

АЛГОРИТМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

¹Грищенко Д.Н., ²Лозовский В.В., ²Штрекер Е.Н.

¹ФГБОУ ВО «КубГАУ им. И.Т. Трубилина», 350044, г. Краснодар, ул. Калинина, 13,
e-mail: profess0r@yandex.ru

²МИРЭА - Российский технологический университет, 119454, Россия, г. Москва, проспект Вернадского, 78,
e-mail: lozovskiy_v_v@mail.ru, geka.stav.oren@mail.ru

Срок службы силовых трансформаторов и межрегламентные периоды, указанные в нормативно-технической документации, рассчитываются, исходя из определённых нормативных условий, в которых трансформатор эксплуатируется. Однако эти условия могут отличаться от нормативных, что оказывает влияние на срок службы трансформаторов. учёт интенсивностей и текущих условий эксплуатации, который может быть реализован с помощью представленного алгоритма автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов. в основе рассматриваемого алгоритма лежат разработанные математические модели фактического сработанного ресурса и эксплуатационной надёжности трансформаторов, которые учитывают интенсивность их эксплуатации. Представленный алгоритм может быть использован при модернизации существующих автоматизированных интегрированных систем диспетчерского управления электроэнергетическими сетями, а также в системах удалённого мониторинга электроэнергетического оборудования. Разработанный алгоритм автоматизированного мониторинга представляет собой актуальное решение в рамках программы «Цифровая экономика Российской Федерации».

Ключевые слова: автоматизированный мониторинг, фактический сработанный ресурс, распределительные системы электроснабжения, цифровизация, цифровизация экономики.

ALGORITHM OF AUTOMATED MONITORING OF THE TECHNICAL CONDITION OF POWER TRANSFORMERS OF POWER DISTRIBUTION SYSTEMS

¹Grishchenko D.N., ²Lozovsky V.V., ²Shtreker E.N.

¹Federal State Budget Educational Institution of Higher Education «Kuban State agrarian University named after I.T. Trubilina», 350044, Krasnodar, Kalinina str., 13
e-mail: profess0r@yandex.ru

²MIREA - Russian Technological University, 119454, Moscow, 78 Vernadskogo Avenue, Russia,
e-mail: lozovskiy_v_v@mail.ru, geka.stav.oren@mail.ru

The service life of power transformers and the inter-regulatory periods specified in the regulatory and technical documentation are calculated based on certain regulatory conditions in which the transformer is operated. However, these conditions may differ from the regulatory ones, which affects the service life of transformers. Taking into account the intensities and current operating conditions, which can be implemented using the presented algorithm for automated monitoring of the technical condition of power transformers. The algorithm under consideration is based on the developed mathematical models of the actual actuated resource and operational reliability of transformers, which take into account the intensity of their operation. The presented algorithm can be used in the modernization of existing automated integrated systems of dispatching control of electric power networks, as well as in remote monitoring systems of electric power equipment. The developed algorithm of automated monitoring is an actual solution within the framework of the program «Digital economy of the Russian Federation».

Keywords: automated monitoring, actual actuated resource, power distribution systems, digitalization, digitalization of the economy

Введение

Учитывая реальную экономическую ситуацию в России, сложившуюся в ходе продолжающегося мирового кризиса, этапы и предполагаемые результаты реформирования энергетической отрасли, в ближайшие годы

сложно ожидать ввода в эксплуатацию значительного количества нового электротехнического оборудования [1]. Поэтому устойчивое и бесперебойное электроснабжение потребителей будет определяться надежностью уже эксплуатируемого в настоящее время электрооборудования.

На сегодняшний день не существует прикладной теории эксплуатации сложных технических систем, которая позволила бы сформировать для каждого типа технических систем оптимальную стратегию управления техническим состоянием [2]. Наиболее распространёнными в настоящее время являются стратегии с плановым техническим обслуживанием и планово-предупредительными ремонтами.

При этом стоит отметить, что не менее 50% из числа всех плановых технических обслуживаний выполняются без фактической их необходимости. Кроме того, для многого оборудования обслуживание и ремонт по регламенту не снижает частоту выхода из строя. Более того, надёжность работы электрооборудования после технического обслуживания, если обслуживание предусматривает разбор оборудования или замену деталей, часто снижается, вследствие процесса их приработки. Иногда такое снижение надёжности обусловлено появлением отсутствовавшего до обслуживания дефекта [3].

