

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА



УДК 621.311.4

DOI:10.30724/1998-9903-2022-24-2-24-35

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 35/6(10) КВ

И.В. Ившин¹, А.Р. Галяутдинова¹, О.В. Владимиров¹, М.Ф. Низамиев¹, Е.Н. Карпов²,
Э.П. Мельник²

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²Казанский юридический университет МВД России

Alsu296@ya.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Целью данной работы является создание интеллектуальной системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая в режиме реального времени будет мониторить состояние параметров и оценивать техническое состояние оборудования трансформаторной подстанции. *МЕТОДЫ.* Методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции основывается на определении интегрального показателя технического состояния оборудования, а также используется метод парных сравнений. При принятии решений в системном анализе применяется метод декомпозиции. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Рассмотрена структура интеллектуальной системы. Создана программная часть данной системы, которая в режиме реального времени рассчитывает коэффициенты экспресс-анализа оборудования трансформаторной подстанции. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Разработанная интеллектуальная система позволяет провести дистанционное наблюдение, снизить вероятность появления аварийных ситуаций, осуществить контроль состояния действующего оборудования, спрогнозировать изменения технического состояния и перейти к организации технического обслуживания и ремонта основного энергетического оборудования по фактическому состоянию.

Ключевые слова: интеллектуальная система оценки; трансформаторная подстанция; техническое состояние; контроль; диагностика; система мониторинга; методика оценки; диагностируемые параметры; экспресс-анализ.

Для цитирования: Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф., Е.Н. Карпов Е.Н., Э.П. Мельник Э.П. Интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т. 24. № 2. С. 24-35. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-2-24-35.

THE INTELLIGENT SYSTEM FOR ASSESSING THE TECHNICAL CONDITION A TRANSFORMER SUBSTATION OF 35/6(10) KV

IV. Ivshin¹, AR. Galyautdinova¹, OV. Vladimirov¹, MF. Nizamiev¹, EN. Karpov²,
EP. Melnik²

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²Kazan Law University of Russia, Kazan, Russia

Alsu296@ya.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* The purpose of this work is to create an intelligent system for assessing the technical condition of a 35/6 (10) kV transformer substation, which will monitor the state of parameters in real time and evaluate the technical condition of the transformer substation equipment. *METHODS.* The method of online assessment of the technical condition of a transformer substation is based on the determination of an integral indicator of the technical condition of the equipment, and the method of paired comparisons is also used. When making decisions in system analysis, the decomposition method is used. *RESULTS.* The structure of the intellectual system is considered. The software part of this system has been created, which calculates the coefficients of express analysis of transformer substation equipment in real time.

CONCLUSION. The developed intelligent system allows for remote monitoring, reducing the likelihood of emergencies, monitoring the condition of existing equipment, predicting changes in the technical condition and proceeding to the organization of maintenance and repair of the main power equipment according to the actual condition.

Keywords: intellectual evaluation system; transformer substation; technical condition; control; diagnostics; monitoring system; evaluation technique; diagnosed parameters; express analysis.

For citation: Ivshin IV, Galyautdinova AR, Vladimirov OV, Nizamiev MF, Karpov EN, Melnik EP. The intelligent system for assessing the technical condition a transformer substation of 35/6(10) Kv. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2022; 24(2):24-35. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-2-24-35.

Введение и литературный обзор

Цифровизация топливно-энергетического комплекса во всем мире привела к активному внедрению цифровых технологий и платформенных решений во все сегменты отрасли. Актуальная в Российской Федерации концепция «Цифровая трансформация 2030» в электроэнергетике предъявляет высокие требования к системе контроля и обеспечения надежности функционирования оборудования [1]. Проблема надежности системы электроснабжения в современном мире является одним из главных аспектов обеспечения энергетической безопасности. Эффективность работы электротехнического оборудования зависит от его технического состояния. В процессе эксплуатации под воздействием различных факторов, условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается надежность и увеличивается вероятность возникновения отказов. Надежность электрооборудования зависит не только от качества изготовления, но и от правильного технического обслуживания, своевременного ремонта. Использование системы планово-предупредительных ремонтов для поддержания необходимой эксплуатационной готовности оборудования становится затратным и неэффективным[2].

