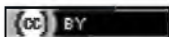


ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА



УДК 621.311

DOI:10.30724/1998-9903-2023-25-2-97-109

ДИСТАНЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Левин В.М.¹, Петушков П.А.², Швец М.А.¹

¹Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

²ООО «КОТЭС Инжиниринг», г. Новосибирск, Россия

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0880-3989>, levin@power.nstu.ru

Резюме: **АКТУАЛЬНОСТЬ:** Одним из важнейших ожидаемых эффектов цифровизации объектов электросетевого комплекса РФ является повышение уровня надежности его функционирования. В этой связи исследования и разработки в указанном направлении несомненно актуальны. **ЦЕЛЬ:** Предложить математическую модель для мониторинга опасных развивающихся дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах, отвечающую свойствам предиктивности и адаптивности. На базе модели реализовать алгоритм принятия решений по длительной надежной эксплуатации трансформаторов. **МЕТОДЫ:** При решении задач применяются методы статистической теории распознавания образов, корреляционного анализа и байесовской классификации, обеспечивающие высокую достоверность диагностических оценок, обоснованность и эффективность принимаемых эксплуатационных решений. **РЕЗУЛЬТАТЫ:** Получена и верифицирована предиктивная модель в виде корреляционной функции признака дефектного состояния трансформатора от значений его электрической нагрузки. Сформировано дерево событий, восстанавливающее причинно-следственные связи между результатом мониторинга трансформатора, признаком дефекта и принимаемым эксплуатационным решением. На основе дерева событий и критериев диагностической оценки реализован управляющий алгоритм, с помощью которого выполнены расчеты, подтверждающие эффективность предложенного подхода. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ:** Продемонстрирована возможность эффективного применения разработанной модели распознавания дефектов и управляющего эксплуатационного алгоритма в качестве инструментов технологии промышленного интернета вещей, в частности при организации дистанционного диагностического мониторинга маслонаполненного трансформаторного оборудования на подстанциях района распределительной электрической сети.

Ключевые слова: трансформатор; диагностический мониторинг; предиктивная математическая модель; байесовская классификация; распознавание дефектов; эксплуатационные воздействия; алгоритм принятия решений.

Для цитирования: Левин В.М., Петушков П.А., Швец М.А. Дистанционный мониторинг и управление состоянием трансформаторов в распределительных электрических сетях // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 2. С. 97-109. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-97-109.

REMOTE MONITORING AND CONTROL OF THE STATUS OF TRANSFORMERS IN DISTRIBUTION ELECTRICAL NETWORKS

VM. Levin¹, PA. Petushkov², MA. Shvets¹

¹Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

²KOTES Engineering LLC, Novosibirsk, Russia

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0880-3989>, levin@power.nstu.ru

Abstract: **RELEVANCE:** One of the most important expected effects of digitalization of objects of

the power grid complex of the Russian Federation is to increase the level of reliability of its functioning. In this regard, research and development in this direction is undoubtedly relevant. **THE PURPOSE.** To propose a mathematical model for monitoring dangerous developing defects in power oil-filled transformers, this would meet the properties of predictability and adaptability. Based on the model, to develop a decision-making algorithm for long-term reliable operation of transformers. **METHODS:** Methods of statistical pattern recognition theory, correlation analysis and Bayesian classification will be used to solve the problems to ensure high reliability of diagnostic assessments, validity and effectiveness of operational solutions. **RESULTS:** A predictive model was obtained and verified in the form of a correlation function of a sign of a faulty state of a transformer from the values of its electrical load. An event tree has been formed that restores the causal relationship between the result of monitoring the transformer, the defect sign and the operational decision being made. Based on the event tree and diagnostic evaluation criteria, a control algorithm is implemented, with the help of which calculations are performed confirming the effectiveness of the proposed approach. **CONCLUSION:** The possibility of effective application of the developed defect recognition model and operational control algorithm as tools of industrial technology of the Internet of Things is illustrated, in particular, when organizing remote diagnostic monitoring of oil-filled transformer equipment at substations of the distribution grid area.

Keywords: transformer; diagnostic monitoring; predictive mathematical model; Bayesian classification; defect recognition; operational impacts; decision-making algorithm.

For citation: Levin VM, Petushkov PA, Shvets MA. Remote monitoring and control of the status of transformers in distribution electrical networks. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2023;25(2): 97-109. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-97-109.

Введение (Introduction)

Методы неразрушающего контроля и технического диагностирования (мониторинга) электрооборудования сегодня являются наименее затратными, поскольку их применение, как показывает опыт ряда крупных энергокомпаний России, напрямую способствует снижению количества отказов и аварий на объектах электроэнергетики [1,2]. Силовые трансформаторы напряжением 35–220 кВ представляют наиболее массовое и критически важное оборудование, находящееся в эксплуатации на объектах электроэнергетических систем (электростанций и электрических сетей). Стоимость риска отказов такого оборудования во много раз превосходит затраты на его техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) [3]. Это определяет необходимость раннего выявления приводящих к отказу развивающихся дефектов и их своевременного устранения введением адекватных корректирующих воздействий [4,5]. ТОиР силовых трансформаторов осуществляется в соответствии со стратегией «по техническому состоянию», что обеспечивается применением комплекса методов контроля и технического диагностирования¹. Одним из основных и наиболее информативных методов раннего обнаружения дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах (СМТ) является анализ газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле (АРГ)² [6]. Выявление дефектов по протоколам АРГ осуществляется на основе измеренных концентраций семи диагностических газов: водорода – H_2 , метана – CH_4 , этана – C_2H_6 , этилена – C_2H_4 и ацетилена – C_2H_2 , оксида – CO и диоксида – CO_2 углерода. При этом измерения производятся в рабочем режиме СМТ под напряжением без отключения нагрузки, что гарантирует адекватность получаемой информации протекающим в трансформаторе физическим процессам. Таким образом, широкое применение АРГ для задач мониторинга и диагностирования СМТ по-прежнему актуально и безальтернативно.

Главной задачей on-line мониторинга СМТ, как показывают результаты многочисленных исследований [7,8], является наблюдение динамики изменения контролируемых параметров состояния с возможностью выделения трендов и прогнозирования развития ситуации, а в случае достижения (превышения) одним из

¹ СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети» М.: ПАО «Россети», 2017. Доступно по: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293734154.pdf>. Ссылка активна на 17 февраля 2023.

² СТО 34.01-23-003-2019 Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле. Стандарт организации ПАО «Россети» М.: ПАО «Россети», 2019. Доступно по: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293730/4293730029.htm>. Ссылка активна на 17 февраля 2023.

