

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»

На правах рукописи

Галяутдинова Алсу Ренатовна

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ОНЛАЙН-МОНИТОРИНГА И
КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ
МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 35/6(10) КВ

2.2.8 – Методы и приборы контроля и диагностики материалов, изделий,
веществ и природной среды

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель

доктор технических наук,
профессор Ившин Игорь
Владимирович

Казань – 2024 г.

Оглавление

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И ТЕРМИНОВ ...	5
ВВЕДЕНИЕ	10
1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	19
1.1. Анализ повреждаемости силовых маслонаполненных трансформаторов	19
1.2. Анализ существующих методов контроля силовых трансформаторов	24
1.3. Современные системы технического обслуживания и ремонта	27
1.4. Применение интеллектуальных систем онлайн-мониторинга и контроля технического состояния	31
1.5 Выводы	34
2. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ И СТРУКТУРА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОНЛАЙН-МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 35/6(10) КВ	35
2.1. Основные узлы и контролируемые параметры силового маслонаполненного трансформатора	35
2.2. Структура разрабатываемой интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях	41
2.3. Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях ..	46
2.3.1. Алгоритм проведения измерений	48
2.3.2 Алгоритм анализа результатов измерений.....	53
2.4. Выводы	62
3. МЕТОД ОБРАБОТКИ ДАННЫХ В БЛОКЕ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗЫ ЗНАНИЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОНЛАЙН-МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 35/6(10) КВ	64
3.1. Цифровизация в электроэнергетике	64
3.2. Методы обработки данных	67
3.3. Методы искусственного интеллекта	69
3.4. Применение ИНС в системе онлайн-мониторинга и контроля	75
3.5. Выводы	83
4. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОНЛАЙН-МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 35/6(10) КВ. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ	84
4.1. Разработка интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния для силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ	84
4.2. Контрольно-измерительные приборы для интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ	91
4.3. Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния рассматриваемого силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ	104
4.3.1 Алгоритм проведения измерений рассматриваемого силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ	104
4.3.2 Алгоритм анализа результатов измерений рассматриваемого силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ	112
4.4. Обработка и визуализация данных в интеллектуальной системе онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ	126

4.5. Экспериментальные результаты, полученные при внедрении интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния в силовые маслонаполненные трансформаторы 35/6(10) кВ	131
4.6. Выводы	142
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	144
СПИСОК РАБОТ АВТОРА, ОТРАЖАЮЩИХ ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ	146
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	151
Приложение А.....	164
Приложение Б	166
Приложение В.....	167
Приложение Г	168
Приложение Д.....	169
Приложение Е.....	170
Приложение Ж.....	171

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И ТЕРМИНОВ

В настоящем диссертационном исследовании использованы следующие сокращения:

АРГ – анализ растворенных газов в масле;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ВВ – высоковольтные вводы;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВН – высокое напряжение;

ВСС – внутриобъектовая система связи;

ИИ – искусственный интеллект;

ИНС – искусственная нейронная сеть;

ИСОМТС – интеллектуальная система онлайн-мониторинга и контроля технического состояния;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КЗ – короткое замыкание;

КС – контактные соединения;

КЭА – коэффициент экспресс-анализа;

НИОКР – научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа;

НН – низкое напряжение;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПО – программное обеспечение;

ПС – электрическая подстанция;

ТО – техническое обслуживание;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

РД – руководящий документ;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РП – распределительный пункт;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

СН – среднее напряжение;

СО – система охлаждения;

СРН – система регулирования напряжения;

СУБД – система управления базой данных;

ХХ – холостой ход;

ЧР – частичные разряды.

В настоящем диссертационном исследовании использованы следующие термины и определения:

восстанавливаемый объект – объект, восстановление работоспособного состояния которого предусмотрено документацией;

долговечность – свойство элемента или системы длительно сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при определенных условиях эксплуатации;

искусственный интеллект – свойство автоматических систем брать на себя отдельные функции интеллекта человека, например, выбирать и принимать оптимальные решения на основе ранее полученного опыта и рационального анализа внешних воздействий;

искусственная нейронная сеть – математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма;

интеллектуальная система – автоматизированная система, основанная на знаниях, или комплекс программных, логико-математических средств для реализации основной задачи – осуществления поддержки деятельности человека и поиска информации в режиме продвинутого диалога на естественном языке;

комплексная оценка – системное аналитическое исследование, в процессе которого на основе совокупного анализа ранее изученных аспектов дается обобщающая оценка;

контроль технического состояния – проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из данных видов технического состояния в данный момент времени;

математическое моделирование – это идеальное научное знаковое формальное моделирование, при котором описание объекта осуществляется на языке математики, а исследование модели проводится с использованием тех или иных математических методов;

машинное обучение – использование математических моделей данных, которые помогают компьютеру обучаться без непосредственных инструкций;

мониторинг технического состояния – наблюдение за техническим состоянием технического устройства для определения и предсказания момента перехода его в предельное состояние.

надежность – свойство элемента или системы выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах в условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортировки;

предельное состояние – состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

ремонт – комплекс мероприятий по восстановлению работоспособного состояния изделия;

ресурс – суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до момента достижения объектом предельного состояния;

силовой трансформатор – электротехническое устройство, предназначенное для преобразования напряжений переменного тока, сохраняя при этом его частоту, а также для преобразования самой системы электроснабжения;

система технического обслуживания и ремонта – совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления работоспособного состояния объекта;

техническая диагностика – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов;

техническое диагностирование – процесс определения технического состояния объекта или получения оценки технического состояния,

включающего диагнозы наиболее важных субъектов, составляющих объект диагностирования и определяющих полноту диагностирования объекта.

техническое обслуживание – комплекс мероприятий по поддержанию работоспособного состояния изделия;

техническое состояние – состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект;

цифровая энергетика – новый этап развития энергетической отрасли, при котором радикально меняются отношения между потребителями и производителями электричества благодаря новым доступным технологиям: коммуникационным, информационно-вычислительным, электронным, измерительным.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

Распределительная электрическая сеть – это сеть, предназначенная для распределения электрической энергии, получаемой от источников питания по территории электроснабжаемого района и непосредственная ее подача к приемникам и потребителям. Выбор напряжения 35 кВ в качестве распределительного для предприятия осуществляется при следующих условиях: ближайшие сети энергосистемы имеют напряжение 35 кВ, на предприятии отсутствуют электродвигатели высокого напряжения и невелико количество цеховых трансформаторных подстанций 35/0,4 кВ.

Неотъемлемыми элементами распределительной электрической сети являются силовые трансформаторы 35/6(10) кВ. К ним предъявляются повышенные требования по надежности для бесперебойного питания потребителей электрической энергии. Сложность конструкции и протекающие в силовом трансформаторе физические, химические, электрические процессы делают задачу обеспечения его эксплуатационной надежности достаточно сложной. В распределительных электрических сетях 35/6(10) кВ преобладают силовые трансформаторы маслонаполненного типа, из них 60% эксплуатируются с превышением ресурса, определённого нормативно-технической документацией (25 лет).