Поэтому совершенствование системы управления техническим состоянием электрооборудования, переход к системе обслуживания по фактическому техническому состоянию до сих пор является актуальной задачей.

Основным условием реализации стратегии управления по фактическому техническому состоянию является получение достоверной и своевременной информации о техническом состоянии электрооборудования системы электроснабжения. С другой стороны, представленная в июле 2017 года программа «Цифровая экономика Российской Федерации» (распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 года №1632-р) поднимает на новый уровень требования к возможности автоматизации и интеграции в единую информационную систему процессов технического диагностирования и мониторинга основных элементов систем электроснабжения, особо важное место в которой играют силовые распределительные трансформаторы.

Исходя из всего вышеперечисленного, разработка алгоритма автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения представляет собой актуальную задачу.

Разработка алгоритма

Алгоритм автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения разработан в соответствии с современным подходом к мониторингу динамических систем.

Разработанный алгоритм автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения, который учитывает интенсивность эксплуатации, состоит из следующих основных этапов.

Этап 1. Подготовка исходных данных, формирование базы данных для заполнения программы автоматизированного мониторинга технического состояния, тестовый запуск программы и её корректировка.

В ходе реализации первого этапа алгоритма уточняются значения постоянных коэффициентов, входящих в разработанные математические модели (1) [1,2,4,5,6] и (2) [7] и минимально допустимого уровня надёжности, а также определяются коэффициенты k_1 и k_2 (этапы 4 и 5 алгоритма). Уточняется порядок функционирования технических устройств, реализующих указанный алгоритм, и основные требования безопасности при работе с ними.

Этап 2. Мониторинг технического состояния силового трансформатора с оценкой расхода ресурса в соответствии с математической моделью (1) [1,2,4,5,6]:

$$\begin{cases} R = R_H + \sum_{i=1}^n \left(R_i \times \exp \left(B \left(\frac{1}{\vartheta_{\text{ННТ}_i}} - \frac{1}{\vartheta_{\text{ННТ}_{\text{ном}}}} \right) + \frac{\gamma}{R \vartheta_{\text{ННТ}_i}} (\sigma_i - \sigma_{\text{ном}}) + m \ln \left(\frac{U_{\text{ВН}_i}}{U_{\text{ВН}_{\text{ном}}}} \right) \right) \right); \\ \vartheta_{\text{ННТ}_i} = f(I_i, \vartheta_{\text{OC}_i}); \\ \sigma_i = f(I_i). \end{cases} \quad (1)$$

где $i=1..n$ – количество интервалов наработки, на которых интенсивность воздействия факторов, определяющих интенсивность эксплуатации трансформатора, характеризуется фиксированными значениями;

R – значение фактического сработанного ресурса силового трансформатора, то есть, ресурса, вырабатываемого трансформатором с учётом факторов, определяющих интенсивность его эксплуатации, *ед. времени*;

R_H – начальное значение выработанного ресурса, другими словами, наработка трансформатора на начало работы алгоритма, *ед. времени*;

R_i – частичный (интервальный) нормативный ресурс, иными словами, ресурс, вырабатываемый трансформатором на i -м интервале наработки в нормативных условиях эксплуатации, *ед. времени*;

$\vartheta_{\text{ННТ}_{\text{ном}}}$ – номинальное значение температуры наиболее нагретой точки (ННТ) обмотки трансформатора, то есть температура, при которой обеспечивается нормативный срок службы трансформатора, K ;

$\nu_{ННТ_i}$ – температура ННТ обмотки на i -м интервале наработки, K ;
 $U_{ВН_{ном}}$ – номинальное значение напряжения, то есть напряжение, при котором обеспечивается нормативный срок службы трансформатора, kB ;
 $U_{ВН_i}$ – напряжение на i -м интервале наработки, kB ;
 m – параметр, постоянный для данного диэлектрика, то есть постоянный для данного типа изоляции трансформатора;
 γ – структурно-чувствительный коэффициент или постоянная, отражающая влияние структуры на распределение напряжений в материале (она резко меняется при любых структурных изменениях, то есть может меняться в процессе старения, при изменении пластификации, кристаллизации т.д.)
 $\sigma_{ном}$ – номинальное значение механического напряжения, то есть механическое напряжение, при котором обеспечивается нормативный срок службы трансформатора, $МПа$;
 σ_i – механическое напряжение на i -м интервале наработки, $МПа$
 $B = E_a/R$ – постоянная класса изоляции (класс нагревостойкости в соответствии с ГОСТ 8865-87), K ;
 E_a – энергия активации, то есть избыточное (по сравнению со средней величиной) количество энергии, которым должна обладать молекула, чтобы преодолеть энергетический барьер и оказаться способной к данному химическому взаимодействию, $Дж/моль$;
 $R=8,315$ – универсальная газовая постоянная, $Дж/моль \cdot K$.

