



МЕТОДИКА ОНЛАЙНОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 35/6(10) КВ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

И.В. Ившин¹, А.Р. Галяутдинова¹, О.В. Владимиров¹, М.Ф. Низамиев¹,
И.К. Усманов²

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Россия

Als296@ya.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Целью данного исследования является разработка методики определения коэффициента экспресс-анализа основного оборудования трансформаторной подстанции (ТП) 35/6(10) кВ для оценки ее технического состояния. Разработан трехуровневый структурный комплекс для измерения и экспресс-анализа технического состояния ТП. Техническое состояние основного оборудования ТП анализируется по выбранным диагностическим параметрам. МЕТОДЫ. Система мониторинга ТП позволяет осуществить оценку работоспособности ее элементов в режиме онлайн. Экспресс-анализ осуществляет удаленное наблюдение, контроль состояния действующего оборудования и прогнозирование изменения технического состояния. РЕЗУЛЬТАТЫ. Предложенная методика определения коэффициента экспресс-анализа позволяет в онлайн режиме мониторить изменения контролируемых параметров, сократить время восстановления отказавших элементов, поддерживать оборудование в работоспособном состоянии. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Предложенные решения позволяют перейти к организации технического обслуживания и ремонта основного энергетического и электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по фактическому состоянию, а также повысить надежность и качество передачи электрической энергии потребителям.

Ключевые слова: техническое состояние; мониторинг; оборудование; экспресс-анализ; диагностика; неисправность; ремонт; трансформаторная подстанция; методика; коэффициент экспресс-анализа.

Для цитирования: 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. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-14-26.

METHODOLOGY OF ONLINE ASSESSMENT OF TECHNICAL STATE OF TRANSFORMER SUBSTATION 35/6 (10) KV BY EXPRESS ANALYSIS COEFFICIENT

IV. Ivshin¹, AR. Galyautdinova¹, OV. Vladimirov¹, MF. Nizamiev¹, IK. Usmanov²

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²PJSC «Tatneft», Almetьевsk, Russia

Als296@ya.ru

Abstract: THE PURPOSE. The purpose of this study is to develop a methodology for determining the coefficient of express analysis of the main equipment of a 35/6 (10) kV transformer substation (TS) to assess its technical condition. A three-level structural complex has been developed for measuring and express-analysis of the technical state of TP. The technical condition of the main equipment of the TP is analyzed according to the selected

diagnostic parameters. METHODS. The TP monitoring system makes it possible to assess the performance of its elements online. Express analysis provides remote monitoring, monitoring of the condition of the operating equipment and forecasting changes in the technical condition. RESULTS. The proposed method for determining the coefficient of express analysis allows online monitoring of changes in monitored parameters, reducing the recovery time of failed elements, and maintaining equipment in a working condition. CONCLUSION. The proposed solutions make it possible to the organization of maintenance and repair of the main power and electrical equipment of the transformer substation according to the actual state, as well as to improve the reliability and quality of the transmission of electrical energy to consumers.

Key words: *technical condition; monitoring; equipment; express analysis; diagnostics; malfunction; repairs; transformer substation; technique; express analysis coefficient.*

For citation: Ivshin IV, Galyautdinova AR, Vladimirov OV, Nizamiev MF, Usmanov IK. Methodology of online assessment of technical state of transformer substation 35/6 (10) kV by express analysis coefficient. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4):14-26. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-14-26.