В ПАО «Россети Центр и Приволжье» эксплуатируются 69,9 тыс. трансформаторных подстанций 6-35/0,4 кВ, а в ПАО «Татнефть» имеются порядка 200 трансформаторных подстанций 35/6(10) кВ.

Выбор силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ в качестве объекта исследований данной диссертационной работы, создание интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния и своевременное принятие мер по восстановлению работоспособности является актуальным и входит в одну из приоритетных задач в среднесрочном периоде.

Цифровая трансформация электроэнергетики как важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России, является сложным системным процессом, реализующим новые инструменты регулирования отрасли на федеральном уровне [1, 2].

Сегодня в электроэнергетике активно развиваются и внедряются цифровые технологии, применяется рациональное сочетание методов онлайн- и оффлайн-мониторинга. Онлайн-мониторинг – контроль непрерывного характера, который позволяет оценивать техническое состояние трансформатора под рабочим напряжением по набору контролируемых параметров. Информационно-измерительная база на основе современных измерительных комплексов обеспечивает сбор, обработку и хранение информации с различных контрольно-измерительных приборов (КИП) отдельных параметров трансформатора в онлайн-режиме. Степень взаимовлияний контролируемых параметров на техническое состояние силового трансформатора можно определить только при их обобщенной оценке. Такие комплексы обеспечивают дистанционное наблюдение за техническим состоянием силового трансформатора, повышают достоверность оценки контролируемых параметров при эксплуатации оборудования.

Увеличение объема анализируемой информации о состоянии силового трансформатора ведет к значительным изменениям при выборе методов обработки данных и требует не только автоматизации процессов обработки и анализа данных, но и использование методов искусственного интеллекта. Применение эксплуатационного опыта (в виде экспертных оценок) и получение объективных оценок состояния силового трансформатора вне зависимости от квалификации персонала, с целью повышения эффективности системы, требуют использования интеллектуальных систем.

Вопросам, связанным с оценкой технического состояния и диагностики трансформаторного оборудования, посвящено множество трудов отечественных и зарубежных авторов, таких как Козлов В.К.,

Хренников А.Ю., Львов М.Ю., Давиденко И.В., Русов В.А., Вахнина В.В., Сви П.М., Соколов В.В., Овсянников А.Г., Назарычев А.Н., Вдовико В.П., Duval M., Jakob F., Shun Yuan Wang, Noble P., Enwen Li, Zakir Husain, Leehter Yao. Широко известны также работы в направлении совершенствования моделей диагностики и управления техническим состоянием трансформаторного оборудования с применением методов искусственного интеллекта авторов Левина В.М., Монастырского А.Е., Манусова В.З., Хальясмаа А.И., Ушакова В.Я., Воропая Н.И., Андреева Д.А., Лаврова Ю.А., Матренина П.В.

Несмотря на многочисленные исследования в области диагностики, решение задачи онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов в сетях 35/6(10) кВ, способствующей увеличению эксплуатационного ресурса, остается актуальной и связано с применением своевременных мер по восстановлению работоспособности трансформатора. В диссертационной работе предложено новое научно обоснованное техническое решение в области автоматизированного контроля, способствующее увеличению эксплуатационного ресурса силового трансформатора за счет выбора перечня контролируемых параметров для онлайн-мониторинга и контроля технического состояния, имеющее существенное значение для развития электроэнергетики России.

Методология и методы исследования

Объект исследования: силовой маслонаполненный трансформатор под рабочим напряжением в распределительных сетях 35/6(10) кВ.

Предмет исследования: параметры контроля состояния силового маслонаполненного трансформатора под рабочим напряжением 35/6(10) кВ.

Цель работы: разработка интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния, способствующей увеличению эксплуатационного ресурса силового маслонаполненного

трансформатора за счет автоматизированного контроля технического состояния в онлайн-режиме в распределительных сетях 35/6(10) кВ.

Для достижения поставленной цели в настоящей диссертационной работе решаются следующие **задачи**:

1. Провести анализ повреждаемости силовых маслонаполненных трансформаторов в сетях 35/6(10) кВ, существующих методов и систем контроля, применения интеллектуальных систем онлайн-мониторинга и контроля технического состояния в электроэнергетике для выявления их особенностей.

2. Разработать структурную и функциональную схемы интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ с выбором перечня контролируемых параметров и КИП, системы передачи и обработки полученных данных.

3. Разработать методику и алгоритм для анализа полученных результатов онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ, способствующих увеличению его эксплуатационного ресурса.

4. Разработать математическую модель обработки результатов измерений для определения технического состояния и автоматизации контроля силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ.

5. Реализовать разработанную интеллектуальную систему онлайн-мониторинга и контроля технического состояния, провести ее испытания и апробацию на действующих силовых маслонаполненных трансформаторах в сетях 35/6(10) кВ для практического подтверждения работоспособности системы.

Методы исследования

При выполнении исследований применялись методы математической статистики, статистического моделирования и теории вероятности, метод анализа иерархий Томаса Саати, методы искусственного интеллекта.

Обработка экспериментальных данных осуществлялась в среде разработки PyCharm, реализованной на языке программирования Python.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Структура интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ, включающая в себя системы измерения, передачи и первичной обработки данных, формирования баз данных и знаний, обработки и интеллектуального анализа данных, принятия решений, вывода результатов с выбором перечня контролируемых параметров.

2. Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ, позволяющая проводить анализ полученных результатов измерений, отличающаяся возможностью определения его эксплуатационного ресурса.

3. Разработанные алгоритм для реализации методики онлайн-мониторинга и оценки технического состояния, алгоритм выработки рекомендаций по техническому обслуживанию с целью продления ресурса силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ.

4. Разработанная многослойная нейросетевая модель, отличающаяся использованием радиальных базисных функций, на основе полученной информации о силовом трансформаторе и экспертных знаний с учетом эксплуатационного опыта, позволяющая автоматизировать онлайн-контроль.

Теоретическая значимость работы заключается в расширении научных знаний в области автоматизированного контроля применительно к проблематике диссертации, а также результативного использования онлайн-мониторинга для своевременной оценки технического состояния с применением мер по восстановлению работоспособности силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ.

Практическая значимость работы заключается в автоматизации процесса принятия решений об остаточном ресурсе силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ на предприятиях

электроэнергетической отрасли по результатам разработанной методики онлайн-мониторинга.

Обоснованность и достоверность выводов и результатов диссертации подтверждается применением общепринятых методов неразрушающего контроля. Теоретические результаты согласуются с имеющимися экспериментальными данными. Достоверность экспериментальных данных, полученных при исследовании силовых трансформаторов, обеспечивается применением аттестованных измерительных средств и апробированных экспериментальных методик, а также непротиворечивостью результатов измерений результатам, полученным другими авторами и известным положениям науки.