Целью работы является создание интеллектуальной системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая состоит из системы мониторинга и методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ. Интеллектуальная система позволяет:

- совершенствовать методы раннего выявления и локализации дефектов электрооборудования электрических подстанций;
- эффективно использовать энергетическое оборудование на основе организации технического обслуживания и ремонта оборудования с учетом оценки технического состояния;
- проводить дистанционное обследование в процессе эксплуатации под нагрузкой;
- проводить статистическую обработку данных, получаемых от установленных датчиков на трансформаторной подстанции в режиме онлайн.

В интеллектуальной системе оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ применяются цифровые сквозные технологии, как технология беспроводной связи (*Ethernet*), обработка Больших данных (*Big Data*), обработка данных в режиме реального времени.

Объектами оценки технического состояния являются основное оборудование трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ: силовой трансформатор, высоковольтный выключатель, разъединитель, ОПН, кабельные линии (рис. 1)



Рис.1. Установленное оборудование на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ

Fig.1. Installed equipment at the transformer substation 35/6(10) kV.

Методы

В технических системах для получения информации, ее анализа и принятия решений необходимо создавать автоматизированные информационные системы[3]. Интеллектуальная система – автоматизированная система, которая основана на знаниях, или комплекс программных, лингвистических и логико-математических средств для реализации основной задачи – осуществления поддержки деятельности человека и поиска информации в режиме продвинутого диалога на естественном языке. Система реализуется путем создания следующих шести основных блоков (рис.2).

- 1) Подсистема сбора данных
- 2) Подсистема предобработки данных
- 3) База данных и система управления базами данных (СУБД)
- 4) Подсистема обработки данных
- 5) Подсистема извлечения знаний
- 6) Подсистема вывода [4].



Рис.2. Структура интеллектуальной системы

Fig.2. The structure of the intellectual system.

На этапе сбора данных определяются все возможные источники данных. Данный блок требуется для оценивания объема данных, определения порядка их поступления и необходимого объема хранилища для формирования базы данных на следующем этапе. Источниками информации могут быть:

- протоколы диагностики и испытаний;
- система диагностики и датчики;
- система мониторинга.

В разработанной системе источниками информации являются данные диагностируемых параметров, полученных из системы мониторинга. Система мониторинга имеет три уровня:

- уровень сбора данных, который включает в себя датчики и контрольно-измерительные приборы;
- уровень первичной обработки измеряемых параметров, команд управления и передача данных на верхний уровень (программируемые логические контроллеры);

Контроллер диагностики, установленной на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ состоит производит опрос внешних подключаемых устройств и передает информацию в заданном формате на верхний уровень подстанции.

- уровень консолидации, хранения, визуализации и анализа данных (диспетчерский пункт, автоматизированное рабочее место, серверы).

В таблице 1 приведен перечень диагностических параметров, которые поступают в подсистему сбора данных и оборудование для их регистрации.

Таблица 1

Перечень измерений для анализа основного оборудования подстанции

Тип оборудования	Диагностические параметры	Оборудование
Силовой трансформатор ТМН – 6300 35/6,3	Хроматографический анализ масла	Intellix GLA 100
	Влагосодержание	TDM-10
	Температуры масла в баке	TDM-S/ TDM-10
	Температура контактных соединений вводов	RFSens, WDM-T
	Уровень частичных разрядов	TDM-S, TDM-10

Продолжение таблицы 1

	Вибрация	Датчики вибрации ИВД-3Ц-3, TDM-10
ВВН – СЭЩ – 35	Коммутационный ресурс выключателей	BDM, БМРЗ - 100
	Токи нагрузки по фазам выключателя	
	Форма графиков токов соленоидов	
Разъединители 35 кВ	Температура контактов	RFSens, WDM-T
ОПН 35 кВ	Информация о срабатывании	ОПН-2, WDM
	Импульсы тока	ОПН-2, WDM
Кабельные линии	Уровень частичных разрядов	CDM-15

Подсистема предобработки данных состоит из двух последовательных этапов – предварительной обработки данных и формирования базы данных. Наличие предварительного этапа обработки данных необходимо для структуризации и нормировки данных, а также исключения из их числа выбросов. На основе обработанной информации формируется набор данных об объекте исследования, хранящийся некоторым упорядоченным способом (базой данных). База данных формируется из следующих сведений об объекте исследования:

- паспортные данные оборудования;
- данные мониторинга основного оборудования подстанции;
- нормативно-техническая документация.

