

Крім вимірювання температури елементів ТС слід також виконати визначення наявності зниження масла в баку розширника (чи опорному ізоляторі) ТС. Для виконання цієї задачі, відображується термограма повинна бути максимально контрастною. Досягти цього можна при налаштуванні тепловізора таким чином, щоб мінімальне значення діапазону

вимірюваної температури відповідало значення температури повітря, виміряне термометром, а максимальне – максимальному значенню температури елемента ТС.

При виконанні термографічного обстеження та зборі термографічних даних варто можливість повного охоплення обстежуваного об'єкту та враховувати розподіл напруженості електричного поля, у випадку виконання обстежень на відкритих розподільчих пристроях електричних станцій та підстанцій, що дозволить зменшити шкідливий вплив на здоров'я персоналу, що виконує обстеження, в умовах електричних полів значної напруженості. [13] Крім того, при обстеженні баків розширників та опорних ізоляторів ТС слід отримати дані з щонайменше трьох точок огляду та занотувати найбільшу температуру обстежуваної зони, виключивши вплив нагріву від сусідніх об'єктів та сонячних відблисків.

При аналізі теплового стану ТС потрібно виконати перерахунок, отриманих в результаті обстеження, даних про тепловий стан окремих областей чи елементів обладнання. При перерахунку потрібно врахувати вплив швидкості вітру на момент обстеження та дійсного значення коефіцієнту випромінювання поверхні.

Виміряні значення температури елементів електрообладнання при швидкості вітру більше 1 м/с потрібно привести до швидкості вітру 1 м/с за відомим співвідношенням [12]:

$$t_p = t_v \left(\frac{V_v}{V_1} \right)^{0,448}, \quad (1)$$

де t_p – температура елемента обладнання приведена при швидкості вітру 1 м/с; t_v – температура елемента електрообладнання виміряна під час обстеження, °С; V_v – швидкість вітру виміряна при виконанні обстеження м/с; V_1 – швидкість вітру до якої приводиться вимірювана температура $V_1=1$ м/с.

Зазначене вище співвідношення не дає можливості визначити дійсну температуру обстежуваної поверхні у випадку вимірювання від'ємних значень температури за шкалою Цельсія та впливу повітряного потоку, що додатково охолоджує обстежувану поверхню. Для урахування зазначених факторів пропонується виконувати переведення значень вимірюваної температури за шкалою Цельсія у

значення за шкалою Кельвіна, приведення за співвідношенням (2) з врахуванням швидкості вітру при вимірюванні

$$T_p = T_v \left(\frac{V_v}{V_1} \right)^{a+bT_v+cT_v^2+dT_v^3+eT_v^4}, \quad (2)$$

де T_p – температура елемента обладнання за шкалою Кельвіна приведена при швидкості вітру 1 м/с; T_v – температура елемента електрообладнання за шкалою Кельвіна виміряна під час обстеження, °С; V_v – швидкість вітру виміряна при виконанні обстеження м/с; V_1 – швидкість вітру до якої приводиться вимірювана температура $V_1=1$ м/с; a, b, c, d, e – коефіцієнти поліному зі значеннями $a = 31,91519, b = -0,3794168, c = 1,667792 \cdot 10^{-3}, d = -3,21403 \cdot 10^{-6}, e = 2,299336 \cdot 10^{-9}$.

Показник степеню у співвідношенні (2) отриманий у результаті розрахунку залежності вимірюваного і дійсного значення температури в залежності від швидкості вітру. Отримана залежність найкраще описується поліномом 4-го ступеню, а числові значення коефіцієнтів поліному вибрані з виразу для швидкості вітру 4 м/с.

Оскільки, елементи конструкції ТС мають різний коефіцієнт випромінювання поверхні, а при знятті термограми неможливо встановити значення даного коефіцієнту для окремих її частин, то в розрахунках необхідно враховувати поправку на дійсне значення коефіцієнту випромінювання. Необхідний вираз отримуємо з закону Стефана-Больцмана для сірого тіла

$$T_p = T_v \cdot 4 \sqrt[4]{\frac{\varepsilon_v}{\varepsilon_1}}, \quad (3)$$

де t_p – приведена температура елемента обладнання за шкалою Цельсія; t_v – температура ділянки електрообладнання за шкалою Цельсія отримана в процесі виконання вимірювання, °С.