параметров установленного предельно-допустимого значения фиксации признака неисправности и формирования сигнала тревоги «Alarm». В дополнение к этому задачи *off-line* диагностирования СМТ включают: определение вида и характера неисправности, выявления причин ее возникновения и степени опасности для дальнейшей эксплуатации оборудования, а также формирование представительной диагностической статистики.

Дистанционным называют мониторинг, при котором наблюдаемые объекты и датчики контроля параметров состояния распределены по территории на расстоянии различного удаления от центра принятия решений, где сосредоточены аппаратура приема и обработки информации, базы данных и правил, серверы со специализированным программным обеспечением. В этом случае передача данных осуществляется на расстояние по защищенным каналам связи, что, несомненно, повышает требования к информационной безопасности [9-11].

В статье авторы демонстрируют, что для решения задач дистанционного мониторинга СМТ целесообразно применение комбинированной информации, организованной по принципу «информативность контроля – адекватность моделей – достоверность оценок – эффективность эксплуатации» [12].

Одной из сфер успешного применения предлагаемого подхода в перспективе служит технология дистанционного мониторинга группы трансформаторов одинакового класса напряжения, эксплуатируемых на подстанциях района распределительной электрической сети. Развитие потенциала технологии дистанционного мониторинга СМТ, как одной из технологий промышленного интернета вещей (*IIoT*), подчеркивает ее актуальность и формирует перспективы широкого практического применения [13-16]. Статья не затрагивает многочисленных технологических аспектов построения системы дистанционного мониторинга, а лишь раскрывает вопросы диагностической эффективности математических моделей классификации состояний СМТ на основе байесовских преобразований, а также особенности их алгоритмической реализации.

Материалы и методы исследования

Использование комбинированных данных *on-line* мониторинга и *off-line* диагностирования группы СМТ одинакового класса напряжения с сопоставимыми условиями эксплуатации, дополненных историческими сведениями, и формированием ретроспективы многолетних наблюдений представляет собой информационное ядро разрабатываемой системы дистанционного мониторинга (СДМ) трансформаторного оборудования [17].

Математической основой СДМ служит метод статистической байесовской классификации дефектов в СМТ на основе протоколов АРГ [18,19]. Применение нелинейной свертки F диагностических признаков (концентраций контролируемых газов)

$$F = \sum_{i=1}^7 \frac{a_i^2}{\sum_{i=1}^7 a_i}, \quad (1)$$

где: $a_i = \frac{A_i}{A_{igr}}$ – относительная концентрация i -го газа; A_i, A_{igr} – измеренное и предельно-

допустимое значения абсолютной концентрации i -го газа (%об. или *ppm*) обеспечивает редукцию размерности пространства первичных признаков, нормальность распределения случайной величины F (нового, обобщенного признака) и линейную разделимость классов состояний СМТ.

Исходная дихотомия классов состояний Π_1 – «норма» и Π_2 – «отклонения от нормы» формируется в процессе предварительного обучения на выборке протоколов АРГ группы СМТ с применением критерия «граничных концентраций», согласно которому: если $a_i \leq 1$ ($i = 1..7$), то класс состояний Π_1 ; если $a_i > 1$, то класс состояний Π_2 .

Это обеспечивает идентификацию признака развивающегося в трансформаторе дефекта. Достоверность решений зависит от вида классификатора, используемого для описания границы раздела классов состояний. В рассматриваемых условиях высокую (не менее 97%) достоверность обеспечивает применение байесовского классификатора на основе отношения правдоподобия [18]:

$$L = -\ln p(F/\Pi_1) + \ln p(F/\Pi_2) - \ln \left(\frac{P(\Pi_1)}{P(\Pi_2)} \right). \quad (2)$$

Здесь: $p(F/\Pi_j)$ – плотности распределения условных вероятностей признака F в каждом j -

м классе состояний ($j=1,2$); $P(\Pi_j)$ – априорная вероятность принадлежности трансформатора к j -му классу состояний; $P(\Pi_1)/P(\Pi_2)$ – отношение правдоподобия. Преобразование (2) к канонической квадратичной форме с определением корней уравнения позволяет получить строгое аналитическое решение для границы раздела классов состояний Π_1 и Π_2 :

$$F_{\text{гр}} = \frac{M_1 \cdot \sigma_2^2 - M_2 \cdot \sigma_1^2 + \sqrt{D}}{\sigma_2^2 - \sigma_1^2}, \quad (3)$$

где M_j, σ_j – математические ожидания и среднеквадратические отклонения распределений варианты F в классах состояний Π_1 и Π_2 соответственно; D – функция указанных числовых характеристик. Достаточным условием для применения (3) в расчетах точного значения $F_{\text{гр}}$ является принадлежность варианты F нормальному закону распределения. Однако, как показали исследования [18], при любом виде квазинормального распределения $p(F/\Pi_j)$ в соответствии с правилом «трех сигм» удастся найти приближенное значение $\tilde{F}_{\text{гр}}$, удовлетворяющее необходимым требованиям:

$$\tilde{F}_{\text{гр}} = M_1 + k\sigma_1. \quad (4)$$

С учетом (3) либо (4) критерий распознавания классов состояний СМТ будет иметь вид: если $F \leq \tilde{F}_{\text{гр}}$, то класс состояний Π_1 ; если $F > \tilde{F}_{\text{гр}}$, то класс состояний Π_2 .

Выражение (4) обладает рядом полезных адаптационных свойств, позволяющих минимизировать суммарную ошибку распознавания $\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2$. Первое свойство возникает при изменении эмпирической константы k в интервале значений (2..3). В результате удастся существенно повысить достоверность диагностических оценок даже при вариации исходного количества и состава контролируемых признаков [19].

Другое адаптационное свойство границы раздела классов состояний $\tilde{F}_{\text{гр}}$, возникает при формировании зависимости $\tilde{F}_{\text{гр}}$ от коэффициента загрузки СМТ $K_{\text{загр}} = I_{\text{нагр}}/I_{\text{ном}}$, которая моделируется нелинейной корреляционной функцией:

$$\tilde{F}_{\text{гр}}(K_{\text{загр}}) = M_1(K_{\text{загр}}) + k\sigma_1(K_{\text{загр}}). \quad (5)$$

Здесь $I_{\text{нагр}}, I_{\text{ном}}$ (А) – токовая нагрузка и номинальное значение тока в обмотке низкого (низкого и среднего) напряжения СМТ в момент взятия пробы масла на АРГ.

