

Экспресс-оценка состояния силовых трансформаторов для обеспечения эксплуатационной надежности

В.М. Левин^а, Н.Н. Керимкулов^б

Новосибирский государственный технический университет, пр. К. Маркса 20, Новосибирск, Россия

^аvlevin@ngs.ru, ^бKerimkulov@kegoc.kz

Статья поступила 9.10.2016, принята 14.11.2016

Экспресс-оценка технического состояния трансформаторов выполняется по минимальному набору ключевых параметров, определяемых в рабочих режимах, без отключения оборудования, и используется для повышения оперативности и достоверности получения результатов при выездных инспекциях электросетевых объектов. Кроме того, экспресс-оценка может служить основой при разработке эффективных алгоритмов принятия решений в эксплуатации. Предложена методика экспресс-оценки технического состояния трансформаторов 110 кВ и выше. Методика основана на использовании обобщенных данных индивидуального контроля единичного трансформатора, истории его эксплуатации и многолетней статистики наблюдений за результатами газовой хроматографии по парку однородного оборудования сетевой организации, эксплуатируемого в одинаковых условиях. Для количественной характеристики текущего состояния трансформатора предложен многоуровневый признак в форме интегральной весовой функции концентраций диагностических газов. Получен диапазон разрядов признака, устанавливающий границы раздела классов состояний трансформатора. Исследованы корреляционные зависимости этой границы от таких эксплуатационных факторов, как нагрузка и параметры изоляции. Обработка статистики и определение решающих правил осуществляются на основе процедуры байесовской идентификации. Полученные критерии формализованы в виде алгоритма принятия эксплуатационных решений, допускающего их корректировку при пополнении статистической информации в процессе эксплуатации трансформаторов. Предложенный подход проработан применительно к трансформаторам 110–220 кВ нескольких сетевых организаций и проиллюстрирован рядом примеров. Полученные результаты имеют практическое значение для создания системы оперативной оценки состояния находящегося в эксплуатации оборудования и могут быть применены в качестве эффективного инструмента при планировании технического обслуживания и ремонтов трансформаторов.

Ключевые слова: трансформатор; экспресс-оценка технического состояния; газовая хроматография; байесовское решающее правило; эксплуатационная надежность.

Rapid assessment of the condition of power transformers to ensure their operational reliability

V.M. Levin^а, N.N. Kerimkulov^б

Novosibirsk State Technical University; 20 K. Marks Prospect, Novosibirsk, Russia

^аvlevin@ngs.ru, ^бKerimkulov@kegoc.kz

Received 9.10.2016, accepted 14.11.2016

Rapid assessment of the technical condition of transformers is carried out on the minimum set of key parameters, defined in operating modes without disconnecting equipment. It is usually used to improve the efficiency and reliability of results while carrying out on-site inspections of electric grid facilities. It also serves as a basis for the development of effective decision-making algorithms in operating. Technique has been proposed for rapid assessment of the technical condition of 110 kV transformers and above. It is based on the combined use of data of individual control of a transformer, the history of its operation and long-term statistical observation of the results of gas chromatography on the park of the same type transformers, operating under the same conditions. For quantitative characteristics of the current condition of the transformer a multi-bit sign has been proposed in the form of an integral weighing function of gas concentrations. The range of sign discharges, establishing boundaries between the classes of the transformer conditions, has been received. Correlative dependency has been studied between the boundary and such factors as operational loads and insulation parameters. Statistical processing and determination of decision rules are based on the Bayesian identification procedure. The criteria obtained have been formalized in the form of a decision-making algorithm, allowing their correction after the replenishment of statistics by transformers in operating. The approach proposed has been worked out in regard to 110-220 kV transformers of several network organizations, and has been illustrated with examples. The results received are of practical importance for the development of a system of rapid assessment of the condition of transformers in operation, which allows recommending them as an effective tool when planning the maintenance and repairs.

Key words: transformer; rapid assessment of technical condition; gas chromatography; Bayesian decision rule; operational reliability.

Введение

Системная значимость экспресс-оценки технического состояния электрооборудования объектов энергетики, в частности силовых маслонаполненных трансформаторов, сформулирована в докладе ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» [1], определяющем цели и задачи организации на предстоящую перспективу. Экспресс-оценка технического состояния трансформаторов на подстанциях электрических сетей призвана повысить оперативность проведения выездных инспекций при обеспечении необходимой достоверности получаемых результатов. Как правило, оценка выполняется по минимальному набору ключевых параметров, определяемых в рабочих режимах, без отключения оборудования, с применением индикативных методов диагностирования, таких как анализ растворенных в масле газов (АРГ), контроль инфракрасных излучений и электроразрядной активности, вибродиагностика [2].

Трансформатор является сложным техническим устройством, для которого применяется многокомпонентная диагностика со снятием и без снятия рабочего напряжения [3; 4]. Именно многокомпонентный принцип позволяет определять индикатор глобального здоровья (Health Index, HI) трансформатора, прогнозировать остаточный срок жизни, оценивать риск отказа и приоритетность инвестиций в программу обслуживания и модернизации оборудования сетевой организации на долгосрочном (10–15 лет) горизонте планирования [5; 13].

Однако HI, несмотря на свою глобальность, а во многом именно из-за нее, представляется сложным инструментом, малоприменимым для решения оперативных задач эксплуатации на горизонте до одного года. Это определяет актуальность еще одного направления применения экспресс-оценки технического состояния трансформаторов — разработки простого и надежного индикатора для оперативного выявления отклонений от нормы и выработки обоснованных рекомендаций по дальнейшей эксплуатации. Эффективность указанного направления обусловлена возможностями достоверной идентификации текущего состояния трансформатора с применением методов раннего обнаружения дефектов и возрастает по мере развития технологии on-line мониторинга [7–10].