Зважаючи на відсутність елементів примусової циркуляції та охолодження масла, а також відсутність закладених у конструкцію датчиків температури, в якості базової

де T_p – температура елемента обладнання за шкалою Кельвіна приведена реального значення коефіцієнту випромінювання, °С; ε_v – коефіцієнт випромінювання заданий в налаштуваннях тепловізора при виконанні вимірювань; ε_1 – реальне значення коефіцієнту випромінювання ділянки обстежуваної поверхні; T_v – температура ділянки електрообладнання отримана в процесі виконання вимірювання, °С.

Вимірювання реального коефіцієнту випромінювання обстежуваної зони обладнання доцільно виконати заздалегідь в період виведення обладнання в ремонт, або використати довідникові значення.

Вплив відстані до обстежуваного об'єкту на значення вимірюваної температури об'єкту розглянуто в роботі [14]. Коротко зазначимо, що кількість енергії, що розсіюється в атмосфері залежить від проникності атмосфери, що в свою чергу залежить від відносної вологості та відстані до обстежуваного об'єкту. В загальному випадку коефіцієнт проникності атмосфери має значення дуже близьке до 1. В свою чергу коефіцієнт випромінювання атмосфери має значення близьке до 0. Виходячи з цього, відстань до обстежуваного об'єкту в діапазоні до 10 - 15 м, що є досить поширеним при виконанні термографічних обстежень на відкритих розподільчих пристроях до 750 кВ, суттєво на значення вимірюваної температури не впливає.

Таким чином, виходячи з проведеного вище аналізу, можемо отримати співвідношення для врахування швидкості повітряного потоку та дійсного значення коефіцієнту випромінювання елементів ТС

$$t_p = (t_v + 273) \cdot 4 \sqrt[4]{\frac{\varepsilon_v}{\varepsilon_1}} \cdot \left(\frac{V_v}{V_1} \right)^{a+bT_v+cT_v^2+dT_v^3+eT_v^4} - 273, \quad (4)$$

температури для порівняння пропонується використовувати температуру навколишнього середовища на момент обстеження.

Нижче, на рисунках 1 - 4, приведемо елементи алгоритмів для аналізу теплового стану ТС, що висвітлені у [12]. Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану контактних з'єднань, що відповідає вимогам п.4 таблиці 9.1 [12], представлений на рисунку 1.

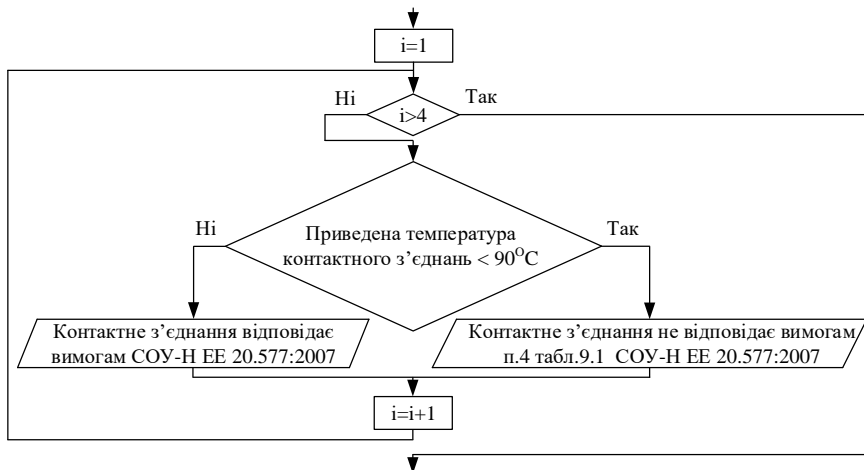


Рисунок 1 - Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає аналіз теплового стану контактних з'єднань виводів зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації.

Що стосується стану болтових контактних з'єднань, а саме лінійного виводу ТС, то вимоги [12] визначають порядок аналізу та визначення стану розвитку дефектів зазначеного елемента ТС.