Необходимость учета зависимости (5) при выполнении диагностических оценок имеет определенный физический смысл, так как увеличения токов нагрузки в обмотках СМТ приводят к дополнительным нагревам элементов активной части (магнитопровода, обмоток, изоляции) и соответствующим увеличениям концентраций диагностических газов. Поскольку подобный эффект наблюдается у трансформаторов как в состоянии «норма», так и в состоянии «отклонение от нормы», важно исключить фактор повышения нагрузки СМТ при распознавании класса его технического состояния. Получение корреляционных функций $M_1(K_{\text{загр}})$ и $\sigma_1(K_{\text{загр}})$ производится в следующей последовательности:

1) по ретроспективе протоколов АРГ в классе состояний Π_1 "норма" формируются выборки вариант F и $K_{\text{загр}}$, согласованные по дате и времени отбора проб масла из баков СМТ;

2) определяется интервал изменения $K_{\text{загр}}$ в соответствующей выборке $[K_{\text{загр}}^{\min} \div K_{\text{загр}}^{\max}]$, который разделяется на $m \leq 10$ равных интервалов $\Delta K_{\text{загр}}$;

3) для каждого i -го интервала $\Delta K_{\text{загр}}$ составляются цензурированные выборки варианты F , для каждой из которых определяются M_{1i} и σ_{1i} ($i = 1..m$);

4) m опытных точек M_{1i} и σ_{1i} помещаются на плоскости в координатах $M_1(K_{\text{загр}})$ и $\sigma_1(K_{\text{загр}})$, а затем по выражению (5) рассчитываются значения $\tilde{F}_{\text{гр}}(K_{\text{загр}i})$;

5) производится аппроксимация нелинейной корреляционной функции (5) выражением вида

$$\tilde{F}_{\text{гр}} = A \exp(BK_{\text{загр}}). \quad (6)$$

Экспоненциальная зависимость (6), где A, B – константы аппроксимации, представляется

наиболее предпочтительной для описания подобной функции. В дальнейшем именно выражение (6) будет рабочим инструментом для учета искомой зависимости в процессе идентификации состояний СМТ.

Ошибки распознавания текущих состояний СМТ с применением установленных критериев обусловлены некоторыми особенностями модели классификатора. Главным образом к этому приводит равновесное долевое участие относительных концентраций каждого из контролируемых газов в формировании интегральной функции (1). В реальности повышенные концентрации газов несут разную диагностическую информацию. Так, например, водород (H_2) и углеводородные газы (C_xH_y) служат ключевыми индикаторами типа развивающегося дефекта, в то время как оксиды углерода (CO и CO_2) представляют собой продукты жизнедеятельности органической изоляции и сопровождают любой СМТ в течение всего срока жизни [20-22]. Кроме этого, влияние указанного фактора отражается на значениях числовых характеристик случайной переменной F при определении границы раздела классов состояний Π_1 и Π_2 по выражениям (3) и (4).

С целью повышения достоверности оперативных оценок текущего состояния СМТ по протоколам АРГ в работе предусмотрена отстройка алгоритма классификации от событий, связанных с повышенными значениями концентраций CO и CO_2 , с одновременным определением вызвавших их причин. В качестве инструмента предложено использование дерева событий, по которому восстанавливаются скрытые причинно-следственные связи инициирующего и конечных событий, факт наступления которых подтверждают данные из истории эксплуатации конкретного СМТ.

Дерево событий является логической последовательностью взаимосвязанных событий [23,24], разветвленной произвольным образом в соответствии с потенциальными сценариями развития ситуации. На рисунке 1 показан один из примеров такой последовательности, где в качестве инициирующего события фигурирует "повышенный уровень концентраций CO и/или CO_2 в масле СМТ".

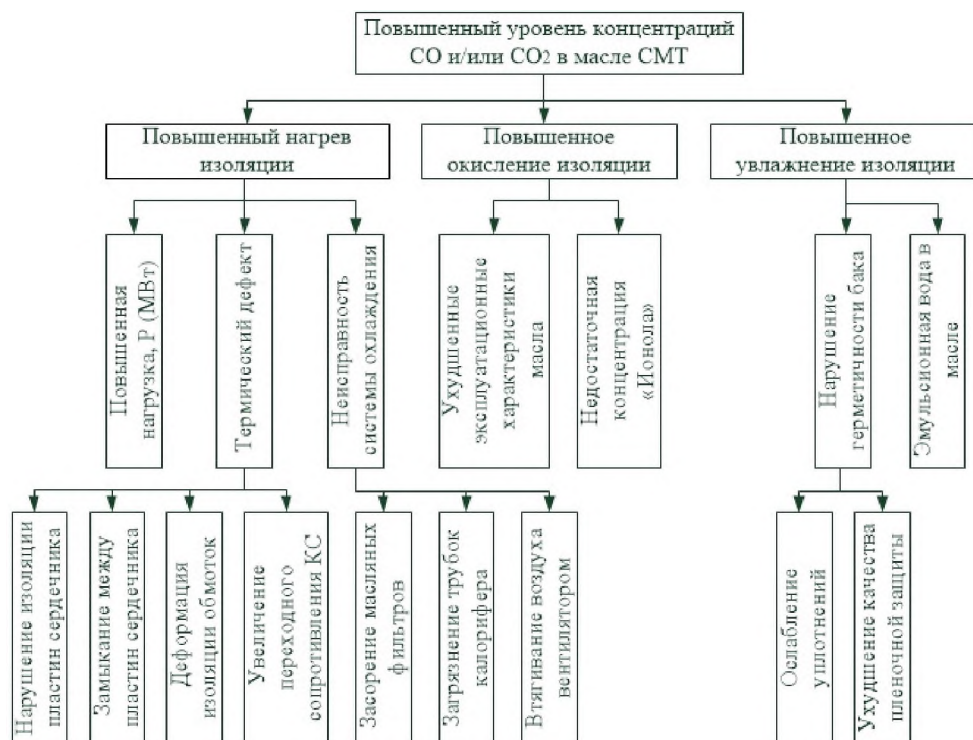


Рис. 1. Дерево событий для выявления причин аномально высоких концентраций CO , CO_2 в масле

Fig. 1. Event tree to identify the causes of abnormally high concentrations of CO , CO_2 in oil

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

При обнаружении нежелательного события в процессе классификации состояний с помощью дерева событий и сведений из истории эксплуатации конкретного СМТ по одному из сценариев устанавливается вызвавшая его причина. Далее формируется одно из возможных эксплуатационных решений по устранению этой причины с применением соответствующего корректирующего воздействия на трансформаторное оборудование. Алгоритм вычислений и принятия решений представлен на схеме (рис. 2).