Научная новизна работы заключается в следующем.

1. Обоснован перечень контролируемых параметров и КИП интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ.

2. Разработана методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ, позволяющая определять техническое состояние трансформатора с использованием коэффициента экспресс-анализа, который рассчитывается с применением измеренных параметров работающего трансформатора, и принимать решения о предиктивном техническом обслуживании или ремонте.

3. Разработана новая архитектура многослойной нейросетевой модели, отличающаяся использованием радиальных базисных функций в обучающемся отдельно первом слое, для обработки данных онлайн-мониторинга и повышения точности оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора.

4. Предложен алгоритм выработки рекомендаций по техническому обслуживанию силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ на основе разработанной методики.

Диссертация соответствует паспорту специальности 2.2.8. «Методы и приборы контроля и диагностики материалов, изделий, веществ и природной среды» по пунктам паспорта 4 – «Разработка методического, математического, программного, технического, приборного обеспечения для систем технического контроля и диагностирования материалов, изделий, веществ и природной среды, экологического мониторинга природных и техногенных объектов, способствующих увеличению эксплуатационного ресурса изделий и повышению экологической безопасности окружающей среды»; 6 – «Разработка математических моделей, алгоритмического и программно-технического обеспечения обработки результатов регистрации сигналов в приборах и средствах контроля и диагностики с целью автоматизации контроля и диагностики, подготовки их для внедрения в цифровые информационные технологии»; 7 – «Автоматизация технологий, приборов контроля и средств диагностирования, способствующая снижению трудоёмкости, увеличению оперативности и достоверности оценки эксплуатационного ресурса изделий, повышению уровня экологической безопасности окружающей среды».

Реализация результатов работы

Результаты диссертации внедрены в компании ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, в компании-производителе диагностического оборудования ООО «Димрус», а также в учебный процесс ФГБОУ ВО «КГЭУ» (акты приведены в приложениях Г, Д, Е диссертации).

По результатам выполнения научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы по договору №0002/52/63 от 06.04.2020, заключенному между ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина и ФГБОУ ВО «КГЭУ», при оказании информационно-консультационных услуг по договору №1054-23-п от 08.11.2023, заключенному между ООО «Газпром трансгаз Казань» и ФГБОУ ВО «КГЭУ», была подтверждена работоспособность интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и

контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих международных, национальных и российских научно-технических конференциях: Международный симпозиум «Устойчивая энергетика и энергомашиностроение – 2021» (г. Казань, 2021); Международные молодежные научные конференции «Тинчуринские чтения – Энергетика и цифровая трансформация» (г. Казань, 2021, 2022); Международная молодежная научная конференция (школа молодых ученых) «XXV Туполевские чтения» (г. Казань, 2021); Национальные научно-практические конференции «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве» (г. Казань, 2020, 2021, 2022); Международные молодежные научно-практические конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» (г. Казань, 2022, 2023, 2024); Научно-техническая конференция «Состояние и перспективы развития современной науки по направлению «Новые материалы и энергетика в ВС РФ» (г. Анапа, 2022), Всероссийские научно-практические конференции «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники» (г. Казань, 2020, 2023), 65-я Всероссийская научная конференция МФТИ в честь 115-летия Л.Д. Ландау (г. Москва, 2023), 5-я Международная молодежная конференция по радиоэлектронике, электротехнике и энергетике (REEPE) (г. Москва, 2023).

Публикации

По результатам выполненных исследований опубликовано 17 научных работ, из них 2 статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международной базе данных SCOPUS, 3 статьи в рецензируемом научном издании, входящем в перечень ВАК по специальности диссертации, 2

свидетельства о регистрации программы для ЭВМ, 10 материалов докладов на научных конференциях, включенных в РИНЦ.

Полный список публикаций автора представлен в диссертации.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, заключения, списка литературы, включающего 101 наименование и 7 приложений. Содержит 171 страницу машинописного текста, проиллюстрированного 41 рисунками и 39 таблицами.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ИССЛЕДОВАНИЙ

Результаты главы 1 опубликованы в работах автора [А6], [А9], [А14], [А15].

1.1. Анализ повреждаемости силовых маслонаполненных трансформаторов

Одним из приоритетов стратегии научно-технологического развития Российской Федерации является переход к передовым технологиям проектирования и создания высокотехнологичной продукции, основанным на применении интеллектуальных производственных решений, роботизированных и высокопроизводительных вычислительных систем, новых материалов и химических соединений, результатов обработки больших объемов данных, технологий машинного обучения и искусственного интеллекта [3].

Современная электроэнергетика требует большого внимания к надежности и качеству работы всей энергосистемы в целом. Однако старение и износ электрооборудования приводит к увеличению числа аварийных ситуаций, которые несут за собой неблагоприятные последствия. Ситуация усугубляется ростом энергопотребления во всём мире, в результате чего нагрузка на оборудование с истекшим сроком эксплуатации возрастает.

По данным ПАО «Россети», на 2024 год на территории РФ находятся 2,5 млн. км линий электропередачи и электрические подстанции общей мощностью 877 тыс. МВА, 581 тыс. подстанций и трансформаторных подстанций [4].

В состав ПАО «Россети» входят 45 дочерних и зависимых обществ, в том числе 19 распределительных сетевых компаний [4]. Например, под управлением ПАО «Россети Центр и Приволжье» находится 294,1 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередачи, свыше 1,5 тыс. подстанций

35-220 кВ, 69,9 тыс. трансформаторных подстанций 6-35/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-10 кВ. Общая мощность этих энергообъектов превышает 45,9 тыс. МВА [5].

Большинство силовых трансформаторов эксплуатируются с превышением ресурса, установленного ГОСТ 11677-85 [6]. По данным ПАО «Россети Центр и Приволжье», в 2023 году количество повреждений составило 573, где 60% эксплуатируемых силовых маслонаполненных трансформаторов в распределительных сетях выработали свой ресурс. Основной причиной повреждений является неудовлетворительное техническое состояние (старение, износ) силовых трансформаторов, что составляет 27% из всех повреждений. [7].

Анализ статистики аварий в 2023 году ПАО «Россети Северо-Запад» показал следующие основные причины возникновения отказов:

- несоответствие установленным требованиям эксплуатации ВЛ (длительный период эксплуатации, падение деревьев, несоответствие ширины просек ВЛ 6-110 кВ). Количество отключений по причине падения деревьев из-за атмосферных явлений составляет 35% (3083 технологических нарушения) от общего количества;

- высокий физический износ оборудования, период работы которого превышает нормативный срок эксплуатации (требуется реконструкция электрооборудования на ПС 35–110 кВ, РП, ТП) – 50%;

- значительное количество отключений ВЛ 6 кВ и выше происходит из-за износа оборудования. Количество отключений, подпадающих под категорию «Неудовлетворительное техническое состояние оборудования (старение изоляции, потеря механической прочности проводов, изменение свойств материалов)», составляет 10% (857 технологических нарушений) от общего количества технологических нарушений на ВЛ 6 кВ и выше;

- нарушения, связанные с грозовой активностью (401 технологическое нарушение) составляют 5% от общего количества нарушений [8].