Исследования подтверждают, что на основе совместного использования результатов длительной периодической диагностики, данных on-line мониторинга и истории эксплуатационных воздействий удается не только получить необходимый методический инструмент экспресс-оценки эксплуатационного состояния трансформатора [5; 11; 14; 15], но и создать систему управления надежностью высоковольтного оборудования [12]. При этом результатам длительной периодической диагностики, как правило, отводится роль источника ретроспективы, которая подвергается статистической обработке и анализу с целью получения вероятностных характеристик и критериев экспресс-оценки. Результаты on-line мониторинга формируют тренд текущего состояния, а история эксплуатационных воздействий выполняет справочную функцию, уточняя, в случае отклонений состояния от нормы, причину их возникновения.

В статье предлагается подход к построению методики экспресс-оценки текущего состояния маслонаполненного трансформатора и алгоритма выработки рекомендаций по его дальнейшей эксплуатации, которые могут лечь в основу разработки эффективных методов управления эксплуатацией парка силовых трансформаторов сетевой организации.

Методика экспресс-оценки текущего состояния трансформатора на основе теории байесовской идентификации. В основу методики положены принцип дифференциальной диагностики, а также возможность извлечения дополнительной диагностической информации из результатов текущих измерений. Методика объединяет процедуру структуризации пространства состояний по однородной статистике измерений и идентификацию текущего технического состояния трансформатора с учетом вариативности условий эксплуатации и состоит из пяти последовательных шагов. В качестве диагностических данных в методике применяется выборка результатов АРГ трансформаторов. АРГ является основным видом периодической диагностики маслонаполненного трансформатора, так как обеспечивает раннее выявление дефектов без вывода его из работы. Прогнозирование наличия либо отсутствия дефекта в обследуемом трансформаторе, определение характера и степени его опасности по результатам АРГ выполняются на основе измеренных значений концентраций диагностических газов A_i , $i = \overline{1,7}$ [18; 19]. Длительное применение АРГ для парка однотипных трансформаторов, эксплуатируемых сетевой организацией в одинаковых условиях, позволяет сформировать однородную и представительную выборку протоколов.

1. *Первый шаг методики* заключается в подборе диагностического признака (индикатора) для описания классов состояния с учетом влияния важных эксплуатационных факторов. Применение в качестве признака измеренных газовых концентраций не является конструктивным решением, так как повышает размерность исходного признакового пространства. Представленные в [15; 16] исследования позволили предложить индикатор в виде скалярной весовой функции (свертки исходных параметров):

$$G(A) = \sum_{i=1}^7 w_i \cdot \frac{A_i}{A_{i_{гр}}} + w_0, \quad (1)$$

где $A_{i_{гр}}$ (ppm), $w_i = A_i / \sum_{i=1}^7 A_i$ (o.e.) — рекомендуемый предел концентраций и объемная доля i -го газа в выделенной из пробы масла газовой смеси; $w_0 \geq 0$.

Преимуществами предложенного индикатора (1) являются: уменьшение размерности многомерного вектора признаков (свертка на числовую ось), упрощение формализации пространства состояний трансформатора и, как следствие, улучшение линейной разделимости классов. Кроме этого индикатор (1) обладает значительно большей чувствительностью к изменениям концентраций характерных газов, вызванных вариативно-

стью условий эксплуатации и возникновением дефектов в трансформаторе [17].

2. *Второй шаг* заключается в формировании множества классов, на которые следует разделить пространство состояний трансформатора для последующего их различения. Как известно, стремление к подробному описанию классов оборачивается потерей достоверности при их идентификации [20]. Существующие методические и нормативные указания различают подход к назначению шкалы классов состояний электрооборудования. Так, например, в [3] состояние трансформатора оценивается по шкале из двух классов — «исправное» и «неисправное». Классификация по [2] использует пятибалльную шкалу состояний: «норма», «норма с отклонениями», «норма со значительными отклонениями», «ухудшенное», «предаварийное». В целях упрощения воспользуемся трехбалльной шкалой классов для структуризации пространства состояний трансформатора. Пусть классы будут заданы следующим множеством: Π_1 — «норма», Π_2 — «норма с незначительными отклонениями», Π_3 — «норма со значительными (в том числе критическими) отклонениями». Следует отметить наличие связи между количеством классов и числом разрядов многоуровневого признака (1).

Для отнесения текущего состояния трансформатора к одному из выделенных классов по изменению разряда многоуровневого признака необходим синтез границ раздела классов. Априори лучший результат с минимальной ошибкой распознавания обеспечивает байесовская функция на основе отношения правдоподобия [16]:

$$\ln p(G/\Pi_1) - \ln p(G/\Pi_2) + \ln \left(\frac{P(\Pi_1)}{P(\Pi_2)} \right) = 0. \quad (2)$$

Здесь: $p(G/\Pi_j)$ — условная плотность распределения признака в j -м классе; $P(\Pi_j)$ — априорная вероятность принадлежности состояния трансформатора к классу Π_j ; $j=1,2$. Особенности байесовского подхода, в большинстве случаев затрудняющими его применение для разработки оригинальных практических приложений, называют:

- 1) вынужденную дихотомию классов $j=1,2$;
- 2) нормальность распределения случайного признака G , требующую проверки статистических гипотез;
- 3) необходимость предварительного вычисления отношения правдоподобия $P(\Pi_1)/(P\Pi_2)$.