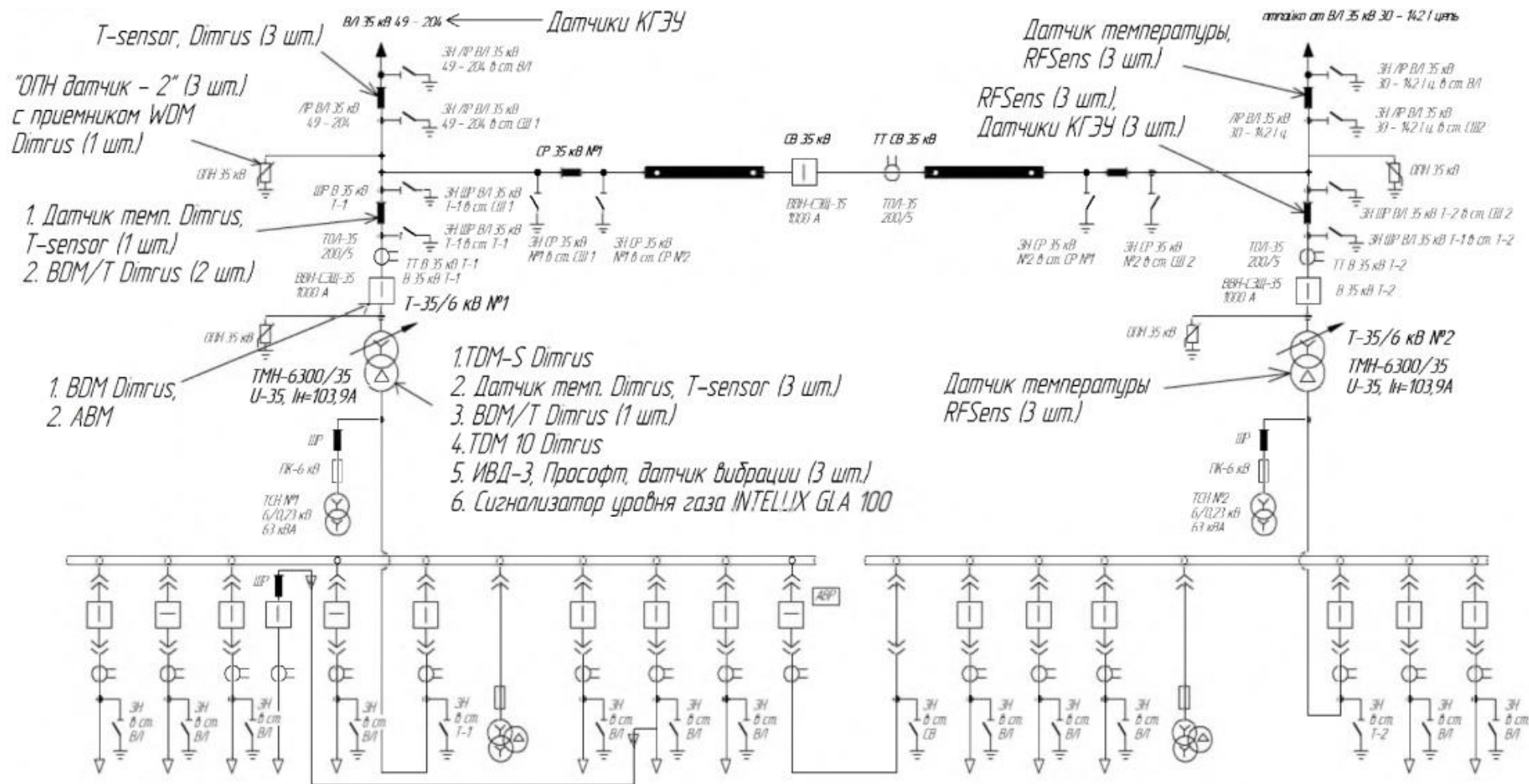
Введение и литературный обзор

Эффективность и надежность функционирования электротехнического оборудования электростанций, подстанций, промышленных предприятий, электрических сетей и систем зависит от его технического состояния. Современное электротехническое оборудование имеет достаточно высокие показатели надежности. Однако в процессе эксплуатации под воздействием различных факторов, условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается вероятность возникновения отказов. Надежность электрооборудования зависит не только от качества изготовления, но и от правильного технического обслуживания, своевременного ремонта.

Цифровая трансформация в электроэнергетике позволяет повысить надежность и качество передачи электрической энергии потребителям, предъявляет повышенные требования к системе контроля и обеспечению надежности оборудования. Применение системы планово-предупредительных ремонтов для поддержания оборудования в работоспособном состоянии становится затратным и неэффективным [1]. Разработка и внедрение системы мониторинга и экспресс-анализа технического состояния оборудования ТП 35/6(10) кВ позволяет перейти к организации ремонта основного энергетического оборудования подстанции по фактическому состоянию.

Методика оценки технического состояния оборудования трансформаторной подстанции представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (коэффициента экспресс-анализа) по результатам экспресс-анализа оборудования подстанции с помощью разработанной системы мониторинга.

Объектами экспресс-анализа являются основное оборудование действующей ТП 35/6(10) кВ: силовой трансформатор, высоковольтный выключатель, разъединитель, ОПН, кабельные линии. Схема ТП 35/6(10) кВ с установленным оборудованием представлена на рисунке 1.



СДМ 15 – контроль ЧР (установлено в ячейках)

Рис.1.Схема ТП 35/6(10) кВ с установленным оборудованием.

Fig. 1 Diagram of 35/6 (10) kV transformer substation with installed equipment

Для проведения экспресс-анализа используются следующие документы:

- техническая документация;
- методика мониторинга основного оборудования подстанции (ПС);
- нормативная документация на оборудование ПС;
- средства измерений (табл. 1)[1].

Таблица 1

Перечень средств измерений для экспресс-анализа основного оборудования ПС

Тип оборудования	Диагностические параметры	Оборудование
Силовой трансформатор ТМН – 6300 35/6,3	Хроматографический анализ (ХАРГ)	<i>Intellix GLA 100</i>
	Влагосодержание	<i>TDM-10</i>
	Температура масла в баке	<i>TDM-S/ TDM-10</i>
	Температура контактных соединений вводов	<i>RFSens, WDM-T</i>
	Уровень частичных разрядов	<i>TDM-S, TDM-10</i>
	Вибрация	Датчики вибрации ИВД-3Ц-3, <i>TDM-10</i>
ВВН – СЭЩ – 35	Коммутационный ресурс выключателей	<i>BDM, BMP3 - 100, ABM</i>
	Токи нагрузки по фазам выключателя	
	Форма графиков токов соленоидов управления выключателем	
Разъединители 35 кВ	Температура контактов	<i>RFSens, WDM-T</i>
ОПН 35 кВ	Информация о срабатывании	<i>ОПН-2, WDM</i>
	Импульсы тока	<i>ОПН-2, WDM</i>
Кабельные линии	Частичные разряды	<i>CDM-15</i>