Результаты и обсуждение

Для иллюстрации разработанного подхода рассмотрим в качестве примера группу однотипных СМТ 110/35/6 кВ в составе 16 единиц, эксплуатируемых на подстанциях распределительной электрической сети (рис. 3) одного из районов Западной Сибири. Ретроспектива АРГ трансформаторов глубиной 5 лет включает 326 протоколов, из которых в результате предварительной классификации по критерию «граничных концентраций»² сформирована дихотомия классов Π_1 и Π_2 с выборками вариант F и $K_{\text{загр}}$ объемом 272 и 56 единиц соответственно. Статистический анализ выборок позволил определить числовые и интегральные характеристики условного распределения F для дихотомии классов, а также сформировать границу раздела в пространстве контролируемых параметров (рис. 4). На рис. 4а представлены гистограммы относительных частот условного распределения F в классах Π_1 и Π_2 . Из рисунка следует, что:

1) одномодальное двухпараметрическое распределение $p(F/\Pi_1)$ подчинено квазинормальному закону, что гарантирует корректность применения выражения (4) для описания границы раздела классов состояний;

2) распределение $p(F/\Pi_2)$ состоит из смеси нескольких квазинормальных распределений, что связано с проявлением дефектов разной тяжести у трансформаторов с длительными сроками эксплуатации.

Результат итоговой классификации с применением адаптивного решающего правила (5) показан на рис. 4в. Здесь круглыми и квадратными фигурами в координатах контролируемых параметров $F(K_{\text{загр}})$ изображены протоколы АРГ СМТ, отнесенные по разработанным критериям к классам Π_1 и Π_2 . При разделении дихотомии классов полученным решающим правилом $\tilde{F}_{\text{гр}} = 0,2819 \cdot \exp(2,1809 \cdot K_{\text{загр}})$ возникают ошибки первого (ϵ_1) и второго (ϵ_2) рода (на рисунке выделены красным цветом и подписями значений признака F).

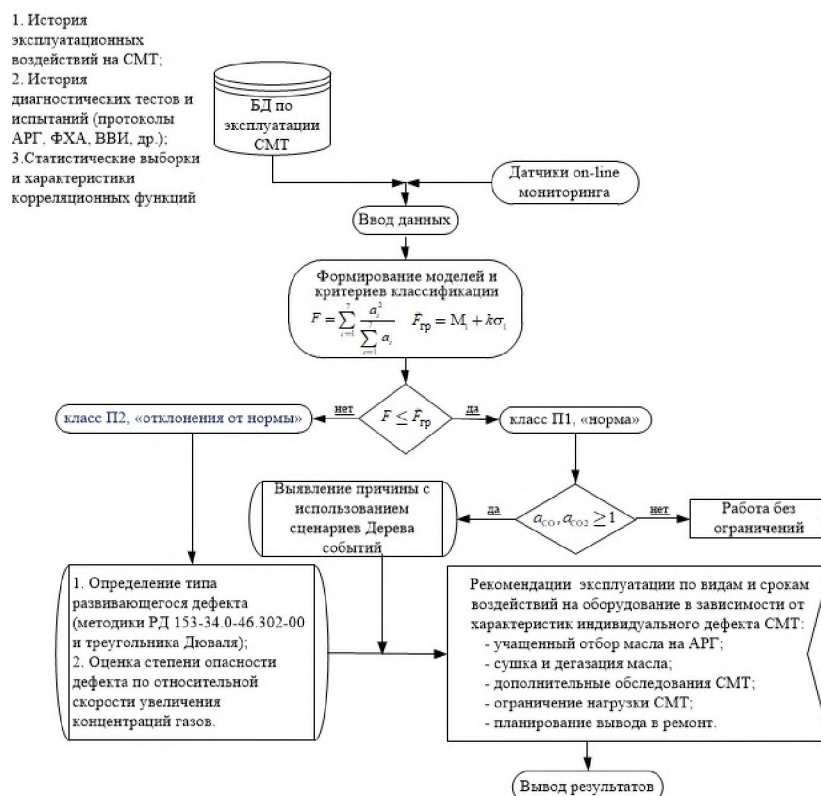


Рис. 2. Схема принятия решений для обеспечения надежной эксплуатации трансформаторов

Fig. 2. Decision-making scheme for transformers maintaining reliable operation

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

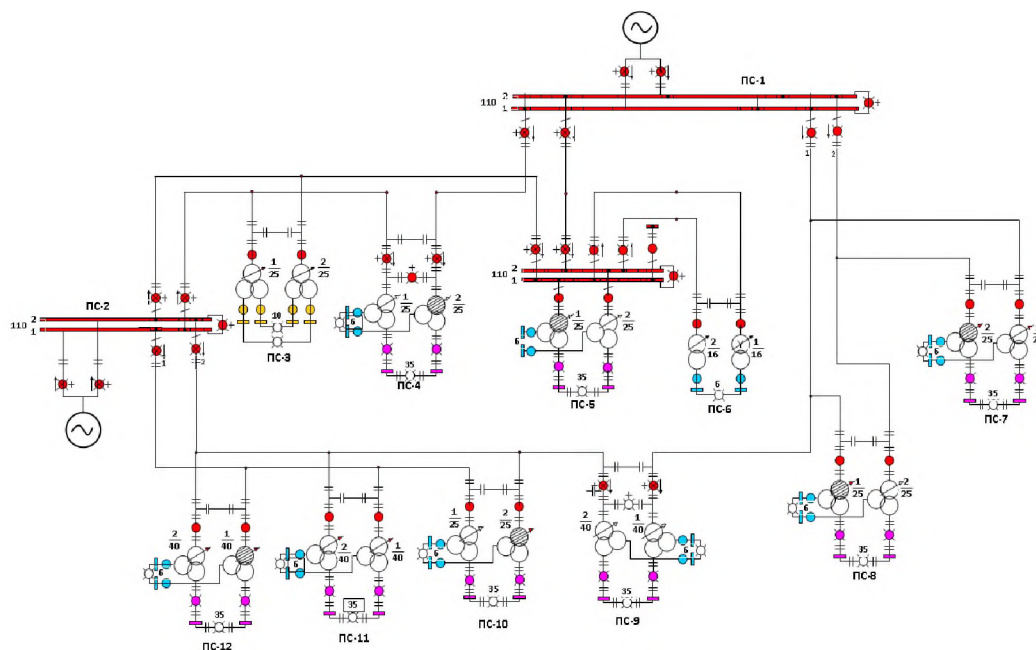


Рис. 3 – Подстанции исследуемого сетевого района Fig. 3 – Substations of the network area under study