Подсистема обработки данных состоит из двух блоков – «интеллектуальный анализ» и «база знаний». Под интеллектуальным анализом понимается подсистема анализа данных, на основе разработанной методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ. Методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (коэффициента экспресс-анализа) по результатам экспресс-анализа оборудования подстанции. Результатом оценки служит КЭА оборудования, который представляется в виде численной величины от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение).

Как известно из [3], для решения задач системного анализа наиболее эффективным способом является метод декомпозиции. Данный метод использован при разработке архитектуры системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая включает в себя:

- оценку параметров экспресс-анализа оборудования;
 - расчет КЭА параметров оборудования;
 - расчет КЭА всей трансформаторной подстанции;
 - сравнение КЭА с диапазоном по 100-бальной шкале;
- определение технического состояния для каждого оборудования подстанции и всей ПС в целом.

Подсистема извлечения знаний представляет собой накопление, передачу и преобразование данных для подсистемы вывода. В качестве минимального набора исходных данных для определения состояния оборудования подстанции необходимы данные системы мониторинга. На основании методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции [5], разработаны алгоритмы расчета КЭА для каждого элемента подстанции и всей трансформаторной подстанции. КЭА каждого элемента трансформаторной подстанции рассчитывается индивидуально по выбранным параметрам. Каждый измеренный параметр технического состояния оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений от предельно-допустимых. Весовой коэффициент каждому параметру присваивается по важности. Для определения весовых коэффициентов применяется метод Саати [6]. Идея метода состоит в том, что попарно сравниваются каждые два объекта и определяется первенство одного из них. Расчет КЭА основного оборудования трансформаторной подстанции вычисляется по формуле:

$$КЭА = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n KB_i \cdot B_i}{4}, \quad (1)$$

где KB_i – значение весового коэффициента выбранных параметров;

B_i – значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров[4].

Далее приведен расчет КЭА для каждого оборудования трансформаторной подстанции:

$$КЭА_{тр} = 100 \times (0,287 \times x_1 + 0,287 \times x_2 + 0,138 \times x_3 + 0,138 \times x_4 + 0,07 \times x_5 + 0,05 \times x_6 + 0,03 \times x_7) / 4 = 25 \times (0,287 \times x_1 + 0,287 \times x_2 + 0,138 \times x_3 + 0,138 \times x_4 + 0,07 \times x_5 + 0,05 \times x_6 + 0,03 \times x_7),$$

где x_1 - значение уровня растворенных в масле газов: H_2 , CO в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки;

x_2 - значение разрядной активности в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки;

x_3 - значение балл влагосодержания в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки;

x_4 - значение виброскорости в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки;

x_5 - значение температуры масла в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки;

x_6 - значение температуры вводов в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки;

x_7 - значение срока службы в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки[7].

$$КЭА_{выкл} = 100 \times (0,34 \times x_1 + 0,33 \times x_2 + 0,33 \times x_3) / 4 = 25 \times (0,34 \times x_1 + 0,33 \times x_2 + 0,33 \times x_3),$$

где x_1 - значение времени отключения в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки;

x_2, x_3 - значения числа срабатываний при $I_{ном}$ и $I_{откл}$ в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки.

$$КЭА_{ОПН} = 100 \times (1 \times x_1) / 4 = 25 \times x_1,$$

где x_1 – значение тока утечки в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров.

$$КЭА_{разъед} = 100 \times (1 \times x_1) / 4 = 25 \times x_1,$$

где x_1 – значение температуры фаз в баллах, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров.

КЭА для однотипных элементов (отходящий выключателей на 6 кВ, кабельных линий на 6 кВ) вычисляется как среднее арифметическое КЭА. Например, КЭА выключателей 6 кВ первой секции шин определяется по формуле:

$$КЭА_{В1 \text{ 6 кВ}} = \frac{\sum КЭА_{В1}}{N_{В1}},$$

где $\sum КЭА_{В1}$ - сумма коэффициентов экспресс-анализа выключателей 6 кВ первой секции шин;

$N_{В1}$ - количество выключателей 6 кВ первой секции шин[8].