Оценка технического состояния оборудования на основе экспресс-анализа основывается на сопоставлении фактических значений параметров оборудования с их нормативными значениями, в соответствии с требованиями, установленными нормативно-технической документацией (НТД) или конструкторской (проектной) документацией организаций-изготовителей. Результатом оценки служит коэффициент экспресс-анализа оборудования, который выносится в виде численной величины от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение). Данные диапазона приведены в таблице 2.

Методика определения коэффициента экспресс-анализа основного оборудования подстанции состоит из методики подготовки и проведения измерений и методики анализа результатов измерений.

Таблица 2

Диапазоны коэффициента экспресс-анализа

Диапазон коэффициента экспресс-анализа	Вид технического состояния	Визуализация (цвет)
≤ 25	Критическое	Красный
$25 < \text{и} \leq 50$	Неудовлетворительное	Оранжевый
$50 < \text{и} \leq 70$	Удовлетворительное	Желтый
$70 < \text{и} \leq 85$	Хорошее	Зеленый
$85 < \text{и} \leq 100$	Очень хорошее	Т-зеленый

Расчет коэффициента экспресс-анализа электрооборудования осуществляется в следующей последовательности:

- оценка параметров экспресс-анализа оборудования;
- расчет коэффициента экспресс-анализа параметров оборудования;
- расчет коэффициента экспресс-анализа всей трансформаторной подстанции;
- сравнение коэффициента экспресс-анализа с диапазоном по 100-бальной шкале и определение технического состояния оборудования.

Контроллер диагностики *Wiren Board 6* осуществляет опрос комплекса датчиков, через соответствующие интерфейсы подключения, входящие в систему слежения за техническим состоянием оборудования подстанции 35/6(10)кВ [3]. Полученная информация в контроллерах диагностики *Wiren Board 6* первично обрабатывается и передается через сеть Интернет посредством предварительно организованного виртуального канала через беспроводную сеть *GSM*.

Методика анализа результатов измерений основывается на расчете коэффициента экспресс-анализа. Расчет коэффициента экспресс-анализа параметров оборудования осуществляется по формуле (1)[2]:

$$КЭА = 100 \times \frac{\sum KB_i \times B_i}{4}, \quad (1)$$

где KB_i — значение весового коэффициента выбранных параметров; B_i — значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров (таблица 3).

Каждый параметр технического состояния оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений от предельно-допустимых. Балльная оценка характеризует качественную оценку параметров технического состояния узлов и уровень выполнения требуемых функций от «0» (наихудшая оценка) до «4» (наилучшая оценка).

Таблица 3

Определение балльной шкалы значений

№ п/п	Балльная шкала	Характеристики диапазоны значений параметров
1.	Балл 4	Отсутствует отклонение измеряемых параметров от нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме.
2.	Балл 3	Параметры состояния оборудования находятся в пределах нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, но появилась тенденция ухудшения значения контролируемого параметра.
3.	Балл 2	Параметры состояния оборудования находятся в пределах нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, но возникает угроза наступления отказов, появляются первые признаки отклонения от выполнения требуемых функций оборудования.
4.	Балл 1	Означает предельно-допустимое состояние - параметры находятся близко к критическим значениям, оборудование выполняет требуемые функции не в полном объеме.
5.	Балл 0	Означает неудовлетворительное состояние - параметры состояния оборудования не соответствуют нормативной и/или конструкторской документации, находятся в критичном значении. Дальнейшая эксплуатация оборудования недопустима.

Диапазоны значений параметров технического состояния оборудования и соответствующая балльная шкала оценки актуализируются при изменении нормативной документации, определяющей требования к параметрам технического состояния оборудования. Весовые коэффициенты параметров технического состояния отражают их важность и характеризуют степень влияния на надежность и работоспособность оборудования. Весовой коэффициент указывается в долях и принимает значение от 0 до 1.

Для определения весовых коэффициентов применяется метод парных сравнений (метод Саати), который применяется. Идея метода состоит в том, что попарно сравниваются каждые два объекта и определяется первенство одного из них, отсюда название — «попарное (или парное) сравнение» [4]. Для обоснования принятия решений в условиях определенности и многокритериальности проблемы гораздо легче сделать качественное сравнение двух объектов, опираясь на мнение экспертов, чем установить количественные критерии. Метод парных сравнений — это метод получения исходных данных, метод своеобразного опроса респондентов.