Применение байесовского подхода в случае одноуровневой статистики АРГ парка однотипных трансформаторов исключает указанные недостатки и обеспечивает дополнительные преимущества [17]:

- 1) последовательное рассмотрение каждого класса состояний относительно всех других вместе взятых не противоречит принципу дихотомии;
- 2) анализ распределений признака позволяет извлечь дополнительную диагностическую информацию о наличии в отдельных классах состояний смесей статистических распределений, обусловленных влиянием различных эксплуатационных факторов. Практически об-

ласть допустимых распределений случайной величины G инвариантна его виду и может сочетать такие двухпараметрические распределения, как смещенное нормальное, логнормальное, Вейбула с числовыми характеристиками в виде математического ожидания — M и среднеквадратичного отклонения — σ . Существующие ограничения не создают критических погрешностей в расчетах по формуле (3) границ разрядов многоуровневого признака G (границ раздела классов состояний трансформатора):

$$G_{\text{гp}}^j = \frac{M_{G_1} \cdot \sigma_{G_2}^2 - M_{G_2} \cdot \sigma_{G_1}^2 + \sqrt{D}}{\sigma_{G_2}^2 - \sigma_{G_1}^2}, \quad (3)$$

где D есть функция M_{G_1} , M_{G_2} , σ_{G_1} , σ_{G_2} [16];

3) так как результаты длительной периодической диагностики АРГ трансформаторов интерпретированы по [18; 19], сформированная выборка является обучающей, пригодной для нахождения начального приближения отношения правдоподобия. Полученное начальное приближение отношения правдоподобия должно подвергаться корректировке всякий раз, когда происходит пополнение или изменение данных в выборке (например, при очередном АРГ). Это необходимо для достижения требуемой достоверности вычислений по формуле (3).

Так как признак G одномерный с областью допустимых значений на числовой оси $[0; \infty)$, то задача расчета границ его разрядов упрощается. Число разрядов признака равно числу классов состояний ($k=3$), а число границ $G_{\text{гp}}^j$ на единицу меньше. Для вычисления $G_{\text{гp}}^1, G_{\text{гp}}^2$ по выражению (3) требуется предварительно определить числовые характеристики выборок M_{G_1}, σ_{G_1} для класса Π_1 ; M_{G_2}, σ_{G_2} — для объединенного класса Π_2' (включает классы Π_2 и Π_3).

3. *Третий шаг методики* связан с коррекцией границы ($G_{\text{гp}}^1$) раздела классов состояний Π_1 и Π_2' при вариации значимых эксплуатационных факторов (φ_m), таких как нагрузка трансформатора, срок службы и др. Известно, что длительное пребывание трансформатора в эксплуатации и работа с повышенными нагрузками приводят к увеличению концентраций растворенных в масле газов даже в состоянии «норма» (при отсутствии дефектов). Эта специфика задает необходимость построения и учета зависимостей вида $G_{\text{гp}}^1(\varphi_m), m = \overline{1, n}$. Вариационные ряды признака (1), подготовленные по результатам АРГ обследуемого парка трансформаторов, дополняются рядами их среднемесячных нагрузок, согласованных с датами взятия проб масла, и значениями продолжительности эксплуатации. Полученные регрессионные модели после проверок на адекватность и значимость коэффициентов пригодны для коррекции границы раздела классов состояний по величине измеренной фактической нагрузки и сроку службы трансформатора.

4. *Четвертый шаг* заключается в разработке решающих правил, критериев, по которым текущее со-

стояние трансформатора следует отнести к одному из выделенных классов. Эти критерии устанавливают однозначное соответствие между разрядом признака G , прогнозируемым состоянием трансформатора и рекомендованным эксплуатационным воздействием.

Для расширения области достоверных решений и адекватности критериев экспресс-оценки текущего состояния трансформатора в случае выявления отклонений от нормы целесообразно дополнительное привлечение известных индексов, например, индекса «ключевого» газа и (или) максимальной относительной скорости нарастания концентраций газов [18; 19]. Ключевой газ в газовой смеси — это газ с максимальным превышением рекомендуемого предела концентраций A_{igr} . В табл. 1 приведены индексы идентификации характера дефекта в трансформаторе по критерию «ключевого» газа.

Таблица 1

Индексы дефектов в трансформаторе по критерию «ключевого» газа

Ключевой газ	Повышенное содержание газов	Характер дефекта в трансформаторе
C_2H_2	H_2	Дуга в масле
	H_2, CO, CO_2	Дуга в масле, затронута бумага
H_2	CH_4, C_2H_6	Перегрев масла < 150 °С
	CH_4, C_2H_6, CO, CO_2	Перегрев бумаги < 150 °С
	—	Частичные разряды в масле
	CO, CO_2	Частичные разряды в бумаге
C_2H_4	C_2H_2	Перегрев масла > 600 °С
	—	Перегрев бумаги > 600 °С
CO	—	Старение, увлажнение масла
	CO_2	Затронута бумага

Каждое j -е ($j = \overline{2, m}$) измерение концентраций диагностических газов характеризуется значением относительной скорости изменения:

$$V_i = 100 \cdot \left(\frac{A_{ij}}{A_{i(j-1)}} - 1 \right) / T_d \quad (\% \text{ мес}), \quad (4)$$

где T_d — время между двумя последовательными отборами проб масла для проведения АРГ (мес). Относительная скорость концентраций отражает степень опасности дефекта в трансформаторе. Согласно [18] рекомендованный предел V_i равен 10% мес. Если $V_i > 10\%$ мес, то в трансформаторе прогнозируется быстроразвивающийся дефект. При этом опасность дефекта устанавливается по результатам повторного АРГ. Если скорость нарастания концентраций одного или нескольких газов продолжает расти, оставаясь вы-

ше предела, то следует планировать вывод трансформатора в ремонт по состоянию. В табл. 2 приведены правила принятия решений, основанные на разработанных критериях экспресс-оценки.

Таблица 2

Решающие правила на основе АРГ

Критерий (правило)	Прогнозируемое состояние	Эксплуатационное воздействие
$G \leq G_{гр}^1$	норма	эксплуатация без ограничений
$G_{гр}^1 \leq G < G_{гр}^2$ $(V_{i \text{отн}}^{\max}) \leq 10\%$	норма с незначительными отклонениями	учащенный АРГ
$G_{гр}^1 \leq G < G_{гр}^2$ $(V_{i \text{отн}}^{\max}) > 10\%$	норма со значительными отклонениями	дополнительные обследования
$G > G_{гр}^2$ $(V_{i \text{отн}}^{\max}) \gg 10\%$	критическое состояние	эксплуатация с ограничениями (планирование ремонта)

5. *Пятый шаг методики* — это непосредственная реализация экспресс-оценки текущего состояния конкретного трансформатора, входящего в состав обследуемого парка трансформаторов сетевой организации. Для этой цели разрабатывается специальная программно-алгоритмическая поддержка, которая формализует процедуру генерации экспертного заключения, практически исключает участие персонала и тем самым ослабляет требования к уровню его квалификации. В ряде случаев отмечается целесообразность ее интегрирования в АСУ ТП подстанции или сетевого района.