Надежность работы силовых трансформаторов непосредственно связана с его сроком службы. От продолжительности эксплуатации трансформатора зависят допустимые значения воздействующих режимных факторов и их количество. Повышение интенсивности использования большого парка силовых трансформаторов, выработавшего ресурс, увеличивает степень риска и ускоренного старения, так как нормативный срок службы рассчитывается для постоянной работы в условиях нормальной температуры окружающего воздуха и при нормальных условиях эксплуатации. Следовательно, рост повреждаемости при работе за пределами нормированного срока службы увеличивает расходы на текущий ремонт силовых трансформаторов, повышает вероятность аварийного выхода из строя. В условиях рыночной конкуренции снижение рентабельности силовых трансформаторов приводит к большим потерям, чем расходы на ремонты – к потере конкурентоспособности.

Аналогичная картина старения парка силовых трансформаторов наблюдается и в зарубежных энергосистемах. Так, например, по данным института электроэнергетики США EPRI, на сегодняшний день около 65 % силовых трансформаторов в сетях США отработало более 25 лет [9].

Основными причинами возникновения отказов силового маслонаполненного трансформатора являются дефекты, возникающие в обмотках, низкое качество технического обслуживания и ремонта, несоблюдения периодичности и объема выполнения профилактических мероприятий, недостаточный уровень исполнения средств оценки технического состояния и диагностики, недостатки эксплуатации, ошибки персонала. В число факторов, влияющих на скорость развития отказов, входят повышение входного напряжения, климатические факторы, качество технического обслуживания и ремонта (ТОиР) и наличие устройств защиты [10].

Статистика основных повреждений трансформаторов в России и зарубежных странах [10,11] приведена на рисунке 1.1.

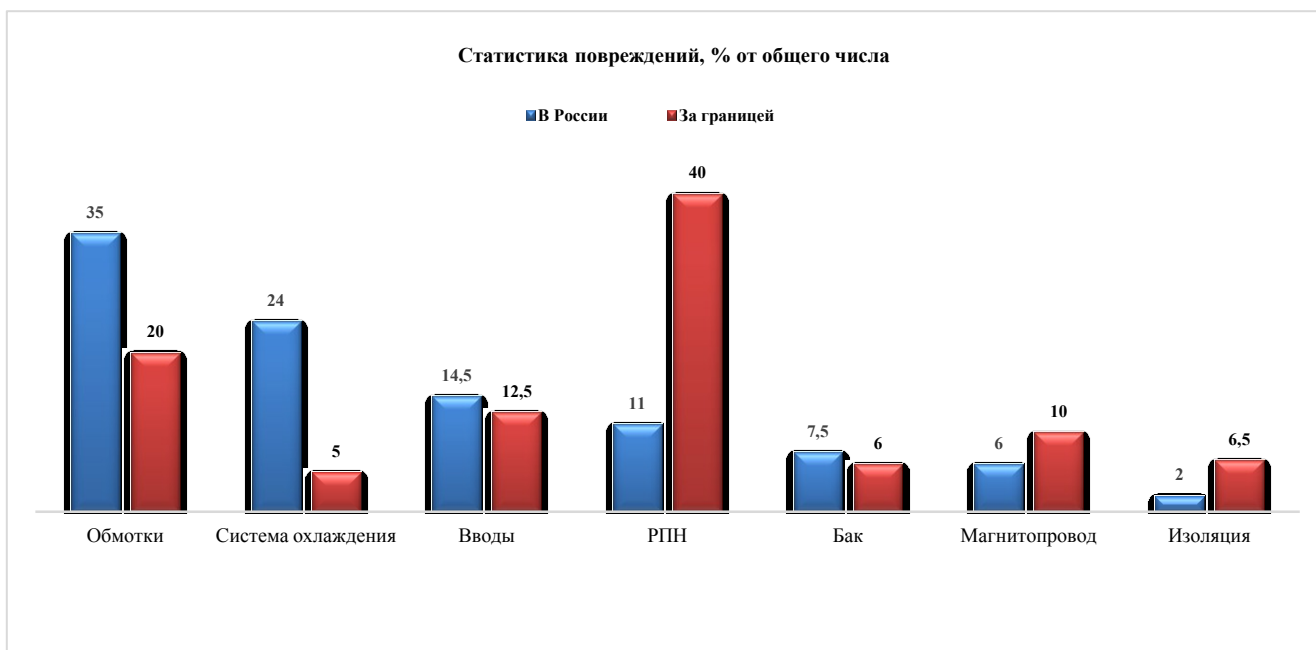


Рисунок 1.1 – Статистика основных повреждений силовых
маслонаполненных трансформаторов

Согласно рисунку 1.1, одними из основных повреждаемых элементов силовых трансформаторов в России являются обмотки – 35%, система охлаждения – 24%, вводы – 14,5%, РПН – 11% и бак – 7,5%.

Основные повреждения силовых трансформаторов делятся на следующие виды:

1. «Старение» межлистовой изоляции магнитопровода, отдельные местные повреждения, замыкание отдельных листов. Признаки повреждения — увеличение тока и потерь ХХ, быстрое ухудшение состояния масла, понижение его температуры вспышки, повышение кислотности масла и понижение пробивного напряжения.

2. Повреждение изоляции стяжных болтов, замыкание листов магнитопровода, касание в двух местах магнитопровода каких-нибудь металлических частей, в результате чего образуются замкнутые контуры для вихревых потоков. Признаки повреждения — повышение температуры трансформатора, появление газа черного или бурого цвета в газовом реле, воспламеняющегося при поджоге, масло меняет цвет, становится темным и

имеет резкий специфический запах вследствие разложения (крекинг-процесс).

3. Ослабление прессовки магнитопровода, свободное колебание крепящих деталей, колебание крайних листов магнитопровода. Признаки повреждения — ненормальное гудение, дребезжание, жужжание. Эти же признаки могут быть и следствием повышения против нормального первичного напряжения.

4. «Старение» и износ изоляции. Износ изоляции может произойти из-за длительной эксплуатации трансформатора, однако наблюдается и преждевременный износ, который является результатом частых перегрузок или недостаточно интенсивного охлаждения при номинальной нагрузке. Ухудшение условий охлаждения может произойти из-за осадков шлама на обмотки, загрязнения междуобмоточных промежутков и при «старении» масла.

5. Витковое замыкание в обмотках. Такое замыкание возникает при разрушении изоляции обмотки вследствие ее износа, деформация обмоток при КЗ, толчка нагрузки, различного рода перенапряжениях в аварийных режимах, снижениях уровня масла до обнажения обмоток и в других случаях. Признаки повреждения — работа газовой защиты на отключение трансформатора с выделением горючего газа бело-серого или синеватого цвета; ненормальный нагрев трансформатора с характерным бульканьем, неодинаковое сопротивление обмоток фаз при измерении их постоянным током. При значительных витковых замыканиях приводится в действие максимальная защита.