Итоговый КЭА определяется по способу соединения элементов трансформаторной подстанции:

$$КЭА = \sum (КЭА \times B), (2)$$

где КЭА - итоговый КЭА основного оборудования ПС (силового трансформатора, высоковольтного выключателя, разъединителя, ОПН, кабельных линий 6 кВ, выключателей 6 кВ);

B - весовой коэффициент оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ по степени важности, на основании статистики отказов[9].

Результаты оценки экспресс-анализа основного оборудования формируется в зависимости от соответствия полученного значения КЭА одному из диапазонов (рис.3) и выводятся в подсистему вывода.

Критическое (красный) $КЭА \leq 25$	Неудовлетворительное (оранжевый) $25 < КЭА \leq 50$	Удовлетворительное (желтый) $50 < КЭА \leq 70$	Хорошее (зеленый) $70 < КЭА \leq 85$	Очень хорошее (Т-зеленый) $85 < КЭА \leq 100$
---	---	--	--	---

Рис 3. Шкала оценивания КЭА.

Fig. 3. CEA rating scale.

Таким образом, математически оценку состояния основного оборудования подстанции (SS) можно представить в следующем виде:

$$SS = TR \cup CL \cup Q \cup QR \cup OPN, (3)$$

где TR - множество оценок состояния силовых трансформаторов;

CL - множество оценок состояния кабельных линий электропередачи;

Q - множество оценок состояния выключателей;

QR - множество оценок состояния разъединителей;

OPN – множество оценок состояния ОПН.

Программное обеспечение для расчета КЭА разработано на ядре программного средства *Grafana* - платформы с открытым исходным кодом для визуализации, мониторинга и анализа данных. *Grafana* является универсальным клиентом для систем хранения метрик, с помощью нее осуществляется получение данных из базы данных. Полученные результаты *Grafana* отображает в доступном виде[10]. Это могут быть как простые таблицы, так и графики, распределения и десятки других форматов отображения данных. Запросы отрисовываются на графиках, в таблицах или выводятся напрямую в абсолютных значениях. Сами отображения могут быть сгруппированы между собой и собраны в интерактивные дашборды[11]. Верхним уровнем системы мониторинга подстанции является портал *kgeu*. Данные, собираемые с датчиков посредством контроллера диагностики, установленных на соответствующих узлах оборудования, передаются на портал *kgeu* в режиме реального времени.

На рис.4 представлен температурный график трансформатора №2 на напряжение 35/6 кВ по трем фазам с указанием минимального, максимального и текущего значений. Данные температуры вводов трансформатора передаются в режиме реального времени из системы мониторинга - датчика *RF-Sens*, установленный на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ.

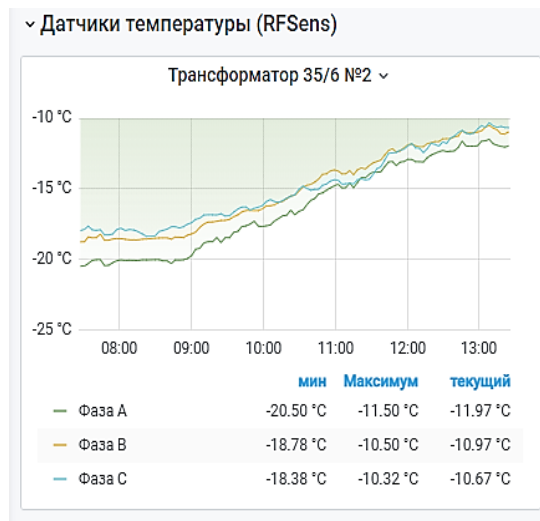


Рис.4. График температур от датчика RF-Sens

Fig.4. Temperature graph from the RF-Sens sensor.

На рисунке 5 представлены данные, получаемые из датчиков ОПН блока *WDM*: количество импульсов тока по трем фазам в четырех группах: до 1 кА, до 5 кА, до 10 кА, более 10 кА и среднеквадратичное значение тока по трем гармоникам. Энергия всех зарегистрированных импульсов суммируется, и полученное значение сравнивается с допустимым паспортным значением для оценки остаточного ресурса ОПН.

