



РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА ПРЕДИКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТОЯНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПО НАРАБОТКЕ НА ДЕФЕКТ

Левин В.М., Боярова Д.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

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

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ. В условиях цифровой трансформации электроэнергетики возрастает актуальность разработки распределённых систем управления состоянием оборудования электрических сетей, основанных на прогнозировании наработки на дефект с определением адаптивной периодичности профилактического воздействия. ЦЕЛЬ. Обосновать целесообразность создания и применения подобной системы управления ремонтами электроустановок на основе статистики тепловизионного контроля (ТВК) как альтернативы локальным системам on-line мониторинга на базе различных температурных датчиков. Разработать предиктивную математическую модель для определения времени наработки на развитый дефект в оборудовании. Сформировать методику расчета адаптивной периодичности вывода оборудования в ремонт по техническому состоянию. МЕТОДЫ. В исследовании применялись методы статистической обработки данных и проверки статистических гипотез, формирования однородных Марковских моделей с непрерывным временем, численного моделирования в программной среде MathCAD. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье раскрыта актуальность темы, изложены методические аспекты распределенной предиктивной системы управления ремонтами оборудования электрических сетей, показаны её преимущества перед локальными системами контроля на базе современных температурных датчиков, предложены модели прогнозирования наработки на развитый дефект в оборудовании и периодичности его профилактических ремонтов по фактическому техническому состоянию. Приведен расчёт периодичности профилактического обслуживания трансформаторов КТП-6/0,4 кВ одного из электрохозяйств на основе прогноза наработки на развитый дефект, иллюстрирующий возможности заявленной методики. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Предложенная система распределенного предиктивного управления техническим состоянием оборудования электрических сетей по наработке на дефект в отличие от локальных систем температурного контроля на основе современных датчиков имеет большую функциональность при существенной экономии затрат. Её применение гарантированно обеспечивает эффективность управления профилактикой оборудования за счет высокой достоверности прогноза наработки на дефект и определения адаптивной периодичности профилактического воздействия.

Ключевые слова: управление ремонтами; электрооборудование; наработка на дефект; предиктивная модель; периодичность профилактик; распределенная система управления.

Благодарности: Статья выполнена по результатам НИР в рамках договора «Разработка стандарта и методических документов для оптимизации системы технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ДО ПАО «Газпром нефть» по техническому состоянию и наработке».

Для цитирования: Левин В.М., Боярова Д.А. Распределенная система предиктивного управления состоянием оборудования электрических сетей по наработке на дефект // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 3. С. 123-134. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-3-123-134.

DISTRIBUTED PREDICTIVE CONTROL SYSTEM FOR THE CONDITION OF POWER GRID EQUIPMENT BASED ON THE OPERATING TIME FOR A DEFECT

Levin V.M., Boyarova D.A.

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

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

Abstract: *RELEVANCE.* In the context of the digital transformation of the electric power industry, the urgency of developing distributed control systems for the condition of electrical network equipment based on forecasting the operating time for a defect with the determination of the adaptive frequency of preventive action is increasing. *THE PURPOSE.* To justify the expediency of creating and applying a similar electrical installation repair management system based on thermal imaging control (TIC) statistics as an alternative to local on-line monitoring systems based on various temperature sensors. To develop a predictive mathematical model to determine the operating time for a developed defect in the equipment. To form a methodology for calculating the adaptive frequency of equipment withdrawal for repair according to technical condition. *METHODS.* The research uses methods of statistical data processing and statistical hypothesis testing, the formation of homogeneous Markov models with continuous time and numerical modeling in the MathCAD software environment. *RESULTS.* The article reveals the relevance of the topic, outlines the methodological aspects of a distributed predictive control system for repairs of electrical network equipment, shows its advantages over local control systems based on modern temperature sensors, suggests models for predicting operating time for a developed defect in equipment and the frequency of its preventive repairs according to the actual technical condition. The calculation of the frequency of preventive maintenance of CTS-6/0.4 kV transformers of one of the electric utilities is given based on the forecast of operating time for a developed defect, illustrating the possibilities of the claimed technique. *CONCLUSION.* The proposed system of distributed predictive control of the technical condition of electrical network equipment based on operating time for a defect, unlike local temperature control systems based on modern sensors, has great functionality with significant cost savings. Its use is guaranteed to ensure the effectiveness of equipment prevention management due to the high reliability of the forecast of operating time for a defect and the determination of the adaptive frequency of preventive action.

Keywords: repair management; electrical equipment; operating time for a defect; predictive model; periodicity of preventive measures; distributed control system.

Acknowledgments: The article is based on the results of research within the framework of the agreement "Development of standard and methodological documents for optimizing the system of maintenance and repair of power equipment to PJSC Gazprom Neft in terms of technical condition and operating time"

For citation: Levin V.M., Boyarova D.A. Distributed predictive control system for the condition of power grid equipment based on the operating time for a defect. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2025; 27 (3): 123-134. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-3-123-134.

Введение (Introduction)

Современные тенденции построения систем управления ремонтами оборудования электрических сетей базируются на применении методов неразрушающего контроля (НК), которые обеспечивают сбор диагностической информации с непосредственно работающего объекта без ограничения его пребывания в работоспособном состоянии [1-4]. В этих условиях данные диагностического контроля приобретают наибольшую значимость с точки зрения оценки текущего технического состояния объекта, так как отражают его реакцию на функционирование под влиянием рабочих воздействий.