Адаптивный алгоритм принятия решений по эксплуатации трансформатора. Любой алгоритм представляет собой согласованную последовательность логико-вычислительных операций, в результате выполнения которой формируется команда с воздействием на сигнал либо на управление. Адаптивный алгоритм, кроме прочего, способен обеспечить корректировку параметров команды в зависимости от изменчивых внешних факторов.

Для задач оперативной оценки состояния и принятия решений по эксплуатации трансформатора разработан алгоритм, представленный на рис. 1. Структура алгоритма включает три последовательных блока. Блок 1 обеспечивает формирование базы данных и предназначен для пополнения и обновления информации диагностического и событийного характера. База данных содержит перечень подстанций сетевого района, паспортные данные каждой единицы трансформаторного оборудования. Кроме этого, в ней содержатся ретроспективные данные диагностических измерений и испытаний трансформаторов, таких как высоковольтные испытания (ВВИ) изоляции, физико-химический анализ (ФХА) масла, АРГ и др., а также среднемесячные значения электрических нагрузок и сведения о выполненных ремонтных мероприятиях. Оперативное взаимодействие с базой данных осуществляет блок 2, который содержит разработанные модели идентификации состояний трансформатора. Блок 2 отвечает за расчеты с использованием разработанных статистических моделей.

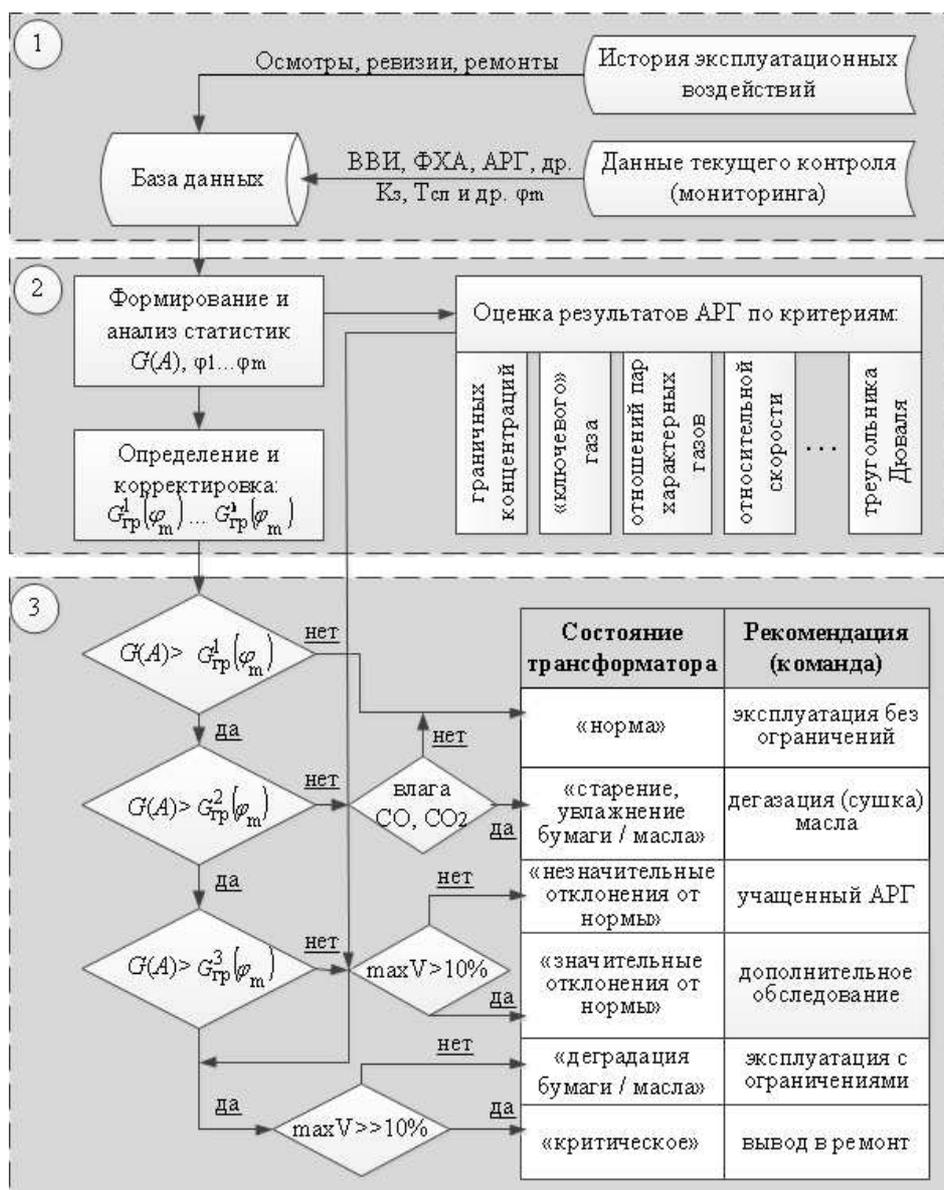


Рис. 1. Алгоритм принятия решений по эксплуатации трансформатора

С его помощью выполняется фильтрация параметров с целью исключения некачественных и сомнительных данных, формирование согласованных по времени вариационных рядов диагностического признака, определение разрядной шкалы признака (границы раздела классов состояний), а также коррекция этой границы в соответствии с текущими значениями важных эксплуатационных факторов. Здесь же осуществляется оценка результатов АРГ по стандартным критериям интерпретации [18; 19]. Эта оценка обеспечивает определение стартового значения отношения правдоподобия для запуска процедуры вычисления байесовского классификатора (2), а также позволяет привлечь дополнительные сведения о возможном характере и степени опасности прогнозируемого в трансформаторе дефекта. В отличие от информационного блока 1 и расчетного блока 2 блок 3 объединяет выполнение логических операций по проверке сформированных критериев идентификации. В результате выполнения экспресс-

оценки достигается взаимно-однозначное соответствие между текущим значением многоуровневого признака $G_{гр}^j(\varphi_m)$ ($m = \overline{1, n}; j = \overline{1, k}$), прогнозируемым состоянием объекта и видом рекомендуемого эксплуатационного воздействия.