В портале *kgeu* создана вкладка диагностика, где выводятся расчетные КЭА оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, согласно разработанным алгоритмам[12]. На рисунке 6 представлены эти данные. Для визуализации все данные сохраняются в виде графиков, соответственно можно отследить время выхода из строя элементов трансформаторной подстанции.



Рис.5. Получаемые данные от датчиков ОПН блока WDM
Fig.5. Received data from block WDM arrester sensors.

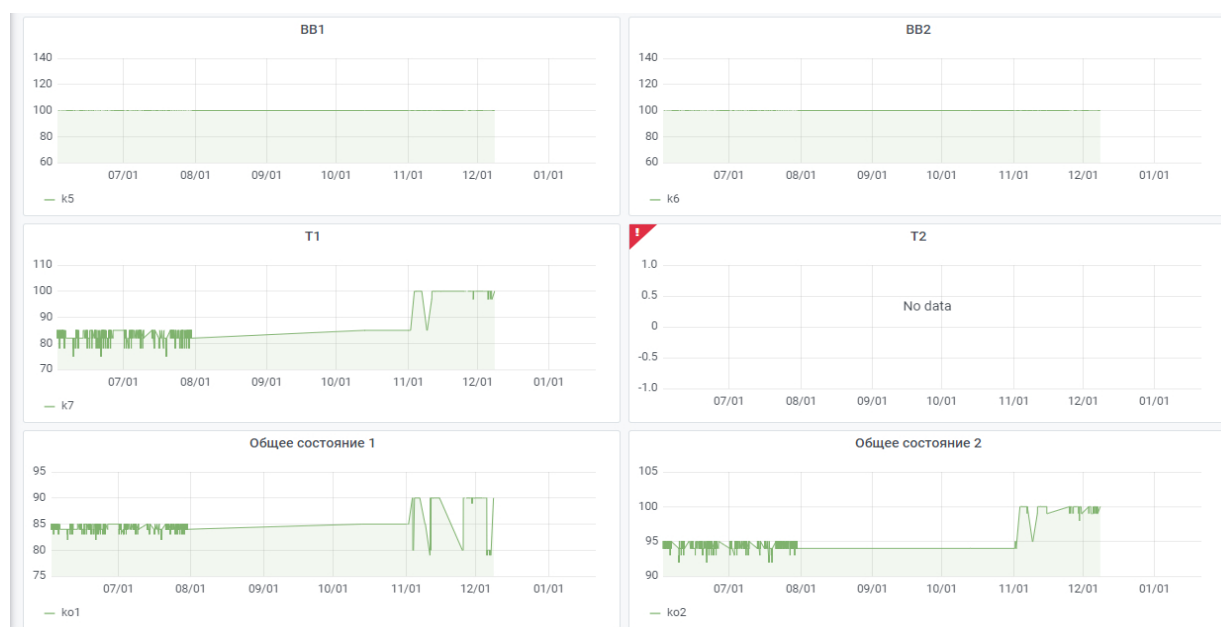


Рис. 6. Расчетные КЭА оборудования трансформаторной подстанции.
Fig. 6. Calculated CEA equipment of transformer substation.

Цветовая сигнализация системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции осуществляется на верхнем уровне системы [13]. Исходя из того, в какой диапазон попадает КЭА, на экране высвечивается цвет диапазона из рисунка 3. При необходимости можно посмотреть техническое состояние отдельного оборудования подстанции и их параметров, не выезжая на трансформаторную подстанцию.

Результаты

Создана интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая включает в себя систему мониторинга и методику онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ. Алгоритм расчета КЭА составлен на основании вышеописанной методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции. Алгоритмы расчета КЭА основного оборудования трансформаторной подстанции реализованы в программном обеспечении. Разработанное программное обеспечение предназначено для визуального

отображения параметров оборудования подстанции. На основании полученных данных в режиме реального времени рассчитывается КЭА, производится их запись в базу данных.

Заключение

Большинство систем контроля технического состояния, на сегодняшний день, работают отдельно друг от друга и позволяют оценить техническое состояние каждого элемента подстанции индивидуально [14]. Разработанная интеллектуальная система обеспечивает процесс удаленного наблюдения и контроль состояния действующего оборудования, прогнозирования изменения технического состояния на основе собранных данных; позволяет оценить техническое состояние трансформаторной подстанции комплексно [15]. Программное обеспечение методики позволяет проводить статистическую обработку данных и выводить полученные знания в подсистему вывода (АРМ) в режиме реального времени.