В электрических сетях и электроустановках 6(10) кВ наиболее характерным и массовым видом неисправности является нарушение качества многочисленных контактных соединений, вызывающее их термические перегревы. Эти обстоятельства определили доминирующие позиции подобных неисправностей в интегральной оценке технического состояния электрооборудования (ЭО) 6(10) кВ. Одним из основных методов НК для выявления многообразных термических аномалий при эксплуатации ЭО является метод ТВК [5-7]. Метод ТВК позволяет оперативно и бесконтактно с помощью инфракрасной камеры

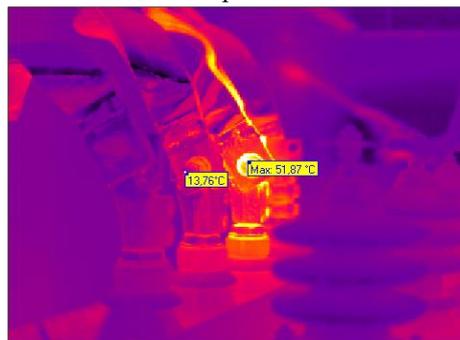
(тепловизора) измерять значение разности температур нагрева поверхности объекта в точке контроля $\theta_{\text{п}}$ и окружающей среды $\theta_{\text{с}}$, °С:

$$\Delta\theta = \theta_{\text{п}} - \theta_{\text{с}} \quad (1)$$

и фиксировать изображение контролируемого объекта в инфракрасном диапазоне частот. На рисунке 1 представлены термограммы поверхностей различных функциональных узлов трансформаторного оборудования, работающего в составе комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 6/0,4 кВ системы электроснабжения нефтепромысла. Термограммы содержат информацию о техническом состоянии функциональных узлов в форме максимальных температур нагрева поверхностей °С в зоне предполагаемого дефекта. К достоинствам ТВК помимо бесконтактного способа применения относят: мобильность и простоту доставки тепловизора на объекты электрохозяйства, универсальность и доступность метода для широкой линейки ЭО.



ТМ-630 6/0,4 кВ КТП-1 К-152Б



ТМ-630 6/0,4 кВ КТП-2 К-160А

Рис. 1. Термограммы дефектных трансформаторов

Fig. 1. Thermograms of defective transformers

*Источник: Составлено авторами. Source: compiled by the authors.

Регламент ТВК предусматривает периодическое пребывание тепловизора на линиях электропередачи (ЛЭП) и подстанциях (ТП) электрических сетей, получение и расшифровку термограмм, выдачу диагностических заключений и формирование протоколов. По полученным заключениям специалисты производят отбраковку ЭО и объектов электрической сети с выявленными признаками термических дефектов. После чего планируется корректирующее воздействие на объект с целью устранения выявленного опасного дефекта и предотвращения отказа.

Возможности достаточно частого воспроизведения инфракрасных измерений на однотипных объектах стимулируют диагностов энергокомпании к формированию цифровых архивов термограмм. Востребованность создания диагностического архива термограмм, структурированного по сетевым районам и производственным отделениям компании, обусловлена не только тем, что существенно ускоряет идентификацию вновь обнаруживаемых в ЭО дефектов и повышает её достоверность, но также тем, что увеличивает репрезентативность статистических выборок по типам контролируемых объектов, видам дефектов и стадиям их развития [8]. Таким образом, наличие актуальной и представительной статистики диагностических измерений ЭО является не просто результатом исполнения регламента оперативной эксплуатации, но служит необходимым условием для создания распределенной системы предиктивного управления его техническим состоянием.

Целью статьи является обоснование перспективности данного направления как альтернативы применению более затратных локальных систем on-line мониторинга термических аномалий в ЭО на основе современных температурных датчиков. Это направление оформилось в последнее десятилетие как отклик на ухудшение ситуации по надежности и пожарной безопасности в электрических сетях 0,4-10 кВ и базируется на разработках температурных датчиков, использующих различные (в том числе не «джоулевы») физические эффекты. Представленное в [9-11] техническое решение состоит в использовании газогенерирующих наклеек на контактных соединениях ЭО, газового датчика и контрольно-приёмного устройства. При нагреве контактного соединения выше предельно-допустимой температуры газогенерирующие наклейки изменяют окраску и выделяют сигнальный газ, который фиксируется газовым датчиком. Сигнал о перегреве передается по информационной цепи на пожарную сигнализацию или в центр принятия

решений, где формируется и обрабатывается соответствующая управляющая команда. Другое решение [12] связано с применением пассивных температурных датчиков на основе поверхностных акустических волн (ПАВ). Система мониторинга температуры токоведущих частей ЭО, использующая ПАВ датчики, обладает повышенной точностью, возможностью идентификации точки измерений температуры по радиочастотному датчику, высокой радиационной стойкостью. Одно из комбинированных решений представляет комплекс мониторинга температуры ПАРМА КМТ [13], который выполняет ряд задач в электроустановках 6-35 кВ и отвечает основным требованиям заказчиков. Не смотря на индивидуальные достоинства представленных on-line решений, все они имеют локальную область применения, ограниченную особенностями монтажа, дальностью передачи информации и количеством опрашиваемых датчиков. Возможности их применения в масштабе распределительных электрических сетей нефтепромыслов с большим количеством и значительной удаленностью объектов 6-35 кВ существенно ограничиваются относительно высокой стоимостью оборудования и эксплуатационными затратами. По оценкам разработчика системы «ТермоСенсор», позиционирующего её как самое дешёвое решение в мире по обнаружению перегревов ЭО [9], затраты на обвязку одной ТП-6(10)/0,4 кВ в среднем составляют 1% от её стоимости. Если учесть, что количество подобных объектов лишь в одном из производственных отделений энергосервисной компании достигает 300-500 единиц, становится очевидной высокая стоимость реализации при масштабировании локальных on-line решений. Кроме того не исследованными остаются вопросы по интеграции подобных решений в корпоративные системы управления производственными активами [14], что также ограничивает область их применения. Перечисленные факторы даже без детальных расчетов дают представление об экономии затрат в вариант off-line системы, учитывая что её диагностическая и вычислительная инфраструктуры уже сформированы и функционируют. Таким образом, в указанных условиях актуальны исследования в направлении создания распределенных off-line систем управления ремонтами ЭО 6(10) кВ на основе статистики ТВК с прогнозированием наработки на дефект и определением оптимальной периодичности профилактического обслуживания.