Практика формирования и применения разработанных моделей экспресс-оценки состояния трансформаторов. Методологическая и технологическая состоятельность разработанного подхода неоднократно подтверждена практикой реальной эксплуатации трансформаторов. Рассмотрим некоторые примеры этого применения.

Первый пример относится к группе из 26 распределительных трансформаторов 110 кВ, установленных на подстанциях одного из сетевых районов филиала ПАО «Россети» на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Объем обучающей выборки согласованных

данных по АРГ и электрическим нагрузкам (K_3) трансформаторов за пятилетний период эксплуатации составляет 325 записей, из которых 272 отнесены к классу состояний Π_1 , а 53 соответственно к классу Π_2 . На рис. 2 приведены гистограммы и показаны рассчитанные по (3) границы раздела классов состояний: $G_{гр}^1$ — «норма» и «норма с отклонениями», $G_{гр}^2$ — «норма с незначительными отклонениями» и «норма со значительными (критическими) отклонениями».

С использованием обучающей выборки по разработанной методике сформирована регрессионная модель вида:

$$G_{гр}^1(K_3) = 0,2841 \cdot \exp(1,8821 \cdot K_3),$$

предназначенная для коррекции положения границы раздела классов состояний трансформаторов. Визуализация дихотомии классов состояний исследуемой группы трансформаторов и решающего правила в координатах выделенных признаков представлена на рис. 3.

Визуализация демонстрирует высокую достоверность идентификации состояния (суммарная ошибка не превышает 5 %).

По результатам АРГ в 1-Т подстанции «Сугмутская» длительное время наблюдается устойчивое превышение концентраций CH_4 , C_2H_4 и C_2H_6 с относительными скоростями, не превышающими 10%/мес. По методикам [18] и треугольника Дюваля [19] в 1-Т прогнозируется высокотемпературный термический дефект, затрагивающий твердую изоляцию. В табл. 3 приведены результаты АРГ трансформатора, в котором наблюдаются признаки развивающегося дефекта.

Построенный по протоколам АРГ профиль изменения признака (1) для рассматриваемого трансформатора (рис. 4) свидетельствует о том, что на интервале эксплуатации 3,5 лет (2005–2008 гг.) характерным его состоянием является «норма с отклонениями». В сентябре 2006 г. состояние трансформатора резко ухудшилось до «критического», а после выполнения профилактики с дегазацией и сушкой масла постепенно пришло в норму.