Этап 3. Мониторинг технического состояния силового трансформатора с оценкой расхода ресурса в соответствии с математической моделью (2) [7]:

$$\begin{cases} P(r, Y) = \exp\left(-\left(\lambda_0\left(\sum_{i=1}^n R_i\right) - r_P\right)\right) \exp\left(-\left(\lambda_0\left(R_H + \left(\sum_{i=1}^n R_i Y_i\right) - R_P\right)^\alpha\right)\right) \\ Y_i = f(I_i, U_{ВН_i}, \nu_{OC_i}) \\ r = \sum_{i=1}^n R_i \end{cases} \quad (2)$$

где $i=1..n$ – количество интервалов наработки, на которых интенсивность воздействия факторов, определяющих интенсивность эксплуатации трансформатора, характеризуется фиксированными значениями;

P – вероятность безотказной работы силового трансформатора с учётом длительности наработки r и интенсивности эксплуатации Y ;

r_P – наработка на регламент, *ед. времени*;

R_P – фактический ресурс, срабатываемый силовым трансформатором к моменту проведения планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий, *ед. времени*;

λ_0 – базисная интенсивность внезапных отказов трансформатора, *1/год*;

λ_0 – начальная интенсивность отказов, то есть, удельная повреждаемость в начальный период эксплуатации трансформатора, характеризующая вероятность отказа по условию износа, *1/год*;

α – параметр асимметрии, характеризующий скорость изменения интенсивности отказов λ_0 ;

Y – коэффициент, учитывающий интенсивность и текущие условия эксплуатации на i -м интервале наработки.

При этом, с точки зрения интенсивности воздействия эксплуатационных факторов, возможны три случая:

- $Y=1$, если интенсивность эксплуатации соответствует нормативным условиям;

- $Y \in [0; 1)$, если трансформатор эксплуатируется в условиях, облегчённых относительно номинальных;

- $Y \in [1; \infty)$, если трансформатор эксплуатируется в условиях, утяжелённых относительно номинальных.

Этап 4. Сравнение полученных результатов со значением минимально допустимого уровня надёжности:

$$P(r, Y) \leq k_1 P_{min} \quad (3)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий особенности подготовки к проведению планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий.

В общем виде коэффициент k_1 может быть определён как функция вида:

$$k_1 = f(t_{пр}) \quad (4)$$

где $t_{пр}$ – среднее время, необходимое для принятия решения на проведение планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий и подготовку к их проведению, отсчитываемое от момента получения информации о понижении надёжности до момента начала проведения работ на местах

Этап 5. Сравнение полученных результатов со значениями назначенных ресурсов:

$$R \geq R_{TO_n} \quad (5)$$

где k_2 – коэффициент, учитывающий особенности подготовки к проведению планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий;

R – значение фактического сработавшего ресурса, рассчитанного в соответствии с математической моделью (1);

R_{TO_n} – нормативная наработка на соответствующий вид планово-предупредительных мероприятий.

Этап 6. Принятие решения на проведение регламентных работ и подготовка выездного расчёта

В ходе выполнения данного этапа алгоритма на основе анализа полученных на этапах 4 и 5 данных принимается решение на проведение соответствующего вида планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий. После принятия решения, осуществляется подготовка к проведению соответствующего вида регламентных работ. Вид регламентных работ определяется в соответствии с равенством (6):

$$R = R_{TO_n} \quad (6)$$

Важно отметить, что объём подготовительных работ, порядок их проведения, объём технико-материальных средств, необходимых для проведения регламентных работ, определяются нормативно-технической документацией на данный тип трансформатора для соответствующего значения R_{TO_n} . С помощью математических моделей (1) и (2) осуществляется корректировка периодичности проведения планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий с учётом интенсивности эксплуатации (рисунки 1 и 2).