Материалы и методы (Materials and methods)

Исследование и разработка системы поддержки принятия решений (СППР) по эксплуатации объектов в электрических сетях 6(10) кВ нефтепромыслов выполнялись в следующем порядке:

- 1) Выбор контролируемых объектов;
- 2) Определение исходной диагностической информации, способов обработки и накопления данных о развитии дефектов;
- 3) Классификация состояний ЭО (стадий развития дефектов) и формирование статистических выборок;
- 4) Формализация предиктивной модели наработки на дефект и её верификация;
- 5) Моделирование процессов обслуживания по техническому состоянию и получение функциональной зависимости периодичности профилактик ЭО от прогнозируемой наработки на дефект;
- 6) Разработка архитектуры СППР и набора её функций;
- 7) Валидация системы на реальных наборах данных.

Контролируемыми объектами электрических сетей 6(10) кВ являются воздушные и кабельные линии электропередачи (ВЛ, КЛ), а также оборудование ТП (трансформаторы, коммутационные аппараты, заземляющие устройства, др.). Одним словом всё, что в процессе эксплуатации подвергается периодическому ТВК. Перечень ЭО с данными технических паспортов и историей их эксплуатации хранится в электронной базе данных каждого структурного подразделения (сетевое район, производственного отделения, энергосервисной компании). В качестве диагностической информации по каждому из объектов контроля фигурирует протокол ТВК, который содержит дату измерения, и результат в виде инфракрасного изображения зоны контроля с выделением разности температур $\Delta\theta$ °С нагрева поверхности объекта и окружающей среды. Кроме этого протокол содержит диагностическое заключение об отсутствии / наличии дефекта в ЭО, предполагаемой стадии развития и рекомендаций о целесообразном порядке дальнейшей эксплуатации (введения корректирующего воздействия). Отбраковка ЭО выполняется по параметру состояния (1) с применением правил идентификации стадии развития дефекта, утвержденных корпоративным регламентом. В таблице 1 в качестве примера показаны критерии идентификации дефектов в ЭО по результатам ТВК из корпоративного регламента энергосервисной

компании ООО «Ноябрьскэнергонефть». В примере (табл. 1) использована известная трехуровневая шкала идентификации, по которой стадии развития дефекта включают: «начальную» «Н» – при незначительном превышении одним или несколькими параметрами состояния установленных предельных норм; «развитую» «Р» – при значительном превышении; «аварийную» «А» – при критическом превышении. В соответствии с указанной классификацией дефект типа «Н» не нуждается в учащенном контроле и допускает продолжение эксплуатации ЭО в штатных режимах. Напротив, дефект типа «Р» требует учащенного контроля и нуждается в устранении при ближайшем по графику плановом отключении объекта. Аварийная стадия развития дефекта «А» наиболее опасна внезапным возникновением отказа. Поэтому фиксация в электрооборудовании дефекта типа «А» требует от службы эксплуатации особого внимания и незамедлительного отключения объекта для устранения выявленного дефекта. В проведенном исследовании анализу подлежит случайный процесс развития дефектов в ЭО электрической сети 6(10) кВ. В связи с этим в рассмотрение введен параметр потока дефектов, в качестве которого использован интервал наработки на дефект в определенной стадии развития, рассчитываемый по формуле:

$$\tau_d^k = DT_0 \frac{N_d}{N_d^k} \quad (2)$$

Таблица 1
Table 1

Классификация дефектов по результатам ТВК
Classification of defects based on the results of thermal imaging control (TIC)

Диапазон параметра	Стадия развития дефекта	Рекомендация по эксплуатации
$\Delta\theta \leq 5^\circ\text{C}$	«Н» начальная	Периодический контроль
$5 < \Delta\theta \leq 35^\circ\text{C}$	«Р» развитая	Ревизия во время ближайшего профилактического ремонта
$\Delta\theta > 35^\circ\text{C}$	«А» аварийная	Срочный вывод из работы для восстановления

*Источник: Составлено авторами. Source: compiled by the authors.

Здесь: N_d^k , шт. – количество протоколов ТВК ЭО с выявленными дефектами в k -й стадии развития; N_d , шт. – суммарное количество дефектных протоколов; DT_0 , час/лет – стартовый интервал наблюдения (исходная глубина ретроспективы). Таким образом, цензурированные выборки формируются по параметру (2) на интервале наблюдения DT_0 по каждому из объектов, типов ЭО 6(10) кВ и стадии развития дефектов. Ключевую роль с точки зрения репрезентативности формируемых выборок играет глубина ретроспективы. Исследованиями [8] установлены целесообразные границы стартового интервала наблюдения, обеспечивающие допустимую представительность привлекаемой статистической информации $5 \leq \Delta T_0 < 8$.

В качестве математического аппарата для построения предиктивной вероятностной модели, описывающей стохастический процесс изменения наработки на дефект k -й стадии развития в ЭО, могут быть использованы скрытые Марковские процессы (Hidden Markov Processes) [15, 16]. Скрытые Марковские модели (СММ) описывают два случайных процесса. Первый, наблюдаемый случайный процесс является основным и контролируемым. Информация от него доступна в результате периодических наблюдений. Второй случайный процесс представляется скрытым, а его параметры следует определять на основе доступных наблюдений. В рассматриваемом случае основным процессом является процесс диагностирования (ТВК) ЭО, а скрытым – процесс возникновения и развития дефекта. Поскольку применение СММ к задачам анализа дефектов в ЭО недостаточно изучено, в исследовании использован подход на основе штатных методов теории вероятности и математической статистики, обработки данных и проверки гипотез [17]. Предложен следующий алгоритм расчетов:

- 1) для каждого вида ЭО составляются выборки данных на интервале наблюдения 8640 часов (1 год);
- 2) задаются количества элементарных временных интервалов внутри полного интервала наблюдения;
- 3) для каждого элементарного интервала определяется количество выявленных по критериям отбраковки дефектов k -й стадии развития;

4) формируются интегральные функции распределения случайной величины интервала наработки (2): $F(\tau_d^H)$; $F(\tau_d^P)$; $F(\tau_d^A)$;

5) производится аппроксимация интегральных функций распределения интервала наработки τ_d^k полиномом вида: $A \cdot \ln(\tau_d^k) + B$, где А и В – вычислительные константы;

6) выполняется проверка статистической гипотезы о законе распределения наработки на дефект;

7) определяются вероятности противоположных событий: $P(\tau_d^k)$ – вероятность не возникновения дефекта k -й стадии развития в ЭО на рассматриваемом интервале наработки; $Q(\tau_d^k) = 1 - P(\tau_d^k)$ – вероятность возникновения дефекта;

8) по заданной вероятности производится определение среднего значения частоты возникновения дефекта $\omega_d^k = \frac{1}{\tau_d^k}$ (час⁻¹/год⁻¹).