6. Обрыв обмотки, возникающий при сгорании выходных концов вследствие термического действия и электромеханических усилий токов КЗ, плохой пайки проводников, выгорании части витков при витковых замыканиях. Признаки повреждения — работа газовой защиты вследствие образования дуги в месте обрыва.

7. Пробой и перекрытие внутренней и внешней изоляции трансформатора. Причинами перекрытия могут являться значительный износ изоляции, появление в ней трещин, в которые попадает грязь и сырость, а также атмосферные и коммутационные перенапряжения [12].

Для сравнения рассмотрим среднее время восстановления основного энергетического оборудования подстанции 35/6(10) кВ:

- восстановление силовых маслонаполненных трансформаторов составляет в среднем 88 часов (3,69 дня);

- восстановление коммутационных аппаратов составляет в среднем 10 часов (0,44 дня);

- восстановление кабельных линий составляет в среднем 18,1 часа [13] (0,75 дня);

- восстановление нарушения на подстанционном оборудовании, возникшие по причине пробоя и нарушения изоляции, составляет в среднем 12 часов (0,5 дня) [14].

Таким образом, доля среднего времени выхода из строя силового маслонаполненного трансформатора из общего времени ремонта основного энергетического оборудования подстанции 35/6(10) кВ составляет – 68%, согласно данным, что доказывает важность контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора.

Значительная часть отказов трансформаторов может быть предотвращена при своевременном выявлении и принятием мер по восстановлению работоспособности.

1.2. Анализ существующих методов контроля силовых трансформаторов

На сегодняшний день методы технического диагностирования, на основе методов неразрушающего контроля, активно применяются для оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов.

Периодичность и объемы диагностирования и испытаний трансформаторов регламентированы руководящим документом РД 34.45-51.300-97 [15].

Данным руководящим документом следует руководствоваться при вводе электрооборудования, в том числе силовых трансформаторов, в работу и в процессе его эксплуатации. Нормами предусматриваются как традиционные методы диагностики, так и методы, не предусмотренные предыдущим изданием руководящего документа, но широко применяемые в последние годы и подтвердившие свою эффективность (например, анализ растворенных газов в масле, инфракрасная диагностика, оценка старения бумажной изоляции), не требующие вывода оборудования из работы и позволяющие определять степень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях.

По общей классификации все методы контроля электрооборудования можно разделить на две группы:

- методы неразрушающего контроля, которые не требуют разрушения образцов испытуемого материала (изделия);
- методы разрушающего контроля, которые требуют разрушения образцов испытуемого материала (изделия).

Все методы неразрушающего контроля можно разделить, опираясь на физические явления, на которых они основаны. Для электрооборудования, в том числе и для трансформаторов, наиболее часто применяются следующие методы неразрушающего контроля, согласно [16]:

- 1) магнитный;
- 2) электрический;
- 3) вихретоковый;
- 4) радиоволновой;
- 5) тепловой;
- 6) оптический;
- 7) радиационный;
- 8) акустический;

9) проникающими веществами (капиллярный и течеискания).

Внутри каждого вида методы также классифицируются по дополнительным признакам. Рассмотрим определения для каждого метода неразрушающего контроля, используемые в нормативной документации.

Магнитные методы контроля, согласно [17], основаны на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств контролируемых изделий.

Электрические методы контроля, согласно [18], основаны на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контрольным объектом, или поля, возникающего в контролируемом объекте в результате внешнего воздействия.

Вихретоковый метод контроля, согласно [19], основан на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых возбуждающей катушкой в электропроводящей части объекта контроля.

Радиоволновой метод контроля основан на анализе взаимодействия электромагнитного излучения радиоволнового диапазона с объектом контроля [20].

Тепловые методы контроля, согласно [21], основаны на регистрации тепловых полей объекта контроля.

Визуально-оптические методы контроля, согласно [22], основаны на взаимодействии оптического излучения с объектом контроля.

Радиационные методы контроля основаны на регистрации и анализе проникающего ионизирующего излучения после взаимодействия с контролируемым объектом [23].

Акустические методы контроля основаны на применении упругих колебаний, возбуждаемых в объекте контроля [24].

Капиллярные методы контроля, согласно [25], основаны на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объекта контроля и

регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя.

Практически для любого вида и типа оборудования существует как минимум один метод неразрушающего контроля, с помощью которого можно получить данные о состоянии оборудования с периодичностью проведения контроля не реже одного раза в год. Это дает возможность иметь ретроспективную информацию о параметрах состояния оборудования и следить за динамикой изменения этих параметров.

Согласно нормативной базе, не все перечисленные методы контроля являются обязательными для оценки технического состояния силовых трансформаторов, часть из них носит рекомендательный характер.

В современных условиях, когда потребность в надёжной и качественной работе энергосистем непрерывно возрастает, вопрос поиска новых подходов, методов контроля или совершенствование методов оценки технического состояния, которые бы позволили проводить непрерывный контроль технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов под рабочим напряжением и осуществлять техническую политику перехода к предиктивному техническому обслуживанию и ремонту, весьма актуален. Он может быть решен за счёт поиска и применения новых технических решений.

1.3. Современные системы технического обслуживания и ремонта

Техническое состояние силового маслонаполненного трансформатора характеризует его способность выполнять свои функции по преобразованию электрической энергии с параметрами, установленными нормативно-технической документацией по данному виду трансформатора в заданных условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортировки.

На сегодняшний день существующая система ТОиР силовых маслонаполненных трансформаторов в распределительных сетях с периодическими визуальными осмотрами объекта оперативным персоналом, планово-предупредительным ремонтом (по графику), с диагностированием объектов (по графику), с условиями вывода в ремонт (по графику ремонта по сроку эксплуатации на основе РД, по важности объекта, по количеству неисправностей и результатам диагностики) не всегда своевременно может определить его техническое состояние.

Снижение затрат на ТОиР оборудования – одна из важнейших целей для многих современных промышленных предприятий. Организация системы ТОиР, как правило, осуществляется на основе принятия решений по следующим вопросам (рисунок 1.2):

- выбор стратегии ТОиР оборудования;
- определение способа организации ремонтного обслуживания производства;
- разработка критериев оценки эффективности ремонтного обслуживания [26].