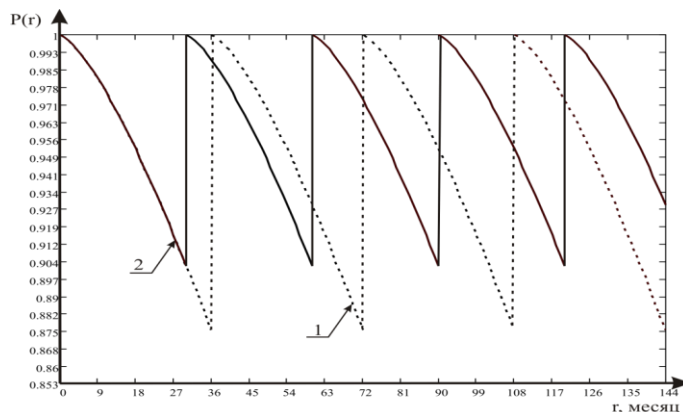


Рисунок 1 – Изменение эксплуатационной надёжности силового трансформатора при эксплуатации в условиях, утяжелённых относительно номинальных ($Y=1,2$): кривая 1 для стратегии ППР; кривая 2 для разработанной автоматизированного мониторинга технического с учётом интенсивности эксплуатации.

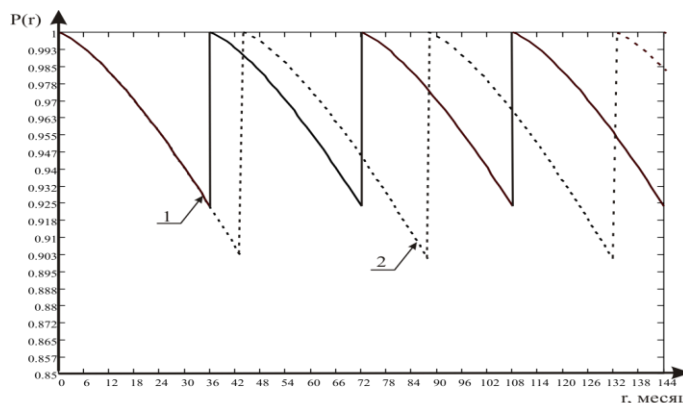


Рисунок 2 – Изменение эксплуатационной надёжности силового трансформатора при эксплуатации в условиях, облегчённых относительно номинальных ($Y=0,8$): кривая 1 для стратегии ППР; кривая 2 для разработанной автоматизированного мониторинга технического с учётом интенсивности эксплуатации

Этап 7. Проведение мероприятий в объёме соответствующего вида регламентных работ.

Этап 8. Корректировка программы автоматизированного мониторинга с учётом полученных эмпирических данных.

На данном этапе алгоритма производится корректировка программы автоматизированного мониторинга и коэффициентов k_1 и k_2 с учётом результатов проведения планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий. Помимо этого, на текущем этапе алгоритма осуществляется корректировка программы автоматизированного мониторинга с учётом проведения соответствующего вида регламентных работ, что соответствует ведению в математическую модель эксплуатационной надёжности слагаемых R_p и r_p , а также корректировка этих значений и по результатам проводимых после выполнения планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий испытаний и тестов.

Этап 9. Документирование и протоколирование результатов мониторинга.

В ходе прохождения данного этапа алгоритма так же осуществляется прогнозирование технического состояния силовых трансформаторов с учётом предполагаемой интенсивности эксплуатации в соответствии с математическими моделями (1) и (2)

Этап 10. Приведение в исходное состояние.

Структурно-формализованная схема алгоритма автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Алгоритм автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения.

Заключение

Таким образом, разработанный алгоритм автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения позволяет:

- осуществлять непрерывный контроль технического состояния трансформаторов;

- по результатам мониторинга принимать решение на проведение планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных мероприятий, учитывая при этом фактическую интенсивность эксплуатации силового трансформатора;
- осуществлять управление техническим состоянием силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения, как по контролю изменения вероятности безотказной работы (этап 4 алгоритма), так и по изменению величины фактического сработанного ресурса (этап 5 алгоритма);
- корректировать межрегламентные сроки с учётом интенсивности эксплуатации;
- прогнозировать техническое состояние силовых трансформаторов в процессе работы с учётом интенсивности эксплуатации;
- поддерживать эксплуатационную надёжность силовых трансформаторов на заданном уровне;
- прогнозировать техническое состояние и эксплуатационную надёжность трансформаторов с учётом интенсивности эксплуатации;