Полученные модели позволяют с заданной вероятностью прогнозировать значение частоты возникновения дефекта (наработки на дефект) определенной стадии развития для любого типа контролируемого ЭО на интервале DT . Проведенная верификация моделей на актуальных наборах данных показала, что наиболее достоверные результаты получаются при $DT = 1 \div 2$ года. Новая диагностическая информация, пополнившая за это время базы данных ТВК, участвует в расчетах по корректировке предиктивных моделей на следующем интервале времени.

Для описания процессов обслуживания по техническому состоянию и получения функциональной зависимости периодичности профилактик ЭО T_{II} от прогнозируемой частоты возникновения дефектов ω_d^k эффективны однородные Марковские (полумарковские) модели с дискретными состояниями и непрерывным временем [8, 18]. На рисунке 2 показан направленный граф состояний унифицированной модели технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) по фактическому состоянию ЭО. Вершины графа представляют состояния, в которых может находиться ЭО в процессе эксплуатации, а дуги обозначают переходы из одного состояния в другое.



$$\begin{aligned} \lambda_{12} \cdot \pi_1 - (\lambda_{21} + \lambda_{23} + \lambda_{24}) \cdot \pi_2 &= 0 \\ \lambda_{23} \cdot \pi_2 - \lambda_{31} \cdot \pi_3 &= 0 \\ \lambda_{14} \cdot \pi_1 + \lambda_{24} \cdot \pi_4 - \lambda_{41} \cdot \pi_4 &= 0 \\ \sum_{i=1}^4 \pi_i &= 1. \end{aligned} \quad (3)$$

- 1 – работоспособное состояние ЭО;
- 2 – состояние диагностирования;
- 3 – состояние профилактики;
- 4 – состояние аварийного ремонта.

Рис. 2. Граф состояний модели ТОиР ЭО
Fig. 2. Graph of states of the MRO EO model

*Источник: Составлено авторами. Source: compiled by the authors.

Здесь: π_i ($i = 1, \dots, n$) – финальные вероятности состояний ЭО; λ_{ij} ($i, j = 1, \dots, n; i \neq j$) – интенсивности переходов из i -го состояния в j -е состояние в процессе эксплуатации. Указанные интенсивности представляют собой функции периодичностей и продолжительностей предписанных эксплуатационных операций. Так, например: $\lambda_{12} = \Delta t^{-1}$ (Δt – периодичность диагностирования, ТВК); $\lambda_{14} = \omega = \omega_0 + b \cdot t$ учитывает изменение средней частоты отказов ЭО под влиянием процессов старения (ω_0 , год⁻¹ – начальное значение частоты отказов; b , год⁻² – темпы старения ЭО). Преобразования системы уравнений (3) позволяют получить выражение для искомой периодичности профилактик как среднего времени пребывания ЭО в работоспособном состоянии [8]:

$$T_{II} = \frac{1 + \Delta t^{-1} \cdot T_k + (\omega + q_3 \cdot \Delta t^{-1}) \cdot T_{AB}}{q_2 \cdot \Delta t^{-1}}, \quad (4)$$

где: T_k и T_{AB} – средние продолжительности ТВК и аварийного восстановления ЭО, а q_2 и

q_3 – вероятности исходов диагностирования ЭО, которые обозначают, что за время Δt между двумя очередными сеансами ТВК дефект k -й стадии появится, но не успеет (q_2) или успеет (q_3) перейти в отказ. Вероятности этих исходов совместно с q_1 , обозначающей вероятность того, что за время Δt дефект не успеет возникнуть, составляют полную группу событий и являются функциями средней частоты возникновения дефектов ω_d :

$$q_1 = e^{-\omega_d \Delta t}; \quad q_2 = \frac{\omega^{-1} \cdot (e^{-\omega \Delta t} - e^{-\omega_d \Delta t})}{\omega^{-1} - \omega_d^{-1}}; \quad q_3 = 1 - \frac{(\omega^{-1} \cdot e^{-\omega \Delta t} - \omega_d^{-1} \cdot e^{-\omega_d \Delta t})}{\omega^{-1} - \omega_d^{-1}}. \quad (5)$$

Численное моделирование по выражениям (4), (5) в программном комплексе MathCAD при вариации ω_d^P в интервале от 0,1 до 1,0 год⁻¹ обеспечило формирование корреляционной функции $T_{II}(\omega_d^P)$ (рис. 3) с аппроксимацией её полиномом вида

$$T_{II} = C \cdot (\omega_d^P)^D. \quad (6)$$

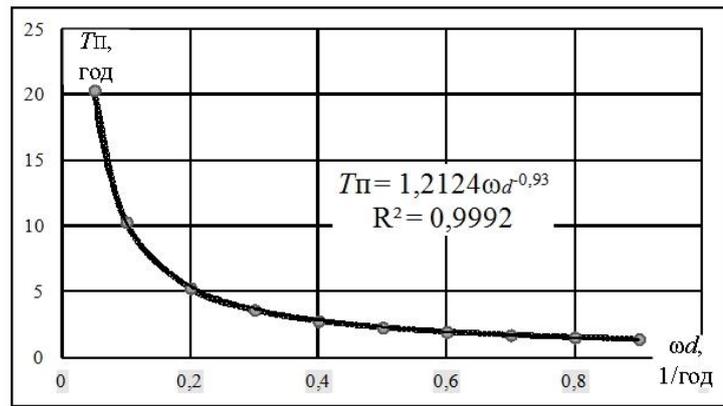


Рис. 3. Корреляционная функция $T_{II}(\omega_d^P)$ и её полиномиальная аппроксимация

Fig. 3. Correlation function $T_{II}(\omega_d^P)$ and its polynomial approximation

*Источник: Составлено авторами. Source: compiled by the authors.