Важность (весовой коэффициент) каждого свойства в оценке объекта определяется следующим образом. Формируется таблица парных сравнений, где количество строк и столбцов равно количеству оцениваемых свойств. Сравнивается степень важности влияния на объект свойства, находящегося в строке, по сравнению со свойством, находящимся в столбце, и помещается в ячейке на пересечении выбранных строк и столбцов. Степень важности указывается в соответствии со специальной шкалой (табл. 4).

При парном сравнении параметров оборудования степень важности определяется экспертно в соответствии со следующими факторами:

- степень влияния значения параметров экспресс-анализа на общее состояние оборудования;
- последствия отказа оборудования в результате выхода значения по параметру оборудования, за допустимые нормативами пределы[5].

Определение степени важности параметров.

Относительная важность	Суждение	Пояснение
1	Минимальная важность	Равный вклад факторов
3	Умеренная важность	Умеренная важность
5	Существенная важность	Опыт и суждение дают сильное превосходство одного фактора над другим
7	Значительная важность	Одному фактору дается настолько сильное превосходство, что оно становится практически значительным
9	Очень сильная важность	Очевидность превосходства одного фактора над другим подтверждается наиболее сильно

Далее проводится расчет совокупного коэффициента экспресс-анализа основного технологического оборудования (КЭА^{СЭ}), который осуществляется по формуле (2):

$$КЭА^{СЭ} = 100 \times \frac{\sum_i (N_{при} \times КЭА_i)}{\sum_i N_{при}}, \quad (2)$$

где КЭА_i – коэффициент экспресс-анализа i-ого объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики; N_{при} – мощность приведенная i-ому объекту электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики в соответствии с НТД.

Результаты оценки экспресс-анализа основного оборудования ранжируются по убыванию коэффициентов экспресс-анализа оборудования [6]. Качественная оценка вида технического состояния формируется в зависимости от сопоставления рассчитанного значения коэффициента экспресс-анализа одному из диапазонов, представленных на рисунке 2.

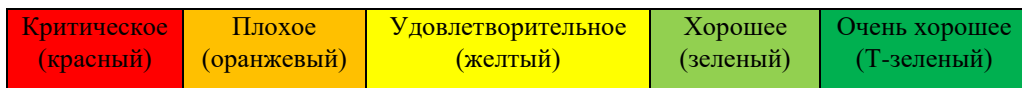


Рис. 2. Диапазоны коэффициента экспресс-анализа в цвете. *Fig. 2. Ranges of the rapid analysis coefficient in color.*

Результаты

С целью разработки методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ по коэффициенту экспресс-анализа организована передача основной диагностической информации и информации самодиагностики системы из ТП на web-сервер ФГБОУ ВО «КГЭУ» (рисунки 3, 4, 5).

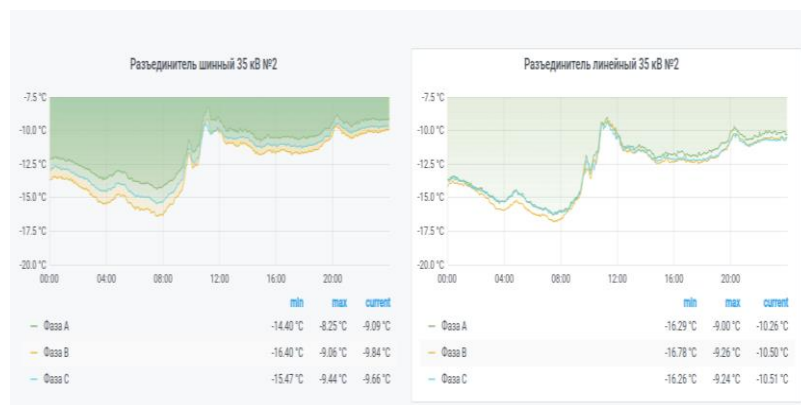


Рис. 3. Показания с датчиков разъединителя *Fig. 3. Readings from the disconnector sensors.*

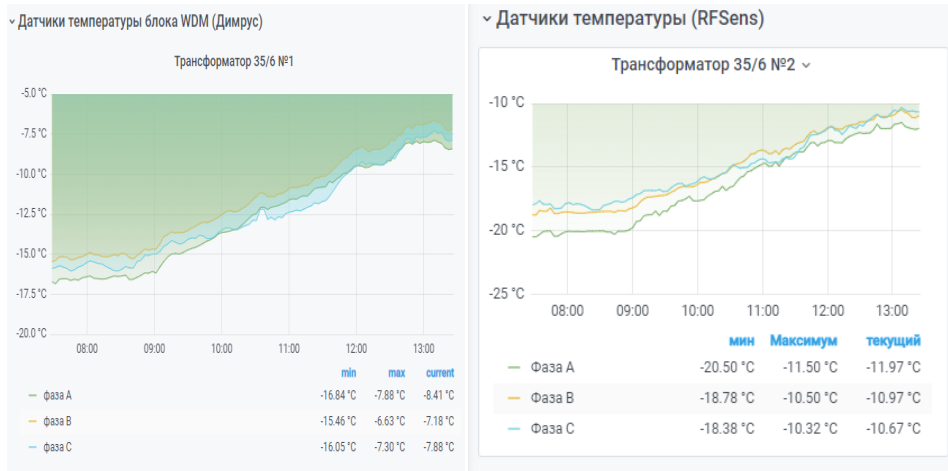


Рис. 4. Датчики температуры, установленные на вводах трансформаторов.