Кроме того, стоит отметить, что разработанный алгоритм адаптирован под интеграцию в существующие системы автоматизированного диспетчерского управления электроэнергетическими системами, а также в системы удалённого мониторинга технического состояния электроэнергетического оборудования. Алгоритм может быть использован при реализации проекта «Цифровая подстанция», осуществляемый в рамках программы «Создание региональной интеллектуальной электрической сети».

Список литературы

1. Лозовский В.В., Лозовский А.В., Руденко Н.В., Соловьёв В.Н. Математическая модель технического ресурса трансформатора с учётом воздействия электродинамических сил на изоляцию // Вестник Московского авиационного института. – 2010. – № 17, № 6. – С. 40–48.
2. Лозовский В.В., Карамутдинов Р.Н., Савинцев Ю.М. Система автоматизированного мониторинга технического состояния силовых распределительных трансформаторов с учётом интенсивности эксплуатации // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2010. – №8. – С. 42–45.
3. Лозовский В.В., Руденко Н.В., Рашитов А.Р. Автоматизированный мониторинг технического состояния электрооборудования систем электроснабжения на основе фактического сработанного ресурса // Известия ВУЗов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2009. – № 2. – С.62–64.
4. Лозовский В.В. Математическая модель срабатывания технического ресурса силового трансформатора в результате воздействия теплового фактора с учётом переходного теплового процесса (научная статья) // Известия ВУЗов. Электромеханика. – 2010. – № 3. – С. 29–32.
5. Лозовский В.В., Лозовский А.В., Прокопец В.Н., Ольшанский В.В. Модель технического ресурса трансформатора, учитывающая электродинамическое воздействие на изоляцию // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2010. – № 3. – С. 145–154.
6. Лозовский В.В., Лозовский А.В., Руденко Н.В., Соловьёв В.Н. Математическая модель технического ресурса силового трансформатора, учитывающая интенсивность и условия эксплуатации // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2010. – № 4. – С. 102–110.
7. Лозовский В.В., Ольшанский В.В. Многофакторная математическая модель эксплуатационной надёжности силовых трансформаторов (научная статья) // Известия ВУЗов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2010. – № 5. – С.47–49.

References

1. Lozovsky V.V., Lozovsky A.V., Rudenko N.V., Soloviev V.N. Mathematical model of a transformer's technical resource taking into account the effect of electrodynamic forces on insulation // Bulletin of the Moscow Aviation Institute. – 2010. – № 17, № 6. – Pp. 40-48.
2. Lozovsky V.V., Karamutdinov R.N., Savintsev Yu.M. System of automated monitoring of the technical condition of power distribution transformers taking into account the intensity of operation // Electrical equipment: operation and repair. – 2010. – No. 8. – pp. 42-45.
3. Lozovsky V.V., Rudenko N.V., Rashitov A.R. Automated monitoring of the technical condition of electrical equipment of power supply systems based on the actual worked resource // News of universities. The North Caucasus region. Technical sciences. – 2009. – No. 2. – p.62-64.
4. Lozovsky V.V. Mathematical model of actuation of the technical resource of a power transformer as a result of the influence of a thermal factor taking into account the transient thermal process (scientific article) // Izvestiya VUZOV. Electromechanics. - 2010. – No. 3. – pp. 29-32.
5. Lozovsky V.V., Lozovsky A.V., Prokopets V.N., Olshansky V.V. A model of a transformer's technical resource that takes into account the electrodynamic effect on insulation // Bulletin of the Rostov State University of Railways. - 2010. – No. 3. – pp. 145-154.
6. Lozovsky V.V., Lozovsky A.V., Rudenko N.V., Soloviev V.N. Mathematical model of the technical resource of a power transformer, taking into account the intensity and operating conditions // Bulletin of the Rostov State University of Railways. - 2010. – No. 4. – pp. 102-110.
7. Lozovsky V.V., Olshansky V.V. Multifactorial mathematical model of operational reliability of power transformers (scientific article) // Izvestiya VUZOV. The North Caucasus region. Technical sciences. - 2010. – No. 5. – pp.47-49.