В якості критерію використовується коефіцієнт дефектності контактних з'єднань K_{Dbkz}

$$K_{Dbkz} = \frac{T_{bkz \max p}}{T_{p \max p}}, \quad (5)$$

де $T_{bkz \max p}$ – приведені максимальні значення температури болтового контактних з'єднань лінійного виводу; $T_{p \max p}$ - приведені максимальні значення температури проводу лінії.

Фрагмент алгоритму аналізу та визначення стану розвитку дефектів болтових контактних з'єднань представлений на рисунку 2.

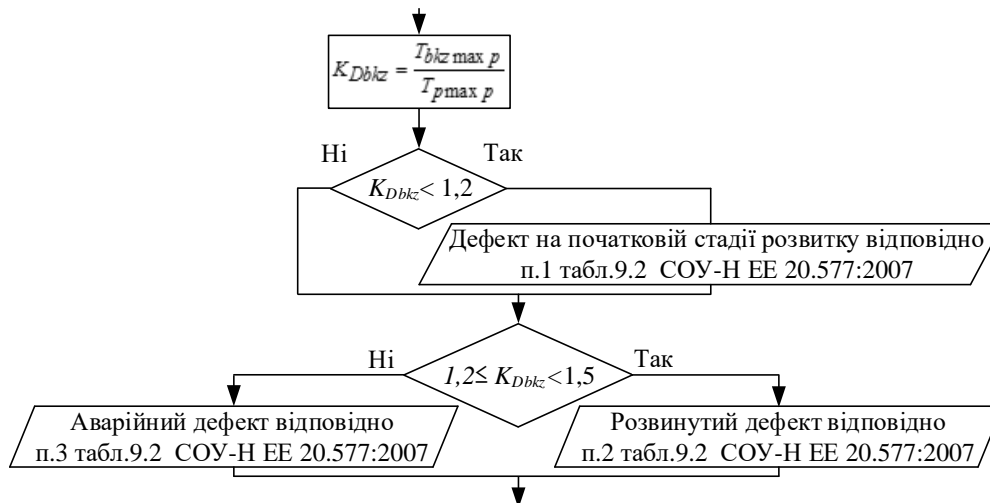


Рисунок 2 - Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає аналіз теплового стану болтових контактних з'єднань.

Відповідно до п.4.1 таблиці 10.13 [12] зниження рівню масла в бакові маслорозширника ТС ідентифікується в тому

випадку, якщо температура нижньої частини баку більша за температуру верхньої частини та наявності чіткої межі поділу теплового поля

баку розширника (рисунок 3). Аналогічним опорному ізоляторі. визначатиметься і зниження рівню масла в

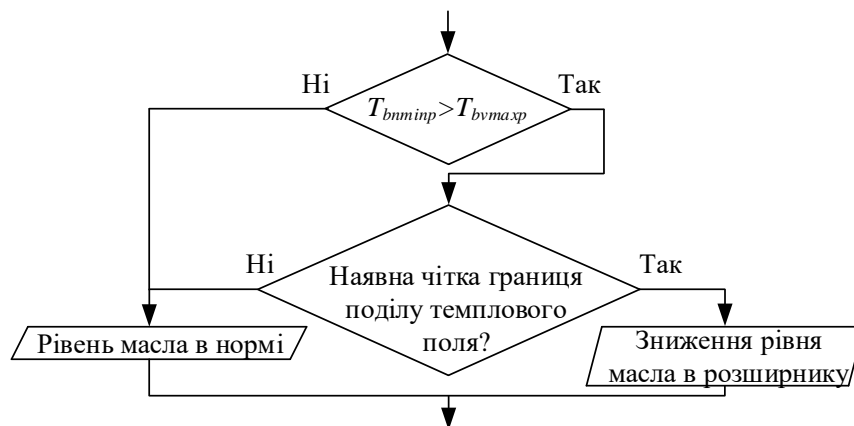


Рисунок 3 - Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення наявності зниження рівню масла в маслорозширнику.

Відповідно до п.2.1 таблиці 10.13 [12] у випадку, коли температури фарфорових покришок чи розширників маслонаповнених ТС, виміряні в аналогічних зонах різних фаз, відрізняються між собою на 2°C і більше, це може свідчити про підвищення загальних діелектричних втрат ізоляції через її

зволоження і забруднення продуктами розкладання масла також старіння ізоляції, погіршення якості масла. Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення підвищення загальних втрат в ізоляції окремої зони в маслорозширнику представлений на рисунку 4.