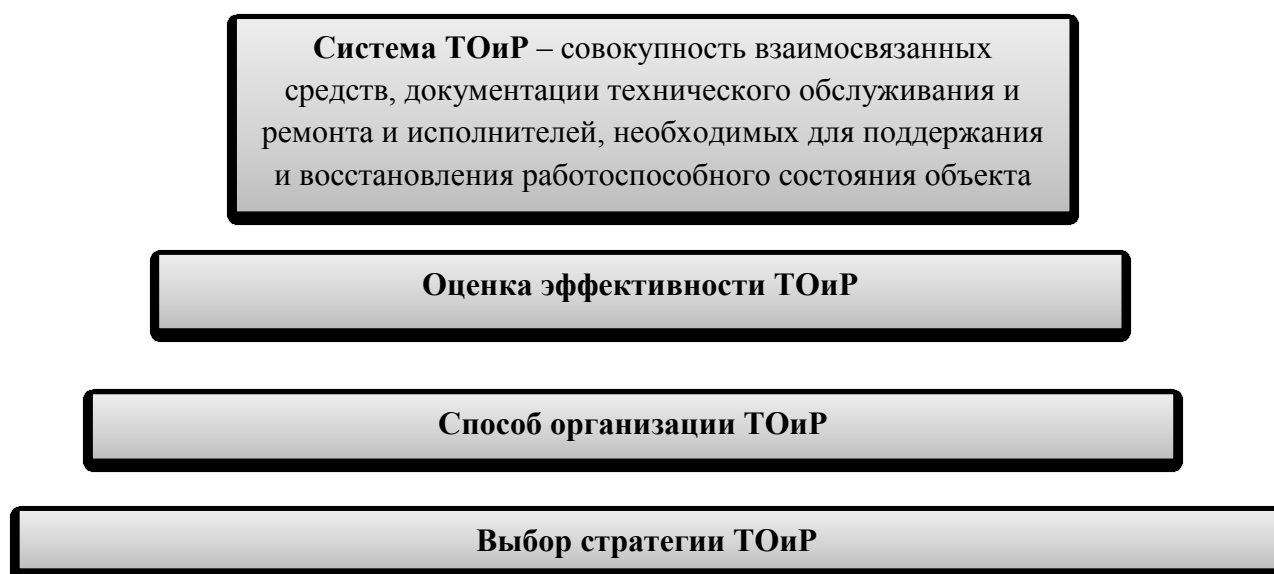


Рисунок 1.2 – Организация системы ТОиР

Под стратегией ТОиР подразумевается обобщающая модель действий, необходимых для достижения поставленных целей путём координации и распределения соответствующих ресурсов предприятия. Характеристика основных стратегий представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Краткая характеристика стратегий ТОиР

Модель информационного обеспечения	Характер осуществляемых мероприятий	
	Реактивные	Превентивные
Стохастическая модель (на основе вероятностных, статистических показателей)	<p><i>I. Эксплуатация до отказа:</i> максимальное использование ресурса оборудования;</p> <p>Преимущество – минимальные затраты на содержание ресурсного состояния;</p> <p>Недостаток – отказы и затраты по ликвидации аварий велики и непредсказуемы.</p>	<p><i>II. Планово-предупредительные ремонты (ППР):</i> фиксированная вероятность аварийных отказов;</p> <p>Преимущество – наилучшие условия для планирования ТОиР;</p> <p>Недостаток – значительные затраты на ТОиР из-за замены работоспособных узлов и деталей.</p>
Детерминированная модель (на основе сведений о фактическом техническом состоянии оборудования)	<p><i>III. По техническому состоянию:</i> информационное обеспечение процесса принятия решений о ТОиР;</p> <p>Преимущество – полное</p>	<p><i>IV. Предиктивная:</i> активное упреждающее воздействие на ТС оборудования;</p> <p>Преимущества:</p> <ul style="list-style-type: none"> - увеличение срока службы оборудования;

Модель информационного обеспечения	Характер осуществляемых мероприятий	
	Реактивные	Превентивные
	использование ресурса оборудования; Недостаток – низкая эффективность при долгосрочном планировании ресурсов;	- рациональный выбор времени, видов и объёмов ТОиР;
	Преимущество – минимальная вероятность аварийных отказов; Недостаток – высокие требования к культуре труда и квалификации персонала.	

Под реактивной системой ТОиР подразумевается система ТОиР, в которой необходимость ремонтных воздействий обуславливается наступлением некоторого критического события (отказа, достижения предельных величин регламентируемых параметров) [27].

Превентивная система ТОиР – периодическое техническое обслуживание по определенному графику с целью предотвращения поломок оборудования. Этот подход позволяет избежать дорогостоящих поломок, но основной недостаток в том, что он не учитывает реальное состояние оборудования, а может полагаться лишь на усредненные значения его срока службы.

Предиктивная система ТОиР объединяет в себе достоинства превентивных ремонтных воздействий системы планово-предупредительных ремонтов и информационное обеспечение процесса принятия решений, характерное для ТОиР по техническому состоянию. Преимущества такого подхода – снижения числа поломок, потому что решение о необходимости обслуживания принимается на основе данных; возможность снизить затраты,

потому что исчезает необходимость чрезмерного обслуживания оборудования [28].

В связи с этим разработка ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях, которая осуществляет сбор, регистрацию, обработку, анализ, оценку технического состояния и переход к предиктивной системе ТОиР, является актуальной задачей.

1.4. Применение интеллектуальных систем онлайн-мониторинга и контроля технического состояния

Актуальность темы диссертации подтверждается особенностями энергетической отрасли России [29] – высокой стоимостью оборудования и длительным сроком его эксплуатации, что указывает на проведение онлайн-мониторинга силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях, начиная с этапа ввода в эксплуатацию.

Электроэнергетическое оборудование, на которое предполагается установка ИСОМТС, должно соответствовать одному или нескольким требованиям:

- иметь сравнительно высокую стоимость. Это предполагает, что замена вышедшего из строя оборудования потребует от обслуживающего предприятия существенных материальных и временных затрат;
- потери от недопоставки электрической энергии, возникшие при выходе из строя оборудования, должны быть значительными;
- проведение контроля технического состояния оборудования в процессе работы, в режиме онлайн, не может быть оперативно и надежно произведено переносными средствами диагностики, или требует дорогостоящего диагностического оборудования [30].

Электрическим оборудованием, соответствующим вышеуказанным требованиям, является силовой маслонаполненный трансформатор в распределительных сетях 35/6(10) кВ. ИСОМТС целесообразно

устанавливать на силовой маслонаполненный трансформатор с истекшим сроком службы, чтобы предотвратить непредвиденный его отказ и своевременно принять меры по восстановлению работоспособности [31].

Различают мониторинг технического состояния и мониторинг параметров. Под понятием «мониторинг технического состояния» технического устройства понимают наблюдение за техническим состоянием технического устройства для определения и предсказания момента перехода его в предельное состояние [32]. Мониторинг технического состояния требует наличия интерпретирующей модели (экспертная система), связывающей диагностические признаки, измеряемые системой мониторинга, со структурными параметрами, определяющими техническое состояние объекта мониторинга [33].

В отличие от мониторинга состояния «мониторинг параметров» – наблюдение за измерением каких-либо параметров (параметров вибрации, температуры и т.д.). Результат мониторинга параметров представляет собой совокупность измеренных значений параметров, получаемых на неразрывно примыкающих друг к другу интервалах времени, в течение которых значения параметров существенно не изменяются [34].