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author

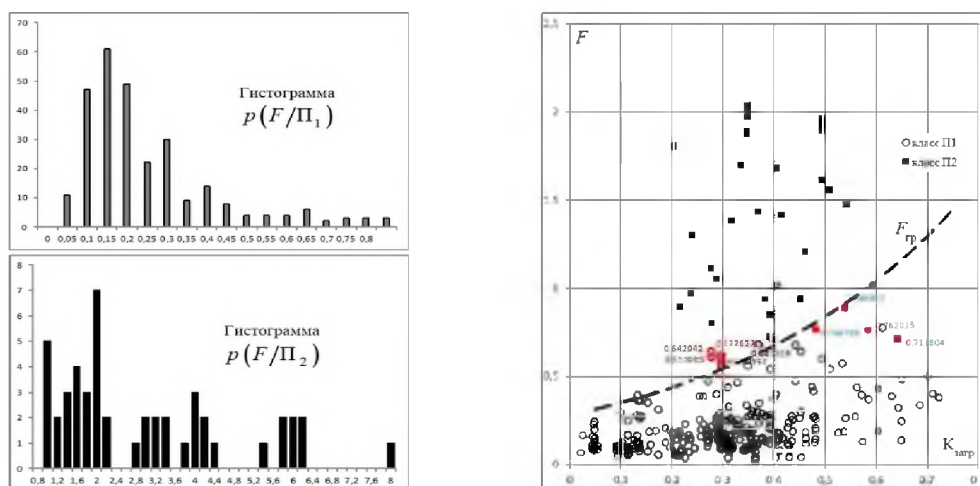


Рис. 4 – Характеристики статистической классификации

а) гистограммы относительных частот условного распределения F

a) histograms of relative frequencies of the conditional distribution F

Fig. 4 – Characteristics of statistical classification

б) адаптивная граница раздела классов в пространстве контролируемых параметров

b) adaptive class division boundary in the space of controlled parameters

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author

Анализ ошибок классификации необходим как условие для повышения достоверности предложенной модели и алгоритма. Величина ошибки ε_1 – «ложная тревога» (шесть протоколов) не превышает 2%, что вполне удовлетворяет практике применения. Ошибка ε_2 – «пропуск дефекта» (четыре протокола) составляет около 7%. В связи с более высокой опасностью она требует дополнительного внимания. В таблице 1 приведены относительные концентрации диагностических газов из протоколов АРГ, в том числе и ошибочно отнесенных к классу Π_2 (выделено курсивом).

Таблица 1
Table 1Ретроспектива протоколов АРГ СМТ, в том числе ошибочно отнесенных к классу П₂
Retrospective of DGA Oilfield PT protocols, including those erroneously classified as P2

Дата	a_{H_2}	a_{CH_4}	$a_{C_2H_4}$	$a_{C_2H_6}$	$a_{C_2H_2}$	a_{CO}	a_{CO_2}	F	$K_{загр}$
04.2005	0,4411	0,0266	0,1072	0,0384	0,0061	0,2453	1,1193	0,7668	0,4812
05.2005	0,2697	0,0348	0,1008	0,0388	0,0301	0,2288	1,0565	0,7133	0,3975
03.2006	0,6193	0,0382	0,1326	0,0441	0,0101	0,3898	1,0255	0,7118	0,6427
09.2006	2,0578	0,0704	0,1529	0,0702	0,0110	0,7999	1,2956	1,4778	0,5417
03.2007	0,4162	0,0403	0,1507	0,0442	0,0101	0,4154	1,3257	0,8865	0,5395
03.2008	0,5700	0,0329	0,1571	0,0448	0,0134	0,3302	1,1283	0,7620	0,5845
09.2008	1,7670	0,0375	0,1578	0,0407	0,0070	0,6944	1,9865	1,6156	0,4931
09.2008	2,3641	0,0322	0,1565	0,0427	0,0242	0,4995	2,0260	1,9379	0,4931
09.2008	2,4620	0,6818	0,0383	0,1637	0,0080	0,6818	2,0188	1,9627	0,4931
09.2008	2,5795	0,6628	0,0372	0,4343	0,0166	0,6628	1,5860	1,8956	0,4931
10.2008	1,8635	0,0362	0,1632	0,4204	0,0109	0,5363	1,4031	1,4199	0,4141
11.2008	0,9664	0,0305	0,1368	0,0371	0,0093	0,4161	1,3773	1,0148	0,4045
02.2009	0,3678	0,0266	0,1357	0,0397	0,0257	0,2872	1,0981	0,7295	0,3916
09.2009	1,9722	0,0539	0,1730	0,0541	0,0338	0,2935	1,1578	1,4321	0,3692
11.2009	1,2609	0,0378	0,1566	0,0409	0,0278	0,2368	0,9078	0,9362	0,3828

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author

Следует отметить, что все указанные протоколы принадлежат конкретному трансформатору 1Т ПС-6 (рис. 3). На протяжении рассматриваемого интервала эксплуатации в СМТ наблюдалось устойчивое превышение граничной концентрации диоксида углерода CO_2 при значениях CO_2/CO существенно превышающих 13. Это свидетельствует о монотонном старении бумажной изоляции трансформатора под воздействием неблагоприятных факторов. По данным таблицы 1 ряд протоколов АРГ за 2008–2009 годы содержит практически двукратное превышение граничной концентрации водорода H_2 . Совместно с превышением CO_2 это является индикатором протекания частичных разрядов в бумажной изоляции СМТ. Корневой причиной ошибочной классификации состояния 1Т ПС-6, которую удастся выявить с применением дерева событий (рис. 1), является периодически возникающие частичные разряды в бумаге. В таблице 2 приведены результаты интерпретации по критериям² одного из протоколов АРГ, относящихся к рассматриваемому трансформатору и интервалу наблюдения. По результатам в трансформаторе прогнозируется развивающийся дефект в виде ЧР низкой плотности, предположительно в заполненных газом полостях изоляции, образовавшихся вследствие не полной пропитки или увлажнения. В таблице 1 выделенные курсивом протоколы АРГ не принадлежат классу П₂, поскольку на моменты отбора проб масла в их изоляции отсутствуют условия для протекания разрядных процессов.