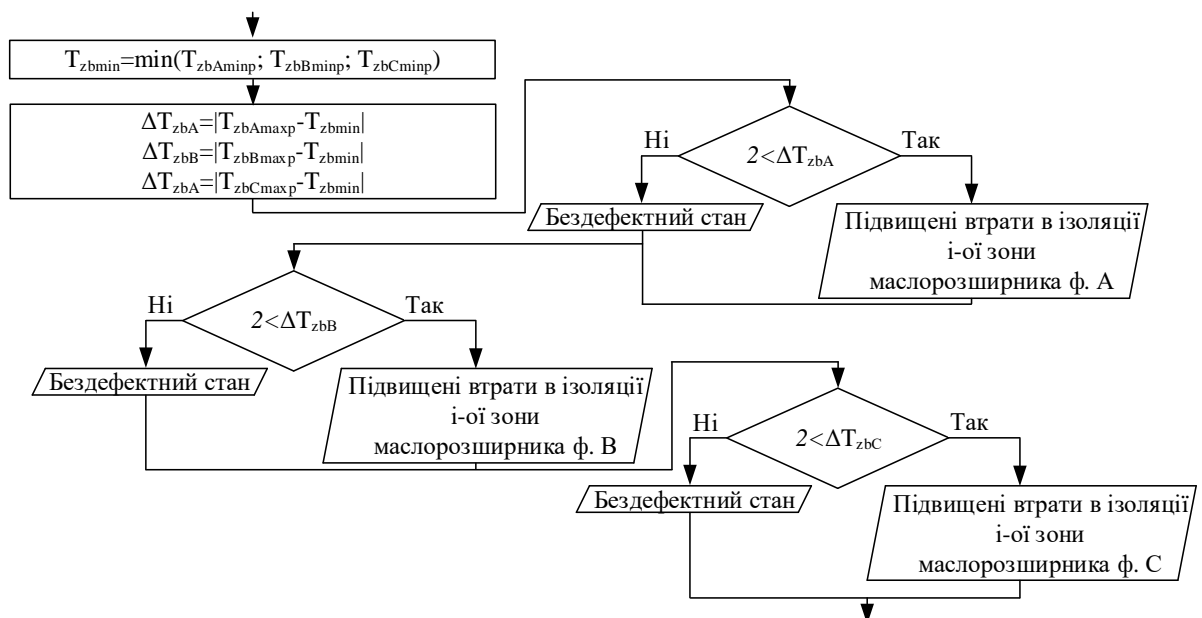


Рисунок 4 - Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення підвищення загальних втрат в ізоляції окремої зони в маслорозширнику.

За аналогічним алгоритмом можна виконувати аналіз результатів вимірювань на предмет наявності виткових замикань у

вторинній обмотці а також замикань між пластин сталі осердя ТС відповідно до вимог п. 3.1 таблиці 10.13.

На рисунках 5-7 представлені елементи алгоритмів аналізу теплового стану контактних з'єднань в первинному колі з врахуванням стану прохідних ізоляторів виводів зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації, баків маслорозширників та визначення наявності дефектів монтажу ТС та супутнього обладнання за тепловим станом потенційної перемички. Детальні інструкції, щодо виконання зазначених операцій в [12] відсутні. Для комплексної оцінки теплового стану ТС слід прийняти до уваги стан бандажів, ізоляції чи контактних з'єднань в первинних колах, що опосередковано можна визначити, виходячи з теплового стану ізоляторів виводів зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації. Стан власне ізоляторів перевірити неможливо, оскільки бак розширника ТС через перемичку з'єднаний з виводом високої напруги (тобто через ізолятори не протікають струми витoku).

Оскільки критерії стану ізоляторів виводів в [12] чітко не визначені, то пропонується використати такий підхід. Першим кроком буде визначення мінімальної приведені

температури ізоляторів виводів зовнішнього перемикача фази T_{pmin} ТС

$$T_{pmin} = \min(T_{p1p}; T_{p2p}; T_{p3p}; T_{p4p}), \quad (6)$$

де $T_{p1p}, T_{p2p}, T_{p3p}, T_{p4p}$ – приведені температури ізоляторів виводів зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації.