Fig. 4. Temperature sensors installed at the transformer inputs.

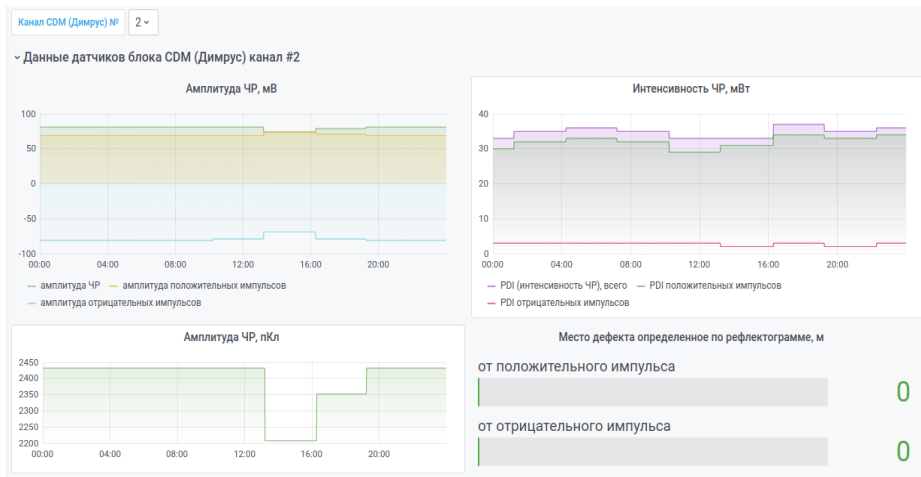


Рис. 5. Показания с датчиков кабельных линии

Fig. 5. Readings from the sensors of cable lines.

Разработан трехуровневый структурный комплекс для измерения и экспресс-анализа технического состояния ТП35/6(10)кВ (рисунок 6), на основании получаемых данных.

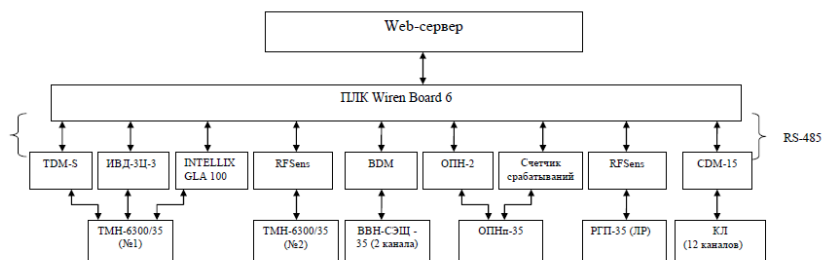


Рис. 6. Трехуровневый структурный комплекс для измерения и экспресс-анализа ТП.

Fig. 6. Three-level structural complex for measuring and express analysis of transformer substation.

Исходя из массива полученных данных, проведен расчет коэффициента экспресс-анализа трансформатора марки ТМН – 6300 35/6,3. Диагностируемые параметры данного трансформатора:

- ХАРГ;
- Уровень частичных разрядов;
- Влагосодержание;
- Виброскорость;
- Температуры бака;
- Температура контактных соединений вводов.

Первым этапом определяем весовые коэффициенты выбранных параметров трансформатора методом парных сравнений (метод Саати) (рис.7).

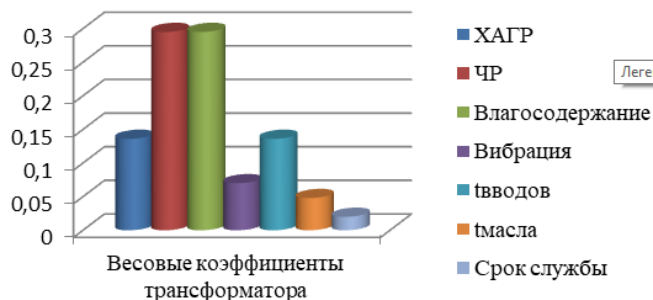


Рис. 7. Весовые коэффициенты параметров трансформатора Fig. 7. Weight coefficients of the transformer parameters.

Весовые коэффициенты: ХАГР – 0,136; ЧР – 0,295; влажосодержание – 0,295; вибрация – 0,07; $t_{\text{вводов}}$ - 0,136; $t_{\text{масла}}$ – 0,048, срок службы - 0,02.

Сумма весовых коэффициентов трансформатора = 1.