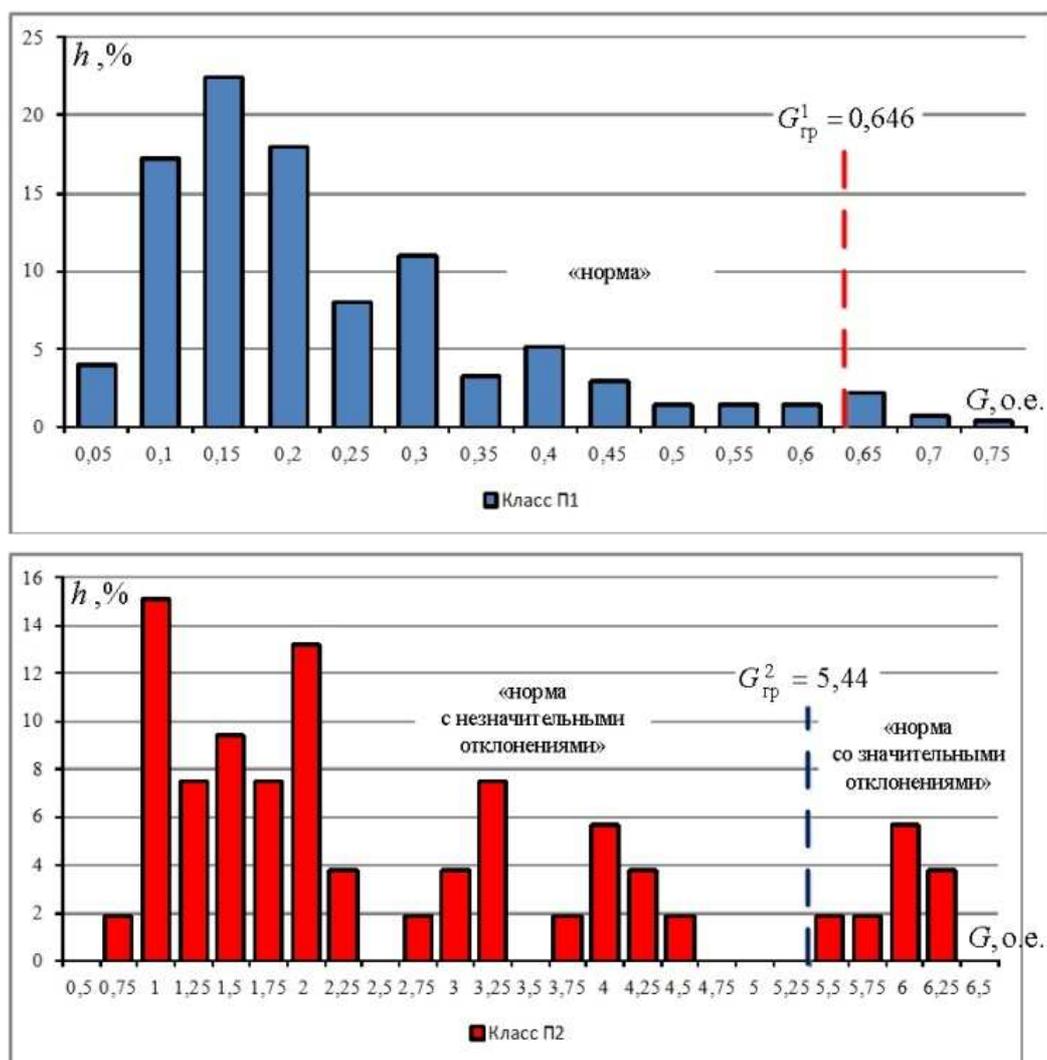


Рис. 2. Гистограммы распределения признака (1) для дихотомии классов

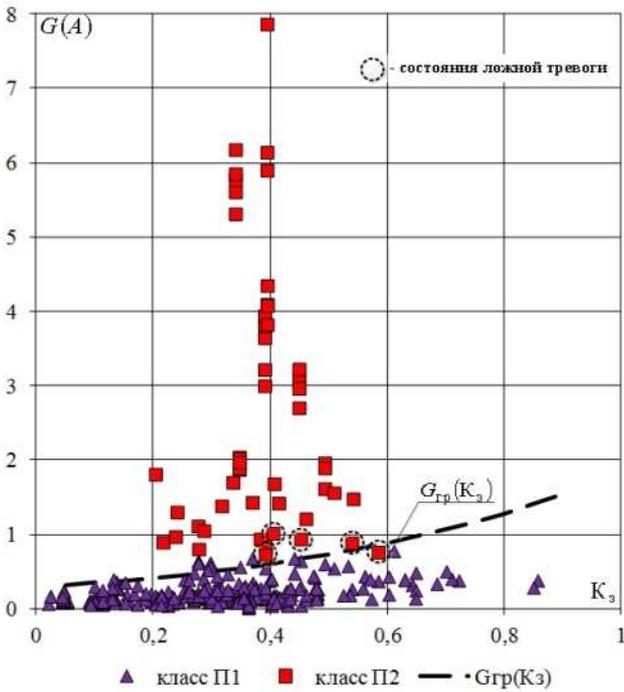


Рис. 3. Положение решающего правила $G_{гр}^1(K_3)$ в пространстве состояний трансформаторов 110 кВ

Таблица 3

Интерпретация АРГ 1-Т на подстанции «Сугмутская» по критериям [18]

H_2	0,01359	CH_4/H_2	4,29	C_2H_2/C_2H_4	0,005	C_2H_4/C_2H_6	4,93
CH_4	0,05832	C_2H_4	0,12035	C_2H_6	0,02439	C_2H_2	0,00061
C_2H_4	0,12035	CO_2	0,41294	CO	0,04862	прогнозируется термический дефект > 600 °С, затронута бумажная изоляция ($CO_2/CO < 5$)	
C_2H_6	0,02439	CO	0,04862				

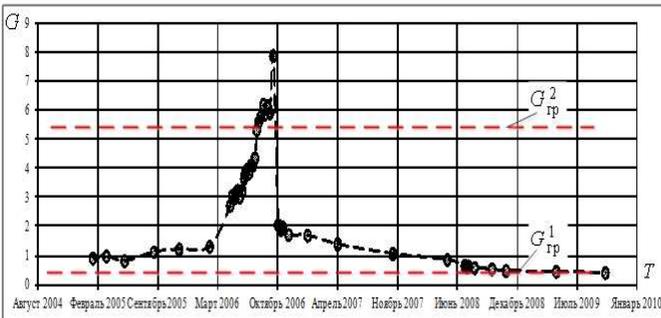


Рис. 4. Изменение признака (1) для исследуемого трансформатора на интервале эксплуатации T

Второй пример представлен автотрансформаторами (АТ) 220 кВ одного из районов магистральных электрических сетей Республики Казахстан (АО КЕГОС) в количестве 16 ед. Объединенная база данных содержит выборки согласованных измерений не только по АРГ, электрическим нагрузкам, но и по ВВИ бумажной изоляции и ФХА трансформаторного масла. Обучающая выборка сформирована за 14-летний период, с 2001 по

2014 г., и включает 337 записей. Из них к классу Π_1 отнесено 254, к классу Π_2 — 84. АРГ от 12.05.2004 г. для 1-АТ подстанции «Буран» свидетельствует о наличии признака развивающегося дефекта типа «разряд большой мощности» (табл. 4). При этом наблюдается увеличение относительной скорости $C_2H_2 > 10\%$ мес.

Таблица 4

Интерпретация АРГ 1-АТ на подстанции «Буран» по критериям [18]

H_2	0,00910	CH_4/H_2	0,282	C_2H_2/C_2H_4	0,815	C_2H_4/C_2H_6	200
CH_4	0,00257	C_2H_4	0,00200	C_2H_6	0,00001	C_2H_2	0,00163
C_2H_4	0,00200	CO_2	0,13600	CO	0,08400	прогнозируются дуговой разряд, искрение, пробой масла, затронута бумажная изоляция ($CO_2/CO < 5$).	
C_2H_6	0,00001						

Согласно критерию «ключевого» газа (табл. 1) отмечается наличие дуги в масле 1-АТ, предположительно затронута бумага. Интерпретация по треугольнику Дюваля также отмечает электрический разряд большой мощности. Разработанный алгоритм (рис. 1) фиксирует состояние 1-АТ как «норма со значительными отклонениями» ($G_{гр}^2 = 0,74 < G(A) = 1,301 < G_{гр}^3 = 1,41$) и рекомендует проведение дополнительных обследований. Использование комплекса моделей $G_{гр}^1(\phi_m)$, $m = \overline{1, n}$ для идентификации параметров состояния изоляции АТ (рис. 5) позволяет установить, что дефект локализован в масле и не затрагивает бумажную изоляцию.