Наступним кроком пропонується розрахувати коефіцієнт дефектності для кожного ізолятора виводу

$$K_{Dp} = \frac{T_{pip}}{T_{pmin}}, \quad (7)$$

де T_{pip} – приведені температури і-их ізоляторів виводів зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації.

В якості критерію, що визначає погіршення стану ізоляції в районі і-го виводу зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації пропонується обрати підвищення температури виводу в порівнянні з мінімальною температурою ізоляторів фази на 20%, тобто $K_{Dp} > 1,2$. Описаний фрагмент алгоритму представлений на рисунку 5.

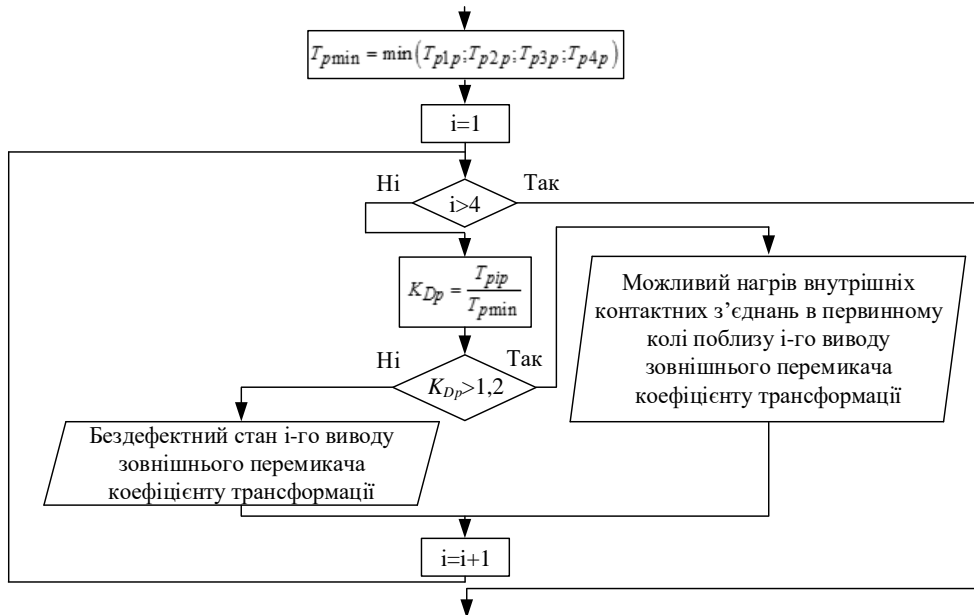


Рисунок 5 - Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає аналіз теплового стану контактних з'єднань в первинному колі з врахуванням стану прохідних ізоляторів виводів зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації.

Для визначення наявності та ступеню розвитку локальних теплових аномалій, в якості критерію оцінки пропонується використовувати коефіцієнт дефектності зони

баку маслорозширника K_{Dzb} , що розраховується як відношення приведені максимальної температури аналізованої зони бака T_{zmaxp} до

приведеної мінімальної температури аналізованої зони бака $T_{zb\min p}$

$$K_{Dzb} = \frac{T_{zb\max p}}{T_{zb\min p}} \quad (8)$$

Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення та класифікацію локальних аномалій на поверхні баків маслорозширників представлений на рисунку 4. Для класифікації ступеню розвитку локальних аномалій пропонується прийняти такі значення: відсутність локальних аномалій

($K_{Dzb} < 1,2$), локальні теплові аномалії на початковому етапі розвитку ($1,2 \leq K_{Dzb} < 1,4$), розвинені теплові аномалії ($1,4 \leq K_{Dzb} < 1,6$), теплові аномалії, що свідчать про теплові аномалії, які можуть бути спричинені аварійними дефектами в ізоляції ($K_{Dzb} > 1,6$). Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення та класифікацію локальних аномалій на поверхні баків маслорозширників, представлений на рисунку 6.