Таблица 2
Table 2

Результаты интерпретации вида развивающегося дефекта по АРГ в 1Т ПС-6

Results of interpretation of the type of developing defect by DGA in 1T SS-6

H_2	0,02581	CH_4/H_2	C_2H_2/C_2H_4	C_2H_4/C_2H_6
CH_4	0,00037	0,143	0,006	0,765
C_2H_4	0,00166	< 0,1	< 0,1	≤ 1
C_2H_6	0,00217	прогнозируется частичные разряды с низкой плотностью энергии, затронута бумажная изоляция ($CO_2/CO > 13$).		
C_2H_2	0,00001			
CO_2	0,95164			
CO	0,03977			

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author

Таким образом, использование в алгоритме классификации логики дерева событий дает возможность полностью избежать ошибок второго рода. Визуальным подтверждением успешности проведенного анализа служит рисунок 5. Здесь показано изменение профиля обобщенного признака F , рассчитанного по (1) на основе данных протоколов АРГ 1Т ПС-6, по датам отбора проб масла, а также представлено изменение границы раздела классов

состояний $\bar{F}_{гр}$ в зависимости от фактических значений $K_{загр}$.

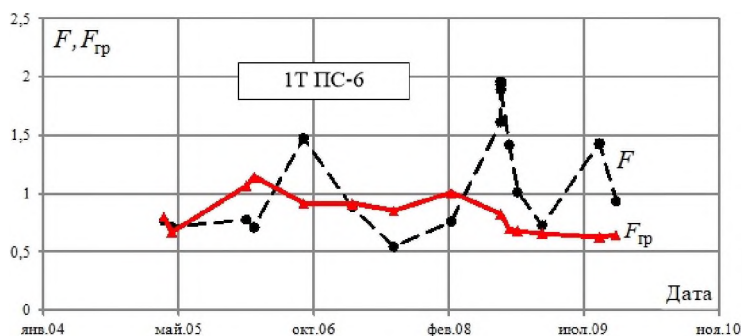


Рис. 5 Динамика изменений F и $\bar{F}_{гр}$ для 1Т ПС-6 по датам отбора проб масла на АРГ

Fig. 5. Dynamics of changes F and $\bar{F}_{гр}$ for 1T SS-6 by dates of oil sampling on DGA

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

Для сравнения на рисунке 6 приведен другой характерный пример работы классификатора с отнесением состояний 1Т ПС-8 к классу Π_2 . Анализ профиля обобщенного признака F и изменений границы раздела классов $\bar{F}_{гр}$ на интервале наблюдения свидетельствует о наличии в трансформаторе "значительных отклонений от нормы".

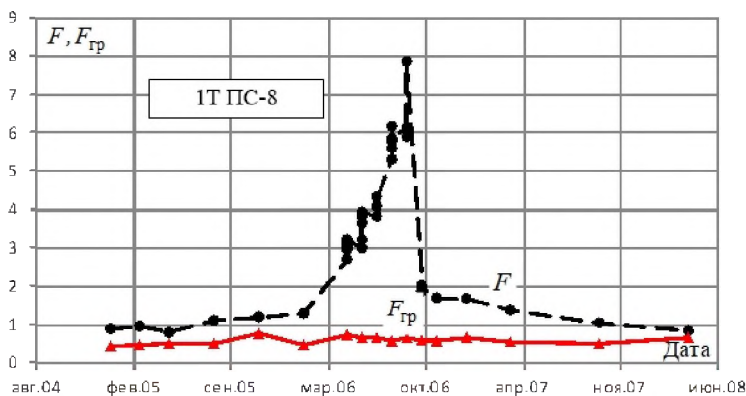


Рис. 6 Профиль F и $\bar{F}_{гр}$ для 1Т ПС-8 на интервале наблюдения

Fig. 6 Profile F and $\bar{F}_{гр}$ for 1T SS-8 at the observation interval

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

Таблица 3 содержит результаты интерпретации дефекта по критериям², которые подтверждают превышение граничных концентраций газов CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 в масле, что соответствует наличию в СМТ высокотемпературного термического дефекта ($>600^\circ\text{C}$).

Таблица 3
Table 3

Результаты интерпретации вида развивающегося дефекта по АРГ в 1Т ПС-8
Results of interpretation of the type of developing defect by DGA in 1T SS-8

H_2	0,01359	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
CH_4	0,05832	4,29	0,005	4,93
C_2H_4	0,12035	> 1	$< 0,1$	> 3
C_2H_6	0,02439	прогнозируется термический дефект $> 600^\circ\text{C}$, затронута бумажная изоляция ($\text{CO}_2/\text{CO} < 5$).		
C_2H_2	0,00061			
CO_2	0,41294			
CO	0,04862			

Приведенные в статье примеры наглядно демонстрируют высокую согласованность модели классификации дефектов в исследуемых СМТ с алгоритмом принятия решений по

поддержанию надежного функционирования оборудования в процессе его эксплуатации.

Разработанный вычислительный инструментарий адекватен поставленной задаче организации дистанционного мониторинга трансформаторов на подстанциях района электрической сети с применением технологии промышленного интернета вещей. Технологические аспекты этой задачи представляют самостоятельное направление исследований и достойны специального рассмотрения.

Заключение

1. Цифровая трансформация объектов распределительных электрических сетей составляет актуальный стратегический приоритет развития отечественного электросетевого комплекса на ближайшую перспективу. Она открывает широкие возможности для использования современных информационных технологий с применением унифицированных протоколов данных, передовых алгоритмических решений, математических методов и процедур искусственного интеллекта. Одним из прорывных направлений в повышении надежности эксплуатации маслонаполненного трансформаторного оборудования на подстанциях распределительной электрической сети является автоматизация дистанционного диагностического мониторинга и распределенного управления эксплуатационным состоянием оборудования на основе технологии промышленного интернета вещей (*industrial internet of things technology*).

2. Центральное место при разработке системы диагностического мониторинга маслонаполненного трансформаторного оборудования принадлежит методам обработки данных, формирования признаков развивающихся дефектов, принятия решений по отнесению текущего состояния СМТ к одному из вероятных классов. В работе для этих целей использован эффективный и удобный метод статистической классификации дефектов в трансформаторах на основе АРГ и байесовских преобразований. Полученное правило принятия решений обладает рядом адаптационных свойств, которые позволяют учитывать влияние основных эксплуатационных факторов и существенно повысить достоверность практического применения. Одним из достоинств полученного статистического классификатора является возможность расширения функционала применяемых для оценки состояния трансформатора методов диагностического контроля с помощью формирования специальных корреляционных функций.