Исследованиями установлены вычислительные особенности определения коэффициентов C и D полинома для различных объектов и типов ЭО [18]. Так, например, для оборудования ТП, включая силовые трансформаторы, коэффициенты представляют собой функции периодичности диагностирования Δt , которые представлены следующими выражениями:

$$C = e^{0,349 \cdot \Delta t}, \quad D = 0,142 \cdot \ln(\Delta t) - 0,801. \quad (7)$$

Зависимость коэффициентов полинома от частоты отказов ω практически не проявилась, и ею можно пренебречь без потери точности. Для ВЛ же наоборот характерной является зависимость коэффициентов полинома от средней частоты отказов ω , которая согласно результатам обработки многолетней статистики аварийных отключений ВЛ изменяется в широких пределах от 0,06 до 0,6 год⁻¹ [8]. Полученная зависимость выглядит следующим образом:

$$C = 0,821 \cdot e^{0,368 \cdot \omega}, \quad D = 0,009 \cdot \ln(\omega) - 1,047. \quad (8)$$

Периодичность диагностирования (ТВК) ВЛ практически не сказывается на значениях коэффициентов полинома, а, следовательно, не влияет на периодичность профилактик (6).

При выполнении численного моделирования с применением выражений (4) и (5) в программной среде MathCAD варьированию в достаточно широких пределах подлежали такие факторы, как темпы старения ЭО, $b \in [0,001 \div 0,01]$ и периодичность диагностирования (ТВК), $\Delta t \in [0,1 \div 1,0]$. Это позволило расширить область существования и достоверного применения предиктивных моделей с учетом влияния значимых факторов.

Таким образом, располагая данными о текущем либо прогнозном значении средней частоты появления развитого дефекта конкретного объекта (типа ЭО) ω_d^P , можно аналитически по выражениям (6)-(8) или графически (рис. 3) определить оптимальную в смысле надежности периодичность очередной профилактики T_{II} .

Архитектура распределенной СППР по управлению техническим состоянием объектов и ЭО 6-35 кВ электрических сетей нефтепромыслов представлена на рисунке 4.

Ей характерен вид классической пирамиды, в основании которой располагается уровень электрохозяйств потребителей. На этом начальном уровне происходит сбор и обработка данных, то есть формирование электронной базы протоколов ТВК, идентификация дефектов в ЭО и составление статистических выборок.

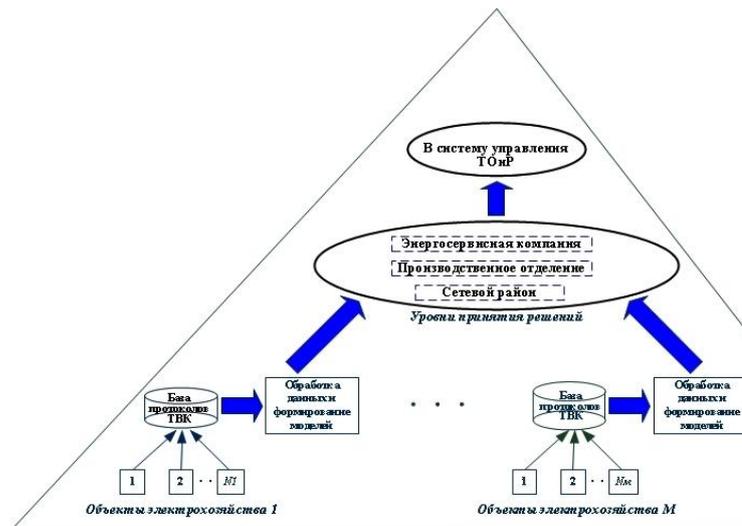


Рис. 4. Архитектура распределенной СППР по управлению состоянием ЭО

Fig. 4. Architecture of a distributed DSS for equipment condition management

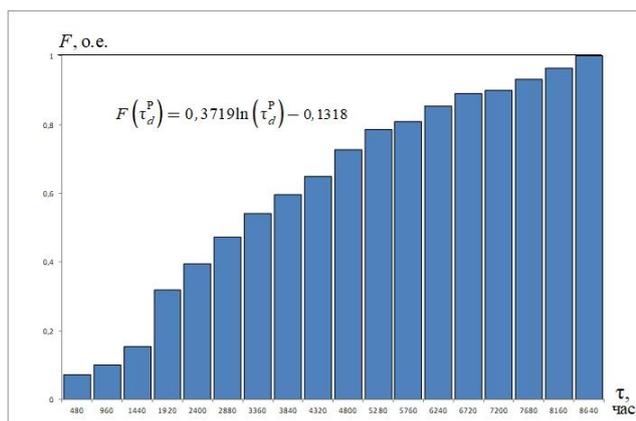
*Источник: Составлено авторами. Source: compiled by the authors.

Здесь же производится формирование предиктивных вероятностных моделей определения наработки на термический дефект развитой стадии. Возможность прогнозирования развитого дефекта и корректировки периодичности профилактики ЭО на начальном уровне электрохозяйств обеспечивает максимальную адресность в принятии решений по фактическому техническому состоянию каждой единицы ЭО с учетом влияния значимых факторов. Следующие, более высокие уровни СППР повторяют иерархическую структуру предприятия. К ним относятся уровень сетевого района, уровень производственного отделения и уровень энергосервисной компании. Перечисленные уровни системы опираются на расширенные перечни объектов и ЭО и предназначены для интеграции исходной информации, а также принимаемых решений с целью учета территориальных, технологических, финансовых и иных производственных особенностей различных структурных подразделений и энергосервисной компании в целом. Наивысший уровень СППР – это уровень корпоративной системы ТОиР, который отвечает за планирование ремонтов с учетом выделенных ресурсов, контроль реализации планов, оценку их эффективности. Таким образом, за счет активации каждого локального уровня принятия решений обеспечивается реализация принципов распределенности и вертикальной интегрированности системы управления ремонтами ЭО. На рисунке не отражена временная иерархия взаимодействий между уровнями СППР, однако некоторые её характеристики требуют пояснения. Так, начальная база протоколов ТВК формируется на интервале наблюдения $DT_0 = 5 - 8$ лет. На её основе выполняется построение стартовых математических моделей. Затем по истечении временного периода $DT = 1 \div 2$ года формируется пополнившаяся и обновленная база диагностической информации, которая участвует в новых расчетах и корректировке математических моделей оценки и прогноза. Процесс функционирования СППР циклически повторяется. Для лучшего представления методики формирования моделей рассмотрим её основные этапы на конкретном практическом примере.