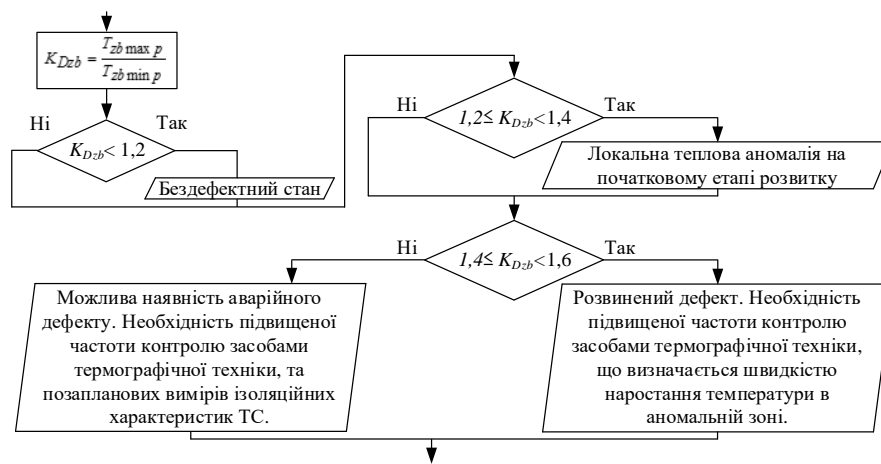


Рисунок 6 - Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення та класифікацію локальних аномалій на поверхні баків маслорозширників.

Тепловий стан потенційної перемички, що з'єднує лінійний вивід зовнішнього перемикача коефіцієнту трансформації з баком маслорозширника, може опосередковано свідчити про дефекти монтажу потенційної перемички, помилкове з'єднання при монтажі контактного виводу підвісного роз'єднувача з лінійним виводом ТС, помилкове з'єднання при монтажі нерухомого контакту заземлювача підвісного роз'єднувача з лінійним виводом Л1 ТС при потенційній перемичці, встановленій на вивід Л2 відповідно до п.5.1 таблиці 10.13 [12]. Разом з тим, в [12] не вказані норми нагріву, що могли б чітко визначити наявність дефекту. Тому, по аналогії з попередніми випадками, введемо коефіцієнт дефектності потенційної перемички K_{Dpp} , що розраховується як

відношення приведеної максимальної температури потенційної перемички $T_{pp\max p}$ та приведеної мінімальної температури нижньої частини баку маслорозширника верхнього каскаду $T_{bvsn\min p}$.

$$K_{Dpp} = \frac{T_{pp\max p}}{T_{bvsn\min p}} \quad (9)$$

В якості граничного значення коефіцієнту дефектності потенційної перемички приймаємо 1,3. Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення наявності дефектів монтажу ТС та супутнього обладнання за тепловим станом потенційної перемички представлений на рисунку 7.

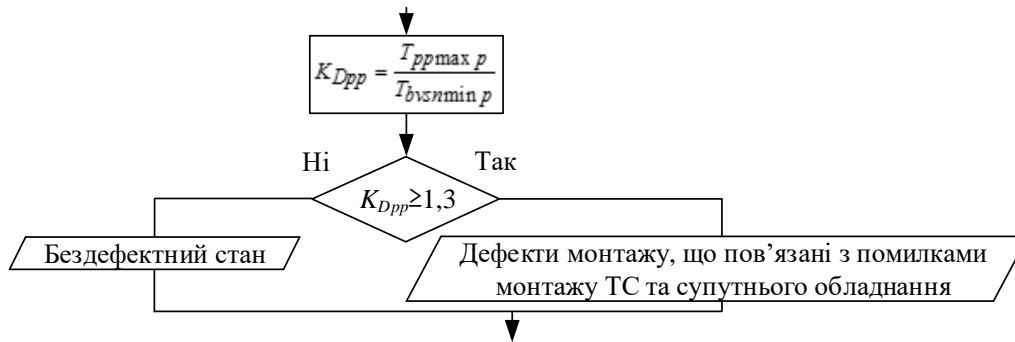


Рисунок 7 - Фрагмент алгоритму аналізу теплового стану ТС, що відображає визначення наявності дефектів монтажу ТС та супутнього обладнання за тепловим станом потенційної перемички.