3. Разработанная алгоритмическая поддержка принятия решения включает не только этапы формирования математической модели классификатора на основе многолетней диагностической статистики СМТ и ее корректировки с учетом текущих измерений, а также этапы адаптации критерия распознавания состояния конкретного трансформатора к появлению нежелательного или сомнительного признака с применением логики дерева событий. Это обеспечивает надежную эксплуатацию СМТ, так как позволяет избежать ошибок классификации и одновременно выявить причину возникшего нежелательного события. Разработанный в статье подход иллюстрирован расчетным примером из реальной практики эксплуатации трансформаторов на подстанциях района распределительной электрической сети 110 кВ. Результаты исследования в полной мере подтверждают корректность исходной постановки задачи, а также адекватность примененных для этого методов решения.

Литература

1. Методы неразрушающего контроля. Доступно по: <https://ntcexpert.ru/953-metody-nerazrushayushchego-kontrolya>. Ссылка активна на 17 февраля 2023.
2. Орехов Э.А., Абрамов В.В. Методы неразрушающего контроля электротехнического оборудования // Энергоэксперт. 2020. № 2. С. 10–13.
3. Mehairjan R.P.Y., Zhuang Q., Djairam D. et al. High Voltage Technology & Asset Management. Delft University of Technology. Improved Risk Analysis Through Failure Mode Classification According to Occurrence Time. IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis 23-27 September 2012, Bali, Indonesia. doi: 10.1109/CMD.2012.6416287.
4. Давиденко И.В., Халикова Е.Д. Учет рисков при выборе очередности мероприятий технического обслуживания силовых трансформаторов // ЭЛЕКТРО. 2014. № 6. С. 32–37.
5. Söderholm, P. and Norrbin, P. (2013), Risk-based dependability approach to maintenance performance measurement. Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 19 No. 3, pp. 316-329. <https://doi.org/10.1108/JQME-05-2013-0023>.
6. Ashraf W.S., Singh R.A., Shiraz S., et. al. Advances in DGA based condition monitoring of transformers: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2021. vol. 149(C). doi: 10.1016/j.rser.2021.111347.

7. Mackenzie E.C., Crossey J., dePablo F., et. al. On-line monitoring and diagnostics for power transformers. 2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation. doi: 10.1109/ELINSL.2010.5549734.

8. Cheng X., Wang Y., The remote monitoring system of transformer fault based on The internet of Things, Proceedings of 2011 International Conference on Computer Science and Network Technology, Harbin, 2011, pp. 84-87, doi: 10.1109/ICCSNT.2011.6181914.

9. Asadia F., Phumphob S., Pongswatd S. Remote monitoring and alert system of HV transformer based on FMEA. Energy Reports 6 (2020) 807–813. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.128>.

10. Mitra A., Dutta M., Pramanick A. Digitalization of Power Transformer Monitoring System, 2022 IEEE India Council International Subsections Conference (INDISCON), Bhubaneswar, India, 2022, pp. 1-5. doi: 10.1109/INDISCON54605.2022.9862843.

11. Захаров О.А. Цифровизация электросетевого комплекса: пути решения или система прогностики и мониторинга, Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей, 2019, 3 (587). Доступно по: <https://prana-system.com/novosti/novosti/cifrovizaciya-elektrosetevogo-kompleksa-puti-resheniya-ili-sistema-prognostiki-i-monitoringa>. Ссылка активна на 17 февраля 2023.

12. Левин В.М., Яхья А.А. Цифровые модели предиктивной аналитики для удаленного мониторинга трансформаторного оборудования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 72: Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровой трансформации. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021. Кн. 1. С. 393 – 402.

13. Ховалова Т. В. Инновации в электроэнергетике: виды, классификация и эффекты внедрения // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2019. Т. 10. № 3. С. 274–283. doi: 10.17747/2618-947X-2019-3-274-283.

14. Папия Ю.С. Использование технологий интернета вещей в электроэнергетике: возможности и ограничения в процессе перехода // Научные записки молодых исследователей. 2019. № 5. С. 56–64.

15. Мозохин А.Е., Шведенко В.Н. Анализ направлений развития цифровизации отечественных и зарубежных энергетических систем // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2019. Т. 19. № 4. С. 657–672. doi: 10.17586/2226-1494-2019-19-4-657-672.

16. Львов Ю.Н. Методология принятия решений при оценке технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей с учётом фактора риска повреждения // Электрические станции, 2019, № 9. С. 14–20.

17. Левин В.М., Яхья А.А. Система информационно-аналитической поддержки принятия решений по эксплуатации силовых трансформаторов // Главный энергетик. 2020. № 9. С. 52–62.

18. Яхья А.А., Левин В.М. Байесовский классификатор как средство повышения эффективности распознавания дефектов в силовых трансформаторах // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. Т. 21. № 6. С. 11–18. doi: 10.30724/1998-9903-2019-21-6-11-18.

19. Яхья А.А., Левин В.М. Адаптация предиктивной модели классификации дефектов в трансформаторах по количеству и составу контролируемых параметров. – Текст электронный // Борисовские чтения: материалы 3 Всерос. науч-техн. конф. с междунар. участием, Красноярск, СФУ, 2021. С. 192–196.

20. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло.– М.: Энергия, 1983. 296 с.

21. Кизеветтер Д.В., Савина А.Ю., Журавлева Н.М. и др. К вопросу о диагностике состояния трансформаторных масел в процессе эксплуатации // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2013. 3(178). С. 118–125.

22. Senoussaoui M.El-A., Fofana I., Brahmi M. Influence of Oil Quality on the Interpretation of Dissolved Gas Analysis Data. 2021 IEEE 5th International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON), Kozhikode, India. 2021. pp. 170-175. doi: 10.1109/CATCON52335.2021.9670513.

23. Берман А.Ф., Павлов Н.Ю., Николайчук О.А. Метод синтеза и анализа деревьев отказов на основе понятий механизма и кинетики событий // Проблемы анализа риска. 2018. Т. 15. № 3. С. 62–77.

24. Боровиков В.П. Популярное введение в современный анализ данных и машинное обучение на STATISTICA. – М.: Научно-техническое издательство Горячая линия – Телеком. 2018. 354 с.

Авторы публикации

Левин Владимир Михайлович – д-р техн. наук, доцент, заведующий кафедрой Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета.

Петушков Петр Александрович – главный специалист ООО "КОТЭС Инжиниринг", г. Новосибирск.

Швец Максим Александрович – магистрант, Новосибирского государственного технического университета.