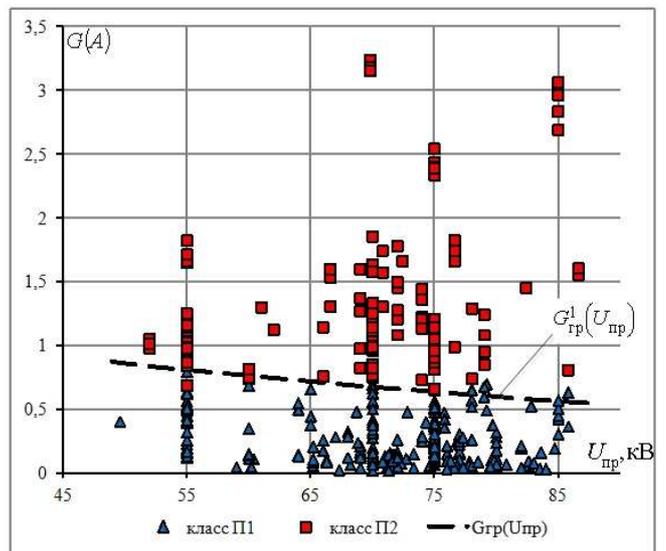


Рис. 5. Зависимость $G_{гр}^1(U_{пр})$ для идентификации параметров состояния масла АТ

Реализация алгоритма экспресс-оценки состояния 1-АТ подстанции «Буран» позволила сформировать заключение о том, что изоляция не затронута развивающимся дефектом. Это подтверждают и результаты ФХА масла: $U_{пр} = 61$ кВ, $tg\delta_m = 0,25\%$, $W = 0,001\%$, проведенного 24.06.2004 г.

Таким образом, применение разработанных моделей и алгоритма экспресс-оценки состояния трансформаторного оборудования способствует повышению эксплуатационной надежности за счет обоснованного сокращения времени и затрат на его диагностику и ремонт.

Заключение

Одним из актуальных направлений применения экспресс-оценки технического состояния трансформаторов является разработка простого и надежного индикатора для оперативного выявления отклонений от нормы и выработки обоснованных рекомендаций по их дальнейшей эксплуатации. Эффективность указанного направления определена возможностями достоверной идентификации текущего состояния трансформатора с применением методов раннего обнаружения дефектов и возрастает по мере расширения технологии on-line мониторинга.

В статье представлены методика и критерии экспресс-оценки текущего состояния маслонаполненных трансформаторов, основанные на использовании метода байесовской идентификации и многоуровневого индикатора дефектов по результатам АРГ. В целях программно-аналитической поддержки формирования моделей и выработки рекомендаций по эксплуатации обследуемого трансформатора разработан адаптивный алгоритм, который позволяет корректировать параметры моделей при изменении некоторых эксплуатационных факторов, например электрической нагрузки. В статье впервые приведены и использованы регрессионные зависимости многоуровневого признака дефектов по АРГ от диагностических параметров изоляции трансформатора. Применение подобных зависимостей существенно упрощает и ускоряет процедуру идентификации состояния изоляции трансформатора, при том что по АРГ в нем прогнозируется развивающийся дефект с участием бумаги и (или) масла.

Практическая полезность результатов заключается в повышении эксплуатационной надежности парка силовых трансформаторов сетевой организации и подтверждена примерами их реального применения в электрических сетях. Она обусловлена возможностью экспресс-оценки состояния по комплексу диагностических параметров с совместным применением многолетней статистики АРГ однотипного трансформаторного оборудования, результатов текущего контроля и истории эксплуатационных воздействий.

Литература

1. Илюшин П.В. Создание системы контроля технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/iljushin.pdf> (дата обращения: 15.07.2016).
2. МУ 0634–2006. Методические указания по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов. М.: Росэнергоатом. 2006. 60 с.
3. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний элект-

трооборудования. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1997. 153 с.

4. Сидельников Л.Г., Седуниев А.М., Сыкулев А.Ю. Диагностика силовых трансформаторов без снятия рабочего напряжения // Трансформаторы: эксплуатация, диагностирование, ремонт и продление срока службы: материалы МНПК, посвященной 70-летию В. Соколова: Екатеринбург. 2010. С. 123-128.
5. Zhang X., Gockenbach E. Asset-Management of Transformers Based on Condition Monitoring and Standard Diagnosis // IEEE Electrical Insulation Magazine. 2008. Vol. 24. № 4. P. 26-40.
6. Picher P., Boudreau J.-F., Manga A., Rajotte C., Tardif C., Bizier G., Di Gaetano N., Garon D., Girard B., Hamel J.-F., Proulx S. Use of Health Index and Reliability Data for Transformer Condition Assessment and Fleet Ranking, A2-101, CIGRE, 2014.
7. Русов В.А. Системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов // ЭЛЕКТРО. 2008. № 6. С. 35-37.
8. Sparling B.D., Aubin J. Power transformer life extension through better monitoring [Электронный ресурс]. URL: http://site.geenergy.com/prod_serv/plants_td/en/downloads/power_grid_europe07.pdf (дата обращения: 15.07.2016).
9. Crossey J., Mackenzie E.A. Next generation on-line monitoring and diagnostics for power transformers [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cigre-gcc.org/wpcontent/uploads/2012/10/paper-501.pdf> (дата обращения: 15.07.2016).
10. Попов Г.В., Игнатьев Е.Б., Капустин С.А., Комков Е.Ю., Сизов О.Н. Организация мониторинга силовых трансформаторов на базе комплекса "Диагностика+" // Вестн. ИГЭУ. 2007. Вып. 3. С. 1-4.
11. Аксенов Ю.П., Голубев А.В., Завидей В.И., Юрин А.В., Ярошенко И.В. Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов // ЭЛЕКТРО. 2006. № 1. С. 28-35.
12. Аксенов Ю.П., Аксенов Д.П., Мухортов А.В., Арчес И., Ною Д. Система управления надежностью высоковольтных двигателей крупного нефтеперерабатывающего комбината // Электро. 2005. № 3. С. 33-37.
13. Young K., Bolme G., Lyles J., Rees D., Velasquez A. Dissolved Gas-in-oil Analysis to Assess the Health of the Lansce High Voltage Systems // Proceedings of PAC09, Vancouver, BC, Canada. 2009. P. 1039-1041.
14. Бондаренко В.Е., Шутенко О.В. Усовершенствование процедур принятия решений при оценке степени старения трансформаторных масел // Электро. 2009. № 1. С. 17-21.
15. Левин В.М. Идентификатор состояний маслонаполненного трансформаторного оборудования на основе анализа растворенных газов // Изв. вузов. Северо-Кавказский регион. Техн. науки. 2014. № 5. С. 22-26.
16. Левин В.М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию // Промышленная энергетика. 2013. № 8. С. 37-42.
17. Левин В.М. Принципы статистической идентификации в задачах диагностирования и мониторинга маслонаполненного оборудования // Материалы трудов XX Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность». Томск, 2014. Т. 1. С. 98-103.
18. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2001. 26 с.
19. Transformer Diagnostics. Facilities Instructions, Stan-