Висновки. Автоматизація аналізу даних термографічного контролю є актуальною науково-практичною задачею, вирішення якої дозволить підвищити якість технічного обслуговування, ремонтів, продовження строків експлуатації та оперативного керування електрообладнанням в умовах значного рівня старіння основних виробничих фондів електроенергетичних компаній та зміни поколінь обслуговуючого персоналу.

Запропоновані в роботі співвідношення для врахування впливу швидкості повітряного потоку та дійсного значення коефіцієнту випромінювання елемента конструкції ТС та елементи алгоритмів аналізу даних тепловізійних обстежень дозволять зменшити вплив факторів навколишнього середовища та рівня кваліфікації персоналу, що виконує аналіз, на результати діагностування.

Впровадження запропонованих в даній роботі рішень та врахування рекомендацій при плановому перегляді документу «Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки» СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 дозволить забезпечити єдиний підхід до діагностування високовольтних ТС та забезпечить підвищення достовірності результатів діагностування ТС засобами інфрачервоної техніки.

Список використаних джерел

1. S. Harishkumar. Detection of hot spots by thermal imaging to protect power equipments [Text]/ S. Harishkumar, V. Razick Mohammed, B.

Mohammed Mujtaba// International Journal of Students Research in Technology & Management. Vol.2 (02).-2014.-P.64-66. ISSN 2321-2543.

2. Ying-Chieh Chou. Automatic Diagnosis System of Electrical Equipment Using Infrared Thermography[Text]/ Ying-Chieh Chou, Leehter Yao // International Conference of Soft Computing and Pattern Recognition.-2009.-P. 155-160.-ISSN 978-0-7695-3879-2/09.

3. Ashish. Review on thermal image processing techniques for machine condition monitoring [Text]/ Ashish, Vijay// International Journal of Wireless Communications and Networking Technologies.-2014.-P.49-53. – ISSN 2319-6629.

4. Ying Lin. Automatic Display Temperature Range Adjustment for Electrical Equipment Infrared Thermal Images [Text]/ Ying Lin, Chengqi Li, Yi Yang, JiaFeng Quin, Xin Su, Weiwei Zhang//Energy Procedia – 2017. - №141.- P.454-459. – ISSN 1876-6102.

5. Irfan Ullah. Preventive Maintenance of Power Substation Equipment by Infrared Thermography Using a Machine-Learning Approach [Text]/ Irfan Ullah, Fan Yang, Rehanullah Khan, Ling Liu, Haisheng Yang, Bing Gao, Kai Sun// Energies – 2017. -№10,1987. – P.1-13. – ISSN 1996-1073.

6. Palimkar N. H. Fault Prediction in Electrical Equipments Using Thermographic Inspection [Text]/ N. H. Palimkar, A. A. Bhole// International Journal of Engineering Research & Technology – 2016. - №5. – P.685-687. - ISSN 2278-0181.

7. Marek Fidali. Thermographic Criteria of Evaluation of Technical Condition of Machinery and Equipment [Text]/ Marek Fidali// Measurement

Automation Monitoring – 2015. - №06 (61). – P.245-248. – ISSN 2450-2855.

8. Hrvoje Glavaš. Infrared thermography in energy audit of electrical instalation [Text]/ Hrvoje Glavaš, Lajos Józsa, Tomislav Barić// *Tehnički vjesnik* – 2016 N23(5). - P. 1533-1539. – ISSN 1330-3651.

9. G. O. Asiegbu. Thermal defect analysis on distribution transformer using a RLC network and thermography [Text]/ G. O. Asiegbu, A. M. A. Haidar, K. Hawari // *Circuits and Systems* – 2013. - №4. – P. 52-60.

10. Malgorzata Latka. Electric power quality assessment based on thermographic measurements [Text]/ Malgorzata Latka, Tomasz Piechota // *Przegląd Elektrotechniczny* – 2016. - №2. – P. 140-143. - ISSN 0033-2097.

11. Бажанов, С. А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств [Текст] / С. А. Бажанов – М.:НТФ «Энергопрогресс», 2000. – 76 с. – ISSN 0013-7278.

12. Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007, Київ 2007. – 120 с.