Принципиальным отличием мониторинга состояния от мониторинга параметров является наличие интерпретатора измеренных параметров в терминах технического состояния (экспертной системы поддержки принятия решения о состоянии объекта и дальнейшем его управлении).

В настоящее время в России используют комплексные системы онлайн-мониторинга непрерывного характера, которые позволяют проводить анализ и отслеживать изменения технического состояния трансформатора под рабочим напряжением по отдельным контролируемым параметрам [35]. Система онлайн-мониторинга строится на многопараметрической экспертной оценке. Основным эффектом внедрения системы онлайн-мониторинга является снижение затрат на техническое обслуживание при одновременной минимизации рисков выхода из строя оборудования.

С увеличением объема данных, полученных в результате онлайн-мониторинга, необходимы новые методы для их обработки. Методы искусственного интеллекта (ИИ) способны реализовать такую функцию человеческого интеллекта, как выбор оптимального решения на основе ранее полученного опыта и рационального анализа всей доступной информации об объекте исследования. Использование методов ИИ способно обеспечить устойчивость к выбросам, возможность анализа фрагментированных данных, работу с разнотипными данными и автоматическое обучение системы.

Для решения данной задачи наиболее распространенными интеллектуальными системами в настоящее время являются искусственные нейронные сети (ИНС) [36]. ИНС возможно обучить определенному алгоритму действий и добиться от них желаемого результата. Они позволяют проводить сравнение математических моделей объектов, находящихся в исходном состоянии, с математическими моделями этих объектов при изменении их параметров, свойств и выявлять данные изменения.

К тому же ИНС дает возможность прогнозировать изменения состояния объекта, строить зависимость одного параметра от другого в виде полинома и тем самым обеспечить обнаружение скрытых зависимостей, которые невозможно определить при непосредственных измерениях. Еще одним достоинством нейронных сетей является способность распознавания образов, т.е. диагностика технического состояния по различным критериям схожа с процессом распознавания образов, поэтому при применении ИНС можно достичь более высоких и достоверных результатов[36].

Таким образом, для предотвращения аварийных отказов и поддержания эксплуатационной надежности силовых трансформаторов необходимо проводить контроль непрерывного характера в виде ИСОМТС.

1.5. Выводы

На сегодняшний день силовые трансформаторы играют ключевую роль в системе распределения электрической энергии, однако многие из них были установлены 30 и более лет назад. Из всего оборудования электрических подстанций силовые трансформаторы являются одним из критически важных и дорогостоящих устройств электроэнергетической системы по ТОиР, выход их из строя приводит к большим затратам. В распределительных электрических сетях 35/6(10) кВ преобладают силовые трансформаторы маслонаполненного типа, из них 60% эксплуатируются с превышением ресурса, определенным нормативно-технической документацией (25 лет). В большинстве случаев принимается решение продолжать эксплуатировать трансформаторы по результатам его контроля технического состояния.

Существующая система обслуживания и ремонта силовых трансформаторов согласно нормативной документации не всегда своевременно может определить его техническое состояние, так как проводится по графику и в определенные временные интервалы, что может привести к выходу из строя трансформатора. Крайне актуальным становится вопрос контроля непрерывного характера, который позволяет оценивать техническое состояние трансформатора под рабочим напряжением, и своевременной комплексной оценки состояния для возможности продления ресурса трансформатора.

2. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ И СТРУКТУРА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОНЛАЙН-МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 35/6(10) КВ

Результаты главы 2 опубликованы в работах автора [A2], [A3], [A4], [A11], [A13].

2.1. Основные узлы и контролируемые параметры силового маслонаполненного трансформатора

Важной задачей при использовании ИСОМТС является определение основных наиболее уязвимых узлов силовых маслонаполненных трансформаторов в распределительных сетях 35/6(10) кВ, повреждение которых наиболее критично, как с точки зрения длительности перерывов электроснабжения, так и с точки зрения стоимости ремонтно-восстановительных работ.

Силовой маслонаполненный трансформатор 35/6(10) кВ является сложной системой, который состоит из таких функциональных узлов (рис. 2.1) как магнитная система (МС), изоляционная система (ИС), высоковольтные вводы (ВВ), обмотки (ОБМ), система регулирования напряжения РПН (СРН), система охлаждения (СО) [37].

Магнитопровод – активная часть трансформатора, основной конструктивный элемент системы трансформатора. Электрический ток подается через МС, что приводит в результате функционирования определенных приборов к преобразованию электромагнитного поля в электрическую энергию и достижению необходимых показателей. Каждый магнитопровод подразделяют на два главных элемента: ярмо (горизонтальная

часть магнитопровода) и стержни (вертикальные части магнитопровода для установки обмоток) [38].

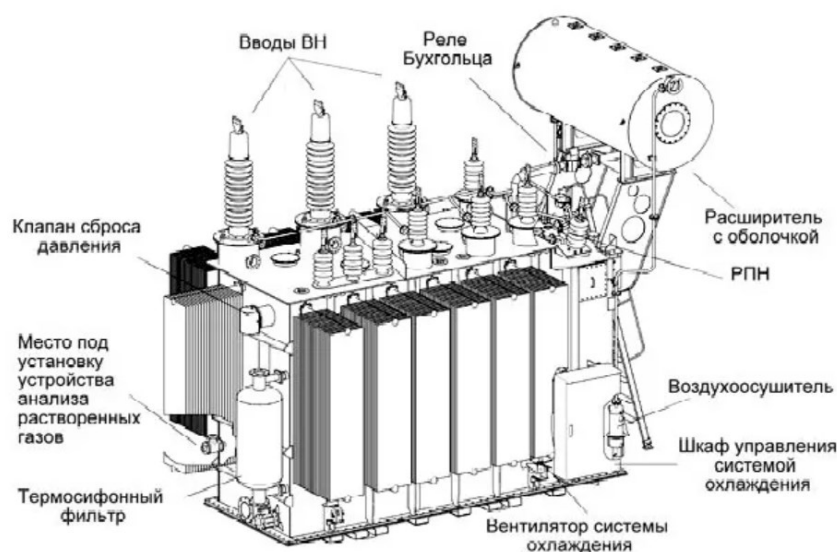


Рисунок 2.1 – Конструкция силового маслонаполненного трансформатора

Для контроля технического состояния **МС** нормативно закреплен ряд методов, среди которых:

- 1) контроль локального нагрева бака силового трансформатора по результатам тепловизионного обследования;
- 2) измерение потерь холостого хода ΔP_x .

ИС – важная часть силового трансформатора, которая регулирует эффективность, надежность и безопасность функционирования устройства. Изоляцию можно разделить на две части: внутреннюю и внешнюю изоляцию. Наружная изоляция – изоляция покрышки вводов, воздушных зазоров между вводами обмотки и заземленных частей. Внутренняя изоляция делится на основную и продольную изоляцию обмоток, изоляцию проходного монтажа, изоляцию отводов, РПН и др. Основная изоляция обмоток – изоляция от данной обмотки до заземленных частей сердечника, ярма, бака и других обмоток (в том числе других фаз). Продольная изоляция

– изоляция между различными точками одной обмотки: между витками, слоями и витками [39].