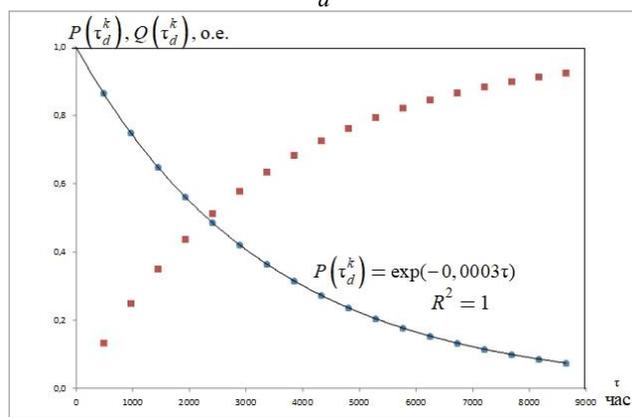
Результаты и обсуждение (Results and discussions)

В качестве примера рассмотрен случайный процесс дефектообразования с фиксацией стадий развития дефектов в ЭО одной из сетевых компаний, питающих объекты нефтепромыслов на территории ЯНАО. Объектами ТВК являлись трансформаторы КТП 6/0,4 кВ одного из электрохозяйств нефтедобычи. При отбраковке ЭО по параметру (1) выполнялась идентификация стадий развития дефекта с помощью критериев (табл. 1). Глубина ретроспективы для обследованных трансформаторов КТП 6(10) кВ в количестве 954 единицы составляла 6 лет с 2008 по 2013 годы и включала 383 дефектных протокола ТВК. Из них 47 протоколов ТВК было идентифицировано как «Н», 229 как «Р», 107 как

«А». Это подтверждало достаточную репрезентативность сформированных статистических выборок. За рассмотренный интервал времени все трансформаторы КТП 6(10) кВ были подвергнуты процедуре ТВК. В связи с этим полученная статистика представляла собой формат данных многолетних стендовых испытаний однотипного оборудования, что определило методы ее обработки. Ежегодный интервал наблюдения 8640 часов разбивался на 18 равных элементарных временных интервалов по 480 часов в каждом. На элементарном временном интервале определялось количество выявленных по критериям таблицы 1 дефектов в k -й стадии развития. Определены интегральные функции распределения случайной величины интервала наработки $F(\tau_d^H)$, $F(\tau_d^P)$, $F(\tau_d^A)$, значения которых позволили найти вероятности обнаружения в трансформаторе дефектов каждой k -й стадии развития. На рисунке 5-а в качестве примера приведена зависимость $F(\tau_d^P)$ для самой представительной из выборок данных.



a



b

Рис. 5. Эмпирическая функция распределения вероятности обнаружения дефекта «P» стадии – a; расчетные вероятности обнаружения дефекта «P» стадии на интервале наработки – b

Fig. 5. Empirical probability distribution function for detecting a defect of stage «P» – a; calculated probabilities of detecting a defect of stage «P» in the operating time interval – b

*Источник: Составлено авторами. Source: compiled by the authors.

На рисунке 5-б показаны вероятности противоположных событий выявления и не выявления в объекте дефектов «P» стадии на рассматриваемом интервале наработки. Внешний вид указанных функций позволил выдвинуть гипотезу об экспоненциальном законе распределения наработки на дефект, что было подтверждено проверкой соответствующей начальной гипотезы по критерию Колмогорова-Смирнова [17]. Таким образом, искомое значение наработки трансформаторов КТП 6(10) кВ на дефект «P» стадии τ_d^P составило 3333 час. (0,386 год), а средней частоты появления дефекта ω_d^P соответственно – $0,0003 \text{ час}^{-1}$ ($2,592 \text{ год}^{-1}$).

Оценка необходимой периодичности профилактик выполнялась с учётом эксплуатационных параметров контролируемых объектов в формате разработанной математической модели:

$$T_{II} = e^{[0,349 \cdot 1,0]} \cdot 2,592^{[0,142 \cdot \ln(1,0) - 0,801]} = 0,67 \text{ (год)},$$

где: $\Delta t = 1,0$, $T_k = 0,0001$, $T_{AB} = 0,001$ (год); $\omega_0 = 0,015$ (год⁻¹); $b = 0,005$ (год⁻²); $q_1 = 0,12$, $q_2 = 0,6$, $q_3 = 0,28$ (о.е.). Применение зависимостей (6), (7), (8) позволяет установить необходимость плановой профилактики не реже 1 раза в год, что полностью согласуется с наблюдаемой статистикой ТВК и темпами старения обследуемого парка ЭО на интервале 2008 – 2013 лет.

Заключение (Conclusions)

1. Цифровая трансформация отрасли актуализирует создание эффективных систем управления техническим состоянием многочисленных объектов и оборудования 6(10) кВ в электрических сетях нефтепромыслов. Современные температурные датчики, использующие цветовые, акустические, химические и прочие эффекты для контроля и фиксации термических аномалий в электроустановках, обладают неоспоримыми достоинствами, что обеспечивает их применение в локальных on-line системах мониторинга пожароопасных и особо ответственных объектов. Их применение в системах электроснабжения нефтепромыслов с большим количеством и значительными расстояниями между объектами ограничено особенностями монтажа, дальностью передачи информации и количеством опрашиваемых датчиков. Это многократно повышает стоимость локальных on-line решений и снижает конкурентоспособность по отношению к распределенным off-line системам управления ТОиР ЭО, использующим многолетнюю статистику ТВК и цифровые модели на её основе.