13. Кутін В. М. Автоматизація аналізу теплового стану електрообладнання [Текст]/ В. М. Кутін, О. О. Шпачук, М. В. Нікітчук, В. М. Світко // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*.-2018.- №3.-С.51-56. – ISSN 1997-9266.

14. Ruben Usamentiaga. Infrared thermography for temperature measurement and non-destructive testing [Text]/ Ruben Usamentiaga, Pablo Venegas, Jon Guerediaga, Laura Vega, Julio Molleda, Francisco G. Bulnes// *Sensors*, Basel, Switzerland. – 2014.-P.12305-12348. – ISSN 1424-8220.

References

1. S. Harishkumar. Detection of hot spots by thermal imaging to protect power equipments [Text]/ S. Harishkumar, V. Razick Mohammed, B. Mohammed Mujtaba// *International Journal of Students Research in Technology & Management*. Vol.2 (02).-2014.-P.64-66. ISSN 2321-2543.

2. Ying-Chieh Chou. Automatic Diagnosis System of Electrical Equipment Using Infrared Thermography[Text]/ Ying-Chieh Chou, Lechter Yao // *International Conference of Soft Computing and Pattern Recognition*. 2009. P. 155-160.-ISSN 978-0-7695-3879-2/09.

3. Ashish. Review on thermal image processing techniques for machine condition monitoring [Text]/ Ashish, Vijay. *International Journal of Wireless Communications and Networking Technologies*. 2014. P.49-53. – ISSN 2319-6629.

4. Ying Lin. Automatic Display Temperature Range Adjustment for Electrical Equipment Infrared Thermal Images [Text]/ Ying Lin, Chengqi Li, Yi Yang, JiaFeng Quin, Xin Su, Weiwei Zhang//*Energy Procedia*. 2017. No 141.- P.454-459. ISSN 1876-6102.

5. Preventive Maintenance of Power Substation Equipment by Infrared Thermography Using a Machine-Learning Approach [Text]/ Irfan Ullah, Fan Yang, Rehanullah Khan, Ling Liu, Haisheng Yang, Bing Gao, Kai Sun. *Energies*. 2017. No 10,1987. P.1-13. – ISSN 1996-1073.

6. Fault Prediction in Electrical Equipments Using Thermographic Inspection [Text]/ N. H. Palimkar, A. A. Bhole. *International Journal of Engineering Research & Technology*. 2016. No5. P.685-687. - ISSN 2278-0181.

7. Thermographic Criteria of Evaluation of Technical Condition of Machinery and Equipment [Text]/ Marek Fidali. *Measurement Automation Monitoring*. 2015. No 06 (61). P.245-248. – ISSN 2450-2855.

8. Hrvoje Glavaš. Infrared thermography in energy audit of electrical instalation [Text]/ Hrvoje Glavaš, Lajos Józsa, Tomislav Barić. *Tehnički vjesnik* 2016 No 23(5). P. 1533-1539. – ISSN 1330-3651.

9. Thermal defect analysis on distribution transformer using a RLC network and thermography [Text]/ G. O. Asiegbu, A. M. A. Haidar, K. Hawari. *Circuits and Systems*. 2013. No4. P. 52-60.

10. Electric power quality assessment based on thermographic measurements [Text]/ Malgorzata Latka, Tomasz Piechota. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2016. No 2. P. 140-143. - ISSN 0033-2097. Bazzhanov, S. A. Infrared diagnostics of electrical equipment of switchgear. M.: NTF "Energoprogress", 2000. 76 p. - ISSN 0013-7278.

12. Technical diagnostics of electrical equipment and contact connections of electrical installations and overhead power lines by means of infrared equipment. SOU-H EE 20.577: 2007, Kyiv 2007. 120 p.

13. Automation of the analysis of the thermal state of electrical equipment / V. M. Kutin, O.O. Shpachuk, M.V. Nikitchuk,

V. M. Svitko. *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*. 2018. No 3. P.51-56. - ISSN 1997-9266.

14. Infrared thermography for temperature measurement and non-destructive testing / Ruben Usamentiaga, Pablo Venegas, Jon Guerediaga, Laura Vega, Julio Molleda, Francisco G. Bulnes// *Sensors*, Basel. Switzerland. – 2014.-P.12305-12348. – ISSN 1424-8220.