References

1. Metody nerazrushayushchego kontrolya. Available at: <https://ntcexpert.ru/953-metody-nerazrushayushchego-kontrolya>. Accessed: 17 Feb. 2023.
2. Orekhov EA, Abramov VV. Metody nerazrushayushchego kontrolya elektrotekhnicheskogo oborudovaniya. *Energoekspert*. 2020; 2: 10–33.
3. Mehairjan RPY, Zhuang Q, Djairam D. et al. High Voltage Technology & Asset Management. Delft University of Technology. Improved Risk Analysis Through Failure Mode Classification According to Occurrence Time. *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. 23-27 September 2012, Bali, Indonesia. doi: 10.1109/CMD.2012.6416287.
4. Davidenko IV, Halikova ED. Uchet riskov pri vybore ocherednosti meropriyatij tekhnicheskogo obsluzhivaniya silovyh transformatorov. *ELEKTRO*. 2014. 6. pp. 32–37.
5. Söderholm, P. and Norrbin, P. (2013), Risk-based dependability approach to maintenance performance measurement. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*. vol. 19. 3. pp. 316–329. <https://doi.org/10.1108/JQME-05-2013-0023>.
6. Ashraf WS, Singh RA., Shiraz S., et. al. Advances in DGA based condition monitoring of transformers: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier. 2021. vol. 149 (C). doi: 10.1016/j.rser.2021.111347.
7. Mackenzie EC, Crossey J, dePablo F, et. al. On-line monitoring and diagnostics for power transformers. *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. 2010. pp. 1–5. doi: 10.1109/ELINSL.2010.5549734.
8. Cheng X, Wang Y. The remote monitoring system of transformer fault based on The internet of Things. *Proceedings of 2011 International Conference on Computer Science and Network Technology*. Harbin. 2011. pp. 84–87. doi: 10.1109/ICCSNT.2011.6181914.
9. Asadia F, Phumphob S, Pongswatd S. Remote monitoring and alert system of HV transformer based on FMEA. *Energy Reports* 6 (2020) 807–813. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.128>.
10. Mitra A, Dutta M, Pramanick A. Digitalization of Power Transformer Monitoring System. *IEEE India Council International Subsections Conference (INDISCON)*. Bhubaneswar, India, 2022. pp. 1–5. doi: 10.1109/INDISCON54605.2022.9862843.
11. Zaharov OA. Cifrovizaciya elektrossetevogo kompleksa: puti resheniya ili sistema prognostiki i monitoringa, *Rukovodyashchie materialy po proektirovaniyu i ekspluatatsii elektricheskikh setej*, 2019, 3 (587). Available at: <https://prana-system.com/novosti/novosti/cifrovizaciya-elektrossetevogo-kompleksa-puti-resheniya-ili-sistema-prognostiki-i-monitoringa>. Accessed: 17 Feb. 2023.
12. Levin VM, Yah'ya AA. Cifrovye modeli prediktivnoj analitiki dlya udalennogo monitoringa transformatornogo oborudovaniya. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih sistem energetiki: Nadezhnost' energosnabzheniya potrebitelej v usloviyah ih cifrovoj transformacii*. – Irkutsk: ISEM SO RAN, 2021;72(1):393–402.
13. Khovalova T.V., 2019. Innovations in the Electric Power Industry: Types, Classification and Effects of Implementation, *Strategic decisions and risk management*, Real Economy Publishing House. 2019;3:274–283. doi: 10.17747/2618-947X-2019-3-274-283.
14. Papiya YU.S. Ispol'zovanie tekhnologij interneta veshchej v elektroenergetike: vozmozhnosti i ogranicheniya v processe perekhoda. *Nauchnye zapiski molodyh issledovatelej*. 2019;5:56–64.
15. Mozohin A.E., SHvedenko V.N. Analiz napravlenij razvitiya cifrovizacii otechestvennyh i zarubezhnyh energeticheskikh sistem. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik informacionnyh tekhnologij, mekhaniki i optiki*. 2019;19(4):657–672. doi: 10.17586/2226-1494-2019-19-4-657-672.
16. L'vov YU.N. Metodologiya prinyatiya reshenij pri ocenke tekhnicheskogo sostoyaniya silovyh transformatorov i avtotransformatorov elektricheskikh setej s uchotom faktora riska

povrezhdeniya. Elektricheskie stancii. 2019;9:14–20.

17. Levin VM, Yah'ya AA. Sistema informacionno-analiticheskoy podderzhki prinyatiya reshenij po ekspluatatsii silovyh transformatorov. *Glavnyj energetik*. 2020. 9. pp. 52–62.

18. Yah'ya AA, Levin VM. Bayesian Classifier is the Tool of Increasing the Efficiency of Defects Recognition in Power Transformers. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2018; 20(9-10):71-78. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2019-21-6-11-18>.

19. Yah'ya AA, Levin VM. *Adaptatsiya prediktivnoj modeli klassifikatsii defektov v transformatorah po kolichestvu i sostavu kontroliruemym parametrov*. Borisovskie chteniya: materialy 3 Vseros. nauch-tekh. konf. s mezhdunar. uchastiem, Krasnoyarsk. SFU. 2021. pp. 192–196.

20. Lipshtejn RA, SHahnovich MI. Transformatornoe maslo. M.: Energiya, 1983. 296 p.

21. Kizevetter DV, Savina AYU, ZHuravleva NM. et al. K voprosu o diagnostike sostoyaniya transformatornyh masel v processe ekspluatatsii. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo politekhnicheskogo universiteta*. 2013;3(178):118–125.

22. Senoussaoui M.E, Fofana I, Brahami M. Influence of Oil Quality on the Interpretation of Dissolved Gas Analysis Data. *2021 IEEE 5th International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)*, Kozhikode, India. 2021. pp. 170-175. doi: 10.1109/CATCON52335.2021.9670513.

23. Berman AF., Pavlov NYU, Nikolajchuk OA. Metod sinteza i analiza derev'ev otkazov na osnove ponyatij mekhanizma i kinetiki sobytij. *Problemy analiza riska*. 2018;15(3):62–77.

24. Borovikov V.P. *Populyarnoe vvedenie v sovremennyj analiz dannyh i mashinnoe obuchenie na STATISTICA*. M.: Nauchno-tekhnicheskoe izdatel'stvo Goryachaya liniya – Telekom. 2018. 354 p.

Authors of the publication

Vladimir M. Levin –Novosibirsk State Technical University.

Pyotr A. Petushkov –KOTES Engineering LLC, Novosibirsk.

Maxim A. Shvets – Novosibirsk State Technical University.

Шифр научной специальности:

2.4.3. Электроэнергетика

Получено 21.03.2023г.

Отредактировано 27.03.2023г.

Принято 03.04.2023г.