После определения всех коэффициентов проводим расчет коэффициента экспресс-анализа трансформатора по формуле (1):

$$КЭА_{\text{тр}} = 100 \times \frac{(0,136 \times x_1 + 0,295 \times x_2 + 0,295 \times x_3 + 0,07 \times x_4 + 0,136 \times x_5 + 0,048 \times x_6 + 0,02 \times x_7)}{4}$$

где $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7$ – значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров:

Балльная шкала оценки отклонения фактических значений параметров ХАГР от предельно допустимых согласно СТО 34.01-23-003-2019 [7] представлена в таблице 5. Уровень растворенных в масле газов находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 5 параметр x_1 (ХАГР) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 5

Балльная шкала		
Уровень	Количество параметров концентрации газов вышедших за определённый уровень	Балльная шкала
Норма	0	4
ДЗ	≤ 2	3
ДЗ	3-4	2
ПДЗ	≤ 2	1
ПДЗ	3-4	0

Балльная шкала нормирования уровня частичных разрядов определяется согласно авторскому алгоритму разработчиков Димрус [8] и представлена в таблице 6. Уровень частичных разрядов находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 6 параметр x_2 (частичные разряды) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 6

Балльная шкала		
Нормирование уровня частичных разрядов	Заключение	Балльная шкала
Нормальное	Нормальный износ	4
Предаварийное	Наличие дефекта	2
Аварийное	Необратимое изменение	1

Балльная шкала нормирования влажосодержания от предельно допустимых согласно СТО 34.01-23.1-001-2017 [9] и РД 34.45-51.300-97 [10] представлена в таблице 7. Уровень влажосодержания находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 7 параметр x_3 (влажосодержание) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 2 баллам.

Таблица 7

Бальная шкала			
Состояние	Классификация экспресс-анализа	H ₂ O	Бальная шкала
Исправное состояние	Норма	Менее 5 г/т	4
	Норма с отклонениями	Менее 10 г/т	3
Промежуточное состояние	Норма со значительными отклонениями	10-15 г/т	2
Неисправное состояние	Предаварийное состояние	15-25 г/т	1
	Ухудшенное состояние	Более 25 г/т	0

Бальная шкала нормирования значения виброскорости от предельно допустимых согласно методическим указаниям по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов [11] представлена в таблице 8. Значение виброскорости находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 8 параметр x_4 (виброскорость) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 8

Бальная шкала	
Виброскорость	Бальная шкала
Менее 10 мм/сек	4
10 – 20 мм/сек	3
Более 20 мм/сек	1

Бальная шкала нормирования значения температуры вводов от предельно допустимых согласно РД 153-34.0-20.363-99 [12] представлена в таблицах 9, 10, 11, в зависимости от уровня нагрузки. Значение температуры вводов находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 10 параметр x_5 (температура вводов) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

1) Избыточная температура:

- при $I_{\text{раб}}$ в диапазоне 30-60% от $I_{\text{ном}}$

1. Измеряем нагрузки по фазам $I_{\text{раб}}$

2. Измеряем температуру окружающей среды $T_{\text{воздух}}$, температуру элементов T .

3. Вычисляем превышение температуры: $T_{\text{раб}} = T - T_{\text{воздух}}$

4. Пересчитываем превышение температуры на нагрузку 50% по формуле (3):

$$\Delta T_{0,5} = \Delta T_{\text{раб}} \times \left(\frac{0,5 \cdot I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (3)$$

где $\Delta T_{\text{раб}}$ – превышение температуры;

$I_{\text{раб}}$ и $I_{\text{ном}}$ – рабочий и номинальный токи.

5. Минимальное значение $\Delta T_{0,5}$ принимаем за норму.

6. Вычисляем избыточную температуру при 50% по формуле (4):

$$\Delta T_{\text{изб}0,5} = \Delta T_{0,5} - \Delta T_{0,5\text{мин}} \quad (4)$$

7. Определяем области неисправности, согласно РД 153-34.0-20.363-99 (табл.9).

Таблица 9

Бальная шкала		
$\Delta T_{\text{изб}0,5}$ при $0,5I_{\text{ном}}$	Классификация дефекта	Бальная шкала
<5	Нет дефекта	4
5-10	Начальная степень развития дефекта. Держать под контролем	3
10-30	Развившийся дефект. Устранение дефекта пи первой необходимости.	2
≥ 30	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	1

-при $I_{\text{раб}}$ в диапазоне 60-100% от $I_{\text{ном}}$.

1. Измеряем нагрузки по фазам $I_{\text{раб}}$

2. Измеряем температуру окружающей среды $T_{\text{воздух}}$, температуру элементов T .
3. Сравниваем эти температуры с таблицей предельных нагревов.
4. Вычисляем превышение температуры: $T_{\text{раб}} = T - T_{\text{воздух}}$
5. Пересчитываем превышение температуры на нагрузку 100%:

$$\Delta T_{0,5} = \Delta T_{\text{раб}} \times \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (5)$$

где $\Delta T_{\text{раб}}$ - превышение температуры;

$I_{\text{раб}}$ и $I_{\text{ном}}$ - рабочий и номинальный токи.

6. Сравниваем значение $\Delta T_{\text{ном}}$ с таблицей предельных нагревов.
7. Определяем области неисправности, согласно РД 153-34.0-20.363-99 (табл. 10).