В рамках разработки интеллектуальной системы оценки была создана и установлена система мониторинга технического состояния основного оборудования; разработаны алгоритмы расчета КЭА всей трансформаторной подстанции. Разработана методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции, которая реализована в разработанном программном обеспечении.

Интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ подходит под актуальную концепцию «Цифровая трансформация 2030», т.к. применяются сквозные технологии. Данная система позволяет проводить оценку технического состояния эксплуатируемого оборудования, повысить надежность и отказоустойчивость их функционирования, уменьшить вероятность возникновения аварийных ситуаций, снизить затраты на техническое обслуживание и ремонт основного оборудования трансформаторной подстанции.

Литература

1. Rozhentcova N.V., Galyautdinova A.R., Khayaliev R.A. et al. Automated Diagnostic System for Power Transformers using a QR Code // International Journal of Technology. 2020. T.11(8). С. 1519-1527.
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017г. №676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».
3. Byerly J.M., Schneider C., Schloss R et al. Real-time circuit breaker health diagnostics // 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), 2017. pp.1-6.
4. Khalyasmaa A., Matrenin P., Eroshenko S. Averaged Errors as a Risk Factor for Intelligent Forecasting Systems Operation in the Power Industry // Proceedings of the 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference, USSEC 2021. 2021. pp.192-196.
5. Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф., Усманов И.К. Методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ по коэффициенту экспресс-анализа // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 14-26.
6. www.edu.tltsu.ru Метод анализа иерархий (метод Т.Л. Саати).
7. Денисова А.Р., Спасов Д.П., Галяутдинова А.Р. и др. Исследование работоспособности и качества функционирования трансформаторного оборудования электротехнических систем // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ 2020. Т. 22. №3. С. 23-35.
8. Khruslov L., Rostovikov M., Shishov V. Web-based power quality monitoring system of smart transformer substation RTP-34 MPEI for engineering education // Proceeding of the International Scientific and Practical Conference – INFORNO-2016. 2016.pp 639-642.
9. Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф. и др. Разработка системы мониторинга технического состояния основного оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ // Материалы Международной молодежной научной конференции

Тинчуринские чтения - 2021 «Энергетика и цифровая трансформация», Казань, 28-30 апреля 2021. Т.1. С. 97-101.

10. Nikulin S.A., Karnavsky E.L. Optimization of modes of installations of electrochemical protection // Control systems and information technologies. 2014. No. 3 (57).pp. 64-68.

11. Li Z., Yang J., Zhang Z. et al. Real Time Evaluation Algorithm for Measurement Performance of Substation Voltage Transformer Based on Artificial Neural Network // 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), 2018. pp. 1-4. Gao Q., Zhong C., Wang Y., Wang P., Yu Z., Zhang J. Defect analysis of the same batch of substation equipment based on big data analysis algorithm // 3rd International Conference on Green Energy and Sustainable Development. 2021. 651. pp.1-8.

12. Gao Q., Zhong C., Wang Y., Wang P., Yu Z., Zhang J. Defect analysis of the same batch of substation equipment based on big data analysis algorithm // 3rd International Conference on Green Energy and Sustainable Development. 2021. V. 651. pp.1-8.

13. Eroshenko, S.A., Khalyasmaa, A.I., Snegirev, D.A., Dubailova, V.V., Romanov, A.M., Butusov, D.N. The impact of data filtration on the accuracy of multiple time-domain forecasting for photovoltaic power plants generation // Applied Sciences (Switzerland), 10(22), art. no. 8265, 2020. pp.1-22.

14. Farhadi M., Mollayi N. Application of the least square support vector machine for point-to-point forecasting of the PV power // International Journal of Electrical and Computer Engineering. August 2019.V.9(4). pp. 2205-2211.

15. Alimi, O.A., Ouahada, K., Abu-Mahfouz, A.M. A Review of Machine Learning Approaches to Power System Security and Stability // IEEE Access, 8, art. no. 9121208. 2020. pp. 113512-113531.