2. В статье предложена архитектура и состав функций СППР по эксплуатации объектов и оборудования 6(10) кВ в электрических сетях нефтепромыслов, реализующей принципы распределенности и интегрированности. Представлена комплексная методика формирования предиктивных моделей для оценки времени наработки на требующий устранения дефект развитой стадии в ЭО, а также адаптивной периодичности введения необходимого корректирующего воздействия. Используемый математический аппарат базируется на методах математической статистики и теории однородных Марковских процессов с непрерывным временем. Это обеспечивает адекватность разработанных цифровых моделей и достоверность получаемых с их помощью оценок. Приведенный числовой пример иллюстрирует этапность и последовательность процедуры расчетов в СППР с применением предложенных решений.

Литература

1. Ermakova D. A., Fateev V. A. Information System for Predicting the Technical Condition of Electrical Equipment Devices, BIO Web of Conferences 63, 02007 (2023) ASE-2023. <https://doi.org/10.1051/bioconf/20236302007>.
2. Timothy L. J., Shantala A. R., Kevin E. W., Condition Prediction for Manufacturing Electrical Equipment, IFAC Proceedings Volumes, Vol. 37, Issue 4, 2004, pp. 373-382, [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)36145-1](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)36145-1).
3. Shcherbatov I., Lisin E., Rogalev A., Tsurikov G., Dvořák M. and Strielkowski W. Power Equipment Defects Prediction Based on the Joint Solution of Classification and Regression Problems Using Machine Learning Methods, *Electronics* 2021, 10, 3145. <https://doi.org/10.3390/electronics10243145>.
4. Левин В.М., Гужов Н.П., Боярова Д.А. Риск-ориентированный подход к выбору стратегии управления производственными активами энергетической компании // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2023, Т.25. № 6. С. 29-42. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-6-29-42.
5. Шпиганович А.Н., Шпиганович А.А., Петров А.Р., Грачева Е.И. Тепловизионный контроль электрооборудования промышленных предприятий // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2024, № 26(2). С. 68-77. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2024-26-2-68-77>.
6. Laib dit Leksir Y., Mansour M., Moussaoui A. Localization of thermal anomalies in electrical equipment using Infrared Thermography and support vector machine // *Infrared Physics & Technology*, Vol. 89, 2018, pp. 120-128. <https://doi.org/10.1016/j.infrared.2017.12.015>.
7. Balakrishnan G.K., Yaw C.T., Koh S.P., Abedin T., Raj A.A., Tiong S.K., Chen C.P. A Review of Infrared Thermography for Condition-Based Monitoring in Electrical Energy: Applications and Recommendations // *Energies* 2022, 15, 6000. <https://doi.org/10.3390/en15166000>.
8. Левин В.М. Управление надежностью и техническим состоянием оборудования в задачах эксплуатации электрических сетей: монография / В.М. Левин, Д.В. Танфильева. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2023. – 240 с.
9. Прокопов Е.С., Высогорец С.П., Лесив А.В. Инновационная технология в области обнаружения дефектов контактных соединений и контактов комплектных распределительных

устройств. – Энергетика и нефтегазохимический комплекс Татарстана в начале XXI века, 2020, № 16. Доступно по: <https://energoneftegazhim.ru/cat/89/1038/> (дата обращения 05.09.2024).

10. Высокорец С.П., Лесив А.В. Мониторинг состояния контактной системы электрооборудования в сетях 0,4-10 кВ системой «ТермоСенсор». – Информационный справочник. Вып. 2. Проектирование, монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования, 2018. – С. 30-45.

11. Охлопков А.В., Сигитов О.Ю., Битнев В.Д., Лапухин С.Н., Куницкий А.Г. Технические решения по обнаружению перегрева элементов распределительных устройств напряжением 0,4–10 кВ // *Электричество* 2022, №3. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2022-3-58-66>.

12. Ситкин М.К., Строганов К.А., Люлин Б.Н., Попова Е.М., Шубарев В.А. Применение беспроводных систем мониторинга температуры ПАВ-Термо производства ОАО «Авангард» в электрических шкафах. Доступно по: <https://mwelectronics.etu.ru/assets/files/2023/novoe/574-578.pdf> (дата обращения 05.09.2024).

13. Гаврилов А.В. Комплекс мониторинга температуры ПАРМА КМТ // *Электроэнергия. ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ*. 2023, №3(78). – С. 126-127.

14. Топильский Д.В. Создание системы управления ремонтами энергетического оборудования на основе риск-ориентированного подхода на базе информационной системы «Управление планово-предупредительными ремонтами энергооборудования (УППРЭ)» // *Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета*. 2023, № 2(140). С. 94-102.

15. Ephraim Y. and Merhav N. Hidden Markov processes in *IEEE Transactions on Information Theory*, Vol. 48, № 6, pp. 1518-1569, June 2002, doi: 10.1109/TIT.2002.1003838.

16. Bouguila N., Fan W., Amayri M. Hidden Markov Models and Applications // *Springer* 2022, ISBN 978-3-030-99141-8. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-99142-5>.

17. Смирнов Н.В., Белугин Д. А. Теория вероятностей и математическая статистика в приложении к геодезии. – М.: Недра, 1969. – 379 с.

18. Левин В.М., Лукьянова Е.А., Сорокин И.В. Адаптация периодичности технического обслуживания оборудования электрических сетей по наблюдаемой частоте неисправностей. В кн. Автоматизация и энергосбережение машиностроительного и металлургического производств, технология и надежность машин, приборов и оборудования: материалы X Международной научно-технической конференции. – Вологда: ВоГУ, 2015. С. 101-105.

Авторы публикации

Левин Владимир Михайлович – д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0880-3989>. levin@power.nstu.ru.

Боярова Диана Андреевна – аспирант Новосибирского государственного технического университета.