Таблица 10

Бальная шкала

$\Delta T_{\text{ном}}$ при номинальной нагрузки	Классификация дефекта	Бальная шкала
<10	Нет дефекта	4
10-20	Начальная степень развития дефекта. ЭО следует взять на контроль	3
20-40	Развившийся дефект. Устранение дефекта пи первой необходимости	2
≥ 40	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	1

2) Коэффициент дефектности

Коэффициент дефектности определяется по формуле (6):

$$K_{\text{деф}} = \frac{\Delta T_{\text{раб}}}{\Delta T_{\text{ном}}}, \quad (6)$$

где $\Delta T_{\text{раб}}$ - превышение температуры; $\Delta T_{\text{ном}}$ - температура бездефектного участка.

Полученное значение сравниваем с бальной шкалой, в соответствии с РД15334.0-20.363-99 (табл. 11).

Бальная шкала нормирования значения температуры масла от предельно допустимых согласно ГОСТ Р 52719-2007 [13] представлена в таблице 12. Значение температуры масла находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 12 параметр x_6 (температура масла) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 4 баллам.

Таблица 11

Бальная шкала

$K_{\text{деф}}$ коэффициент дефектности	Классификация дефекта	Бальная шкала
1-1,05	Нет дефекта	4
<1,2	Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем	3
1,2-1,5	Развившийся дефект. Принять меры к устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы	2
>1,5	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	1

Таблица 12

Бальная шкала

Температура масла в верхних слоях	Бальная шкала
0-80	4
80-95	2
≥ 95	0

Бальная шкала нормирования значения срока службы, которая определяется по формуле (фактический срок службы/нормативный срок службы) [14], от предельно допустимых представлена в таблице 13. Значение срока службы находится в пределах допустимых значений. В соответствии с таблицей 13 параметр x_7 (срок службы) для трансформатора ТМН – 6300 35/6,3 равен 1 баллу.

Коэффициент экспресс-анализа трансформатора - 83,75, который попадает в диапазон $70 < \text{и} \leq 85$ (рис.3). Отсюда делаем вывод, что трансформатор ТМН – 6300 35/6,3 находится в хорошем, работоспособном состоянии. Определение КЭА позволяет контролировать состояние оборудования и при необходимости проводить ремонт.

Таблица 13

Бальная шкала	
Коэффициент срок службы	Бальная шкала
0,13-0	4
0,57-0,13	3
1-0,57	2
1,85-1	1
$\geq 1,85$	0

$$КЭА_{тр} = 100 \times \frac{(0,136 \times x_1 + 0,295 \times x_2 + 0,295 \times x_3 + 0,07 \times x_4 + 0,136 \times x_5 + 0,048 \times x_6 + 0,02 \times x_7)}{4} =$$

$$25 \times (0,136 \times 4 + 0,295 \times 4 + 0,295 \times 2 + 0,07 \times 4 + 0,136 \times 4 + 0,02 \times 1) = 83,75$$

Выводы

Большинство систем контроля технического состояния, на сегодняшний день, работают отдельно друг от друга и позволяют оценить техническое состояние каждого элемента подстанции индивидуально [15]. Внедрение системы мониторинга и экспресс-анализа технического состояния оборудования подстанции по коэффициенту экспресс-анализа позволяют проводить дистанционное обследование в процессе эксплуатации, в онлайн режиме. А также позволяют установить связи между различными параметрами, оценить техническое состояние трансформаторной подстанции комплексно [16], основываясь на данных, полученных со всех контрольно-измерительных приборов. Система позволят более эффективно эксплуатировать энергетическое оборудование подстанции.

В результате анализа существующего оборудования, необходимого для мониторинга трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, был сформирован перечень оборудования для мониторинга технического состояния; проведен анализ схемы трансформаторной подстанции, комплекса датчиков, интерфейсов подключения и разработаны технические решения на внутриобъектовую связь на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ. Предложена система передачи основной диагностической информации и информации самодиагностики системы на web-сервер. Разработана структурная схема комплекса для измерения и экспресс-анализа трансформаторной подстанции. Разработана методика определения коэффициента экспресс-анализа основного оборудования ТП 35/6(10) кВ. Произведен расчет коэффициента экспресс-анализа трансформатора, по которому было определено состояние оборудования. Методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции по коэффициенту экспресс-анализа позволяет перейти к организации технического обслуживания и ремонта основного энергетического и электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по фактическому состоянию, который в результате приведет к обеспечению надежности оборудования и сохранению качества передачи электрической энергии потребителям.

Литература

1. Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф. Оценка работоспособности трансформаторной подстанции по результатам экспресс-мониторинга ее элементов // Материалы конференций 6 Национальной научно-практической конференции «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве, Казань, 10-11 декабря 2020 г., Казань, 2020. Т.2. С.33-35.

2. Byerly J.M., Schneider C., Schloss R. and et al. Real-time circuit breaker health diagnostics // 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), 2017, pp.1-6.