dards, and Techniques // United States Department of the Interior Bureau of Reclamation. 2003. Vol. 3-31. P. 63.

20. Фукунага К. Введение в статистическую теорию распознавания образов: пер. с англ. М.: Наука. 1979. 368 с.

References

1. Ilyushin P.V. Creating a system of control of a technical condition of power facilities and their equipment: [Elektronnyi resurs]. URL: <http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/iljushin.pdf> (data obrashcheniya: 15.07.2016).

2. MU 0634–2006. Guidelines for the diagnosis of power transformers, autotransformers and shunt reactors inputs. M.: Rosenergoatom. 2006. 60 p.

3. RD 34.45-51.300-97. The scope and standards for electrical testing. M.: Izd-vo NTs ENAS, 1997. 153 p.

4. Sidel'nikov L.G., Sedunin A.M., Sykulev A.Yu. Diagnosis of power transformers without removing the operating voltage Transformers maintenance diagnostics and repair life extension // Transformatory: ekspluatatsiya, diagnostirovanie, remont i prodlenie stroka sluzhby: materialy MNPk, posvyashchennoi 70-letiyu V. Sokolova: Ekaterinburg. 2010. P.123-128.

5. Zhang X., Gockenbach E. Asset-Management of Transformers Based on Condition Monitoring and Standard Diagnosis // IEEE Electrical Insulation Magazine. 2008. Vol. 24. № 4. P. 26-40.

6. Picher P., Boudreau J.-F., Manga A., Rajotte C., Tardif C., Bizier G., Di Gaetano N., Garon D., Girard B., Hamel J.-F., Proulx S. Use of Health Index and Reliability Data for Transformer Condition Assessment and Fleet Ranking, A2-101, CIGRE, 2014.

7. Rusov V.A. System diagnostic monitoring of power transformers // ELEKTRO. 2008. № 6. P. 35-37.

8. Sparling B.D., Aubin J. Power transformer life extension through better monitoring: [Elektronnyi resurs]. URL: http://site.geenergy.com/prod_serv/plants_td/en/downloads/power_grid_europe07.pdf (data obrashcheniya: 15.07.2016).

9. Crossey J., Mackenzie E.A. Next generation on-line monitoring and diagnostics for power transformers: [Elektronnyi resurs]. URL: <http://www.cigrecc.org/wpcontent/uploads/>

2012/10/paper-501.pdf (data obrashcheniya: 15.07.2016).

10. Popov G.V., Ignat'ev E.B., Kapustin S.A., Komkov E.Yu., Sizov O.N. Organization of monitoring of power transformers on the basis of complex diagnostics "Diagnostika+" // Vestn. IGEU. 2007. Vyp. 3. P. 1-4.

11. Aksenov Yu.P., Golubev A.V., Zavidei V.I., Yurin A.V., Yaroshenko I.V. The results of long-term periodic diagnostics of power transformers // ELEKTRO. 2006. № 1. P. 28-35.

12. Aksenov Yu.P., Aksenov D.P., Mukhortov A.V., Arches I., Noyu D. The control system reliability, high voltage motors of large oil refinery // Elektro. 2005. № 3. P. 33-37.

13. Young K., Bolme G., Lyles J., Rees D., Velasquez A. Dissolved Gas-in-oil Analysis to Assess the Health of the Lance High Voltage Systems // Proceedings of PAC09, Vancouver, BC, Canada. 2009. P. 1039-1041.

14. Bondarenko V.E., Shutenko O.V. Improving decision-making procedures in the evaluation of the degree of aging of transformer oil // Elektro. 2009. № 1. P. 17-21.

15. Levin V.M. Identifier state oil-filled transformer equipment based on the analysis of dissolved gases // University News. North-Caucasian Region. Technical Sciences Series. 2014. № 5. P. 22-26.

16. Levin V.M. Statistical defect detection method in the power transformers in their maintenance // Industrial Power Engineering. 2013. № 8. P. 37-42.

17. Levin V.M. Principles of statistical identification of problems in the diagnosis and monitoring of oil-filled equipment // Materialy trudov XX Vserossiiskoi nauchno-tekhnikeskoi konferentsii «Energetika: effektivnost', nadezhnost', bezopasnost'». Tomsk, 2014. T. 1. P. 98-103.

18. Guidelines for the diagnosis of developing defects in transformer equipment by the results of dissolved gas in oil analysis. M.: Izd-vo NTs ENAS. 2001. 26 p.

19. Transformer Diagnostics. Facilities Instructions, Standards, and Techniques // United States Department of the Interior Bureau of Reclamation. 2003. Vol. 3-31. P. 63.

20. Fukunaga K. Introduction to statistical pattern recognition theory: per. s angl. M.: Nauka. 1979. 368 p.