References

1. Ermakova D. A., Fateev V. A. Information System for Predicting the Technical Condition of Electrical Equipment Devices, BIO Web of Conferences 63, 02007 (2023) ASE-2023. <https://doi.org/10.1051/bioconf/20236302007>. (In Russ).

2. Timothy L. J., Shantala A. R., Kevin E. W., Condition Prediction for Manufacturing Electrical Equipment, IFAC Proceedings Volumes, Vol. 37, Issue 4, 2004, pp. 373-382, [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)36145-1](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)36145-1).

3. Shcherbatov I., Lisin E., Rogalev A., Tsurikov G., Dvořák M. and Strielkowski W. Power Equipment Defects Prediction Based on the Joint Solution of Classification and Regression Problems Using Machine Learning Methods, *Electronics* 2021, 10, 3145. <https://doi.org/10.3390/electronics10243145>.

4. Levin V.M., Guzhov N.P., Boyarova D.A. Risk-based approach to choosing the production asset management strategy for energy company. // *Power engineering: research, equipment, technology*. 2023; 25 (6). S. 29-42. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-6-29-42. (In Russ.).

5. Shpiganovich A.N., Shpiganovich A.A., Petrov A.R., Gracheva E.I. Thermal imaging control of electrical equipment of industrial enterprises // *Power engineering: research, equipment, technology*. 2024; 26(2). S. 68-77. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2024-26-2-68-77>. (In Russ.).

6. Laib dit Leksir Y., Mansour M., Moussaoui A. Localization of thermal anomalies in electrical equipment using Infrared Thermography and support vector machine // *Infrared Physics & Technology*, Vol. 89, 2018, pp. 120-128. <https://doi.org/10.1016/j.infrared.2017.12.015>.

7. Balakrishnan G.K., Yaw C.T., Koh S.P., Abedin T., Raj A.A., Tiong S.K., Chen C.P. A Review of Infrared Thermography for Condition-Based Monitoring in Electrical Energy: Applications and Recommendations // *Energies* 2022, 15, 6000. <https://doi.org/10.3390/en15166000>.

8. Levin V.M. Upravlenie nadezhnost'yu i tekhnicheskim sostoyaniem oborudovaniya v zadachah ekspluatatsii elektricheskikh setej: monografiya / V.M. Levin, D.V. Tanfil'eva. – Novosibirsk: Izd-vo NGTU, 2023. – 240 s. (In Russ).

9. Prokopov E.S., Vysogorec S.P., Lesiv A.V. Innovacionnaya tekhnologiya v oblasti obnaruzheniya defektov kontaktnykh soedinenij i kontaktov komplektnykh raspredelitel'nykh ustrojstv. – Energetika i neftegazohimicheskij kompleks Tatarstana v nachale XXI veka, 2020, № 16. Dostupno po: <https://energoneftegazhim.ru/cat/89/1038/> (data obrashcheniya 05.09.2024). (In Russ).

10. Vysogorec S.P., Lesiv A.V. Monitoring sostoyaniya kontaktnoj sistemy elektrooborudovaniya v setyah 0,4-10 kV sistemoj «TermoSensor». – Informacionnyj spravochnik. Vyp. 2. Proektirovanie, montazh, naladka i ekspluatatsiya elektrooborudovaniya, 2018. S. 30–45. (In Russ).

11. Ohlopkov A.V., Sigitov O.YU., Bitnev V.D., Lapuhin S.N., Kunickij A.G. Tekhnicheskie resheniya po obnaruzheniyu peregreva elementov raspredelitel'nykh ustrojstv napryazheniem 0,4–10 kV // Elektrichestvo 2022, №3. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2022-3-58-66>. (In Russ).

12. Sitkin M.K., Stroganov K.A., Lyulin B.N., Popova E.M., SHubarev V.A. Primenenie besprovodnykh sistem monitoringa temperatury PAV-Termo proizvodstva OAO «Avangard» v elektricheskikh shkafah. Dostupno po: <https://mwelectronics.etu.ru/assets/files/2023/novoe/574-578.pdf> (data obrashcheniya 05.09.2024). (In Russ).

13. Gavrilov A.V. Kompleks monitoringa temperatury PARMA KMT // Elektroenergiya. PEREDACHA I RASPREDELENIE. 2023, №3(78). S. 126-127. (In Russ).

14. Topil'skij D.V. Sozdanie sistemy upravleniya remontami energeticheskogo oborudovaniya na osnove risk-orientirovannogo podhoda na baze informacionnoj sistemy «Upravlenie planovo-predupreditel'nymi remontami energooborudovaniya (UPPRE)» // Izvestiya Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta. 2023, № 2(140). S. 94-102. (In Russ.).

15. Ephraim Y. and Merhav N. Hidden Markov processes in IEEE Transactions on Information Theory, Vol. 48, № 6, pp. 1518-1569, June 2002, doi: 10.1109/TIT.2002.1003838.

16. Bouguila N., Fan W., Amayri M. Hidden Markov Models and Applications // Springer 2022, ISBN 978-3-030-99141-8. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-99142-5>.

17. Smirnov N.V., Belugin D. A. Teoriya veroyatnostej i matematicheskaya statistika v prilozhenii k geodezii. – M.: Nedra, 1969. – 379 s. (In Russ).

18. Levin V.M., Luk'yanova E.A., Sorokin I.V. Adaptatsiya periodichnosti tekhnicheskogo obsluzhivaniya oborudovaniya elektricheskikh setej po nablyudaemoj chastote neispravnostej. V kn. Avtomatizatsiya i energosberezhenie mashinostroitel'nogo i metallurgicheskogo proizvodstv, tekhnologiya i nadezhnost' mashin, priborov i oborudovaniya: materialy X Mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii. – Vologda: VoGU, 2015. S. 101-105. (In Russ).

Authors of the publication

Vladimir M. Levin – Novosibirsk State Technical University.

Diana A. Boyarova – Novosibirsk State Technical University.

Шифр научной специальности: 2.4.3. Электроэнергетика

Получено

13.09.2025 г.

Отредактировано

12.02.2025 г.

Принято

17.03.2025 г.