3. 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. V. 11(8). pp.1519-1527.
4. Метод анализа иерархий (метод Т.Л. Саати) //www.edu.tltsu.ru.
5. 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.
6. Никулин С.А., Карнавский Е.Л. Оптимизация режимов установок электрохимической защиты // Системы управления и информационные технологии. 2014. № 3 (57). С.64—68.
7. Gao Q, Zhong C., Wang Y., et al. 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.
8. Ivanova V.R., Ivanov A.S., Fetisov L.V. The development of an automated station for group soldering of the led lines //14th International scientific-technical conference on actual problems of electronic instrument engineering (APEIE). V. 44894. pp. 336 – 338.
9. KominekD. EffectiveOPCSecurityforControlSystems. Solutionsyoucanbankon/КоминекD., ByresE. // www.tofinosecurity.com/effective-POC-solutions.
10. Денисова А.Р., Спасов Д.П., Галяутдинова А.Р. Автоматизированная диагностика электрооборудования с использованием QR- кода для электротехнических систем // Сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции Проблемы и перспективы развития электроэнергетикииэлектротехники,18-19 марта 2019 г., Казань,2019. С.35.
11. StandartIEC 61850 Communication network and substations of the system.
12. 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.
13. Ivshin I.V., Nizamiev M.F., Maximov V.V., BilalovF.F. Measuring and diagnostic complex for monitoring the technical condition of electrical equipment // Electric. 2015. №6. pp. 18-25.
14. Ившин И.В., Владимиров О.В., Загретдинов А.Р. и др. Исследованиевлияниядефектовнасобственныечастотыколебанийдеталейэнергетических установок // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2015. Т. 22. №5-6. С. 66-74.
15. 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.
16. Tsvetkov A.N., Safin A.R., Ivshin I.V. Adaptive control system of the pumping unit // International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT).Issue 5 Special Issue 3, July 2019. V. 8.pp.289-291.

Авторы публикации

Ившин Игорь Владимирович – д-р техн. наук, профессор, директор Института электроэнергетики и электроники (ИЭЭ), заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП), Казанский государственный энергетический университет.

Галяутдинова Алсу Ренатовна – аспирант, старший диспетчер дирекции Института электроэнергетики и электроники (ИЭЭ), Казанский государственный энергетический университет.

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

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

Усманов Ильнур Кабирович – главный специалист Управления энергетики ПАО «Татнефть».

References

1. Ivshin IV, Galyautdinova AR. Evaluation of the operability of a transformer substation based on the results of express monitoring of its elements. In: Vladimirov O.V., Nizamiev M.F. 6 National Scientific and Practical Conference; 10-11 Dec 2020; Kazan, Russia, 2020 pp.33-35.
2. 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.
3. 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.
4. Method of analysis of hierarchies (method of T.L.Saati) //www.edu.tltsu.ru
5. 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.
6. Nikulin SA, Karnavsky EL. Optimization of modes of installations of electrochemical protection// Control systems and information technologies. 2014;3 (57):64-68.
7. Gao Q, Zhong C., Wang Y, et al. 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;651:1-8.
8. Ivanova VR, Ivanov AS, Fetisov LV. The development of an automated station for group soldering of the led lines. *14th International scientific-technical conference on actual problems of electronic instrument engineering (APEIE)*. 2020;44894:336 – 338.
9. Kominek D, Byres E. EffectiveOPCSecurityforControlSystems. Solutionsyoucanbankon. www.tofinosecurity.com/effective-POC-solutions.
10. Denisova AR, Spasov DP, Galyautdinova AR. Automated diagnostics of electrical equipment using a QR code for electrical systems. *All-Russian Scientific and Practical Conference Problems and Prospects for the Development of Electric Power and Electrical Engineering*, 18-19March 2019; Kazan, Russia, 2019 pp.35.
11. Standard IEC 61850 Communication networks and substations of the system.
12. Denisova AR, Spasov DP, Galyautdinova AR. et al. Research of the operability and quality of functioning of the transformer equipment of electrical systems. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2020. 22(3): 23-35.
13. Ivshin IV, Nizamiev MF, Maximov VV. et al. Measuring and diagnostic complex for monitoring the technical condition of electrical equipment. *Electric* 2015, 6: 18-25.
14. Ivshin IV, Vladimirov OV, Zagretidinov AR. et al. Investigation of the influence of defects on natural frequencies of vibrations of parts of power plants *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGYSECTORPROBLEMS*. 2015. 22(5-6): 66-74.
15. 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.
16. Tsvetkov AN, Safin AR, Ivshin IV. Adaptive control system of the pumping unit. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*. 2019;8(5):289-291.

Authors of the publication

Igor V. Ivshin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Alsu R. Galyautdinova – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Oleg V. Vladimirov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Marat F. Nizamiev – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Ilnur K. Usmanov – PJSC «Tatneft», Almetyevsk, Russia.

Получено

16 августа 2021г.

Отредактировано

23 августа 2021г.

Принято

24 августа 2021г.