Авторы публикации

Ившин Игорь Владимирович – д-р. техн. наук, профессор, проректор по науке и коммерциализации, заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Галяутдинова Алсу Ренатовна – ассистент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Владимиров Олег Вячеславович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Низамиев Марат Фирденатович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Карнов Евгений Николаевич – канд. техн. наук, заместитель начальника кафедры «Тактико-специальная и огневая подготовка», Казанский юридический институт МВД России.

Мельник Эдуард Петрович – старший преподаватель кафедры «Тактико-специальная и огневая подготовка», Казанский юридический институт МВД России.

References

1. Rozhentcova NV, Galyautdinova AR, Khayaliev RA. et al. *Automated Diagnostic System for Power Transformers using a QR Code*. International Journal of Technology.2020;11(8):1519-1527.

2. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation 26.07.2017 № 676 *On approval of the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment and power lines of power plants and electrical networks.*
3. Byerly JM, Schneider C, Schloss R et al. Real-time circuit breaker health diagnostics. 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), 2017:1-6.
4. Khalyasmaa A, Matrenin P, Eroshenko S. *Averaged Errors as a Risk Factor for Intelligent Forecasting Systems Operation in the Power Industry.* Proceedings of the 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference, USSEC 2021. 2021:192-196.
5. Ivshin IV, Galyautdinova AR, Vladimirov OV, Nizamiev MF, et al. *Methodology for online assessment of the technical condition of a 35/6(10) kV transformer substation by the express analysis coefficient.* ENERGY PROBLEMS.2021;23(4):14-26(2021).
6. www.edu.tltsu.ru Method of analysis of hierarchies (method of T.L. Saati).
7. Denisova AR, Spasov DP, Galyautdinova AR. et al. Research of working capacity and quality of functioning of transformer equipment of electrical systems. *ENERGY PROBLEMS.* 2020;22(3):23-35.
8. Khruslov L, Rostovikov M, Shishov V. *Web-based power quality monitoring system of smart transformer substation RTP-34 MPEI for engineering education.* Proceeding of the International Scientific and Practical Conference-INFORNO-2016. 2016: 639-642.
9. Galyautdinova AR, Vladimirov OV, Nizamiev MF. *Development of a system for monitoring the technical condition of the main equipment of a 35/6 (10) kV transformer substation.* Materials of the International Youth Scientific Conference Tinchurin Readings-2021 Energy and Digital Transformation. 2021;1:97-101.
10. Nikulin SA, Karnavsky EL. Optimization of modes of installations of electrochemical protection. *Control systems and information technologies.* 2014;3 (57):64-68.
11. Li Z, Yang J, Zhang Z, et al. Real Time Evaluation Algorithm for Measurement Performance of Substation Voltage Transformer Based on Artificial Neural Network. *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2018:1-4.
12. Gao Q, Zhong C, Wang Y, Wang P, Yu Z., Zhang J. Defect analysis of the same batch of substation equipment based on big data analysis algorithm. 2021. 651:1-8.
13. Eroshenko SA, Khalyasmaa *3rd International Conference on Green Energy and Sustainable Development.* AI, Snegirev DA, Dubailova VV. The impact of data filtration on the accuracy of multiple time-domain forecasting for photovoltaic power plants generation. *Applied Sciences (Switzerland).* 2020: 1-22:10(22), art. no. 8265.
14. Farhadi M, Mollayi N. Application of the least square support vector machine for point-to-point forecasting of the PV power. *International Journal of Electrical and Computer Engineering.* 2019;9(4): 2205 – 2211.
15. Alimi OA, Ouahada K, Abu-Mahfouz AM. A Review of Machine Learning Approaches to Power System Security and Stability. *IEEE Access*, 8, art. no. 9121208, 2020: 113512-113531.

Authors of the publication

Igor V. Ivshin –Kazan State Power Engineering University.

Alsu R. Galyautdinova – Kazan State Power Engineering University.

Oleg V. Vladimirov – Kazan State Power Engineering University.

Marat F. Nizamiev – Kazan State Power Engineering University.

Evgeny N. Karpov - Kazan Law Institute of the Ministry of Internal Affairs of Russia.

Eduard P. Melnik - Kazan Law University of Russia, Kazan, Russia

Получено **25.03.2022г.**

Отредактировано **13.04.2022г.**

Принято **13.04.2022г.**