Трансформаторное масло представляет собой смесь достаточно сложных органических соединений различных классов. В процессе эксплуатации под воздействием таких факторов, как электрические и магнитные поля, влажность и температура, внутри и вне высоковольтного маслonaполненного электрооборудования происходит разложение первоначально содержащихся в трансформаторном масле органических соединений. В результате образуются газы, состав которых зависит от вида, интенсивности и длительности повреждения. Анализ растворенных в масле газов (АРГ) выявляет изменения их состава и развивающиеся повреждения в трансформаторах на ранней стадии, а также позволяет проследить за развитием повреждений и запланировать срок вывода трансформатора в ремонт.

К методам диагностирования (мониторинга) параметров состояния ИС, закрепленным нормативно-технической документацией, следует отнести:

1) АРГ (концентрации газов H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO , CO_2).

Появление водорода (H_2) в трансформаторном масле в сочетании с другими газами, определяющими наличие дефекта, свидетельствует о том, что процесс разложения масла идет интенсивно, и трансформатор необходимо вывести в ремонт. Наличие в трансформаторном масле этилена (C_2H_4) при незначительном содержании двуокиси углерода (CO_2) свидетельствует о перегреве токоведущих соединений или элементов магнитопровода и других металлических частей;

2) физико-химический анализ масла (пробивное напряжение, $tg\delta_{\text{масла}}$, влагосодержание);

3) контроль состояния целлюлозы;

4) контроль отношения концентраций пар характерных газов.

ВВ – фарфоровые проходные изоляторы, через внутреннюю полость которых проходит токоведущий стержень, и которые служат для вывода концов обмоток из трансформатора наружу и подключения их к сети [40].

Набор методов, предназначенных для диагностики и оценки технического состояния **ВВ**, включает:

- 1) контроль состояния изоляции (тангенс угла диэлектрических потерь – $\operatorname{tg}\delta$, активное сопротивление – R , емкость – C);
- 2) АРГ (концентрация диагностических газов);
- 3) физико-химический анализ масла (пробивное напряжение, $\operatorname{tg}\delta_{\text{масла}}$ и др.);
- 4) контроль механической целостности конструкции (давление, температура и др.).

ОБМ силового трансформатора состоят из проводников, намотанных вокруг секций сердечника, их производят из меди или алюминия. Проводники должны быть изолированы, поддерживаться и охлаждаться, чтобы выдерживать условия эксплуатации и испытаний [41].

Методы, предназначенные для диагностики и оценки технического состояния **ОБМ**, следующие:

- 1) контроль геометрии обмоток ΔZ_k ;
- 2) высоковольтные испытания (изменение $\operatorname{tg}\delta_{\text{цел.}}, R_{60}$ по сравнению с эталонными значениями);
- 3) измерение активного сопротивления (R) постоянному току обмоток ВН, НН;
- 4) контроль вибрационных параметров (виброускорение, виброскорость, вибросмещение).

Для регулирования напряжения и, соответственно, тока на первичной и вторичной обмотках трансформатора путем изменения коэффициента трансформации за счет электрического соединения различного количества витков обмоток применяются два типа переключателей. Один из них производит переключение, т.е.

регулирование, под нагрузкой (РПН), а другой производит переключение без нагрузки и без напряжения (ПБВ), что означает переключение без возбуждения [42].

Методы, предназначенные для диагностики и оценки технического состояния **СРН**, следующие:

- 1) контроль состояния масла: пробивное напряжение, $W_{\text{масла}}$ и др.;
- 2) контроль состояния механизмов привода и контактора.

СО подбирается в зависимости от мощности силового трансформатора. В процессе работы трансформатора генерируется тепло, которое необходимо отводить для предотвращения перегрева и сохранения функциональности оборудования. Трансформаторное масло выступает в качестве теплоносителя, активно поглощая избыточное тепло от обмоток и других компонентов, а затем эффективно отводя его к радиаторам или теплообменникам, где происходит охлаждение [43].

Трансформаторное масло играет важную роль в поддержании эффективности и надежности работы электрических трансформаторов. Его основная функция заключается в охлаждении трансформатора, предотвращая перегрев и обеспечивая стабильную работу оборудования [44].

Набор методов, предназначенных для диагностики и оценки технического состояния **СО**, включает:

- 1) контроль состояния бака и навесного оборудования;
- 2) контроль состояния защитного оборудования.

Проведя анализ нормативных документов [45-47], определяющих нормы, границы и диапазоны изменения параметров силовых маслонаполненных трансформаторов, выявлена необходимость более подробного исследования взаимосвязей контролируемых параметров.

В таблице 2.1 приведены контролируемые параметры с единицами измерения каждого функционального узла силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ.

Таблица 2.1 – Контролируемые параметры каждого функционального узла силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

№ п/п	Функциональный узел	Контролируемые параметры	Нумерация параметров		
1.	МС	потери холостого хода ΔP_x	X ₁		
		контроль нагрева бака силового трансформатора $T_{\text{бака}} [^{\circ}\text{C}]$	X ₂		
2.	ИС	концентрация газов $\text{H}_2, \text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{CO}, \text{CO}_2$ [ppm]	X ₃		
		физико-химический анализ масла: пробивное напряжение $U_{\text{пр}}$ [В]	X ₄		
		$\text{tg}\delta_{\text{масла}}$	X ₅		
		влажесодержание масла [г/т]	X ₆		
		состояние целлюлозы	X ₇		
3.	ВВ	отношение концентраций пар характерных газов	X ₈		
		тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$	X ₉		
		активное сопротивление R [Ом]	X ₁₀		
		емкость C [Ф]	X ₁₁		
		АРГ [ppm]	X ₁₂		
		физико-химический анализ масла: пробивное напряжение $U_{\text{пр}}$ [В]	X ₁₃		
		$\text{tg}\delta_{\text{масла}}$	X ₁₄		
		целостность конструкции: давление [Па]	X ₁₅		
		температура [$^{\circ}\text{C}$]	X ₁₆		
		4.	ОБМ	геометрия обмоток ΔZ_k	X ₁₇
				измерение $\text{tg}\delta_{\text{цел}}$	X ₁₈
				измерение R_{60} [Ом]	X ₁₉
измерение активного сопротивления R [Ом] постоянному току обмотки ВН	X ₂₀				
измерение активного сопротивления R [Ом] постоянному току обмотки НН	X ₂₁				
измерение виброускорения [м/с^2]	X ₂₂				
измерение виброскорости [м/с]	X ₂₃				
измерение вибросмещения [мкм]	X ₂₄				
5.	СРН	состояние масла: пробивное напряжение	X ₂₅		
		$\text{tg}\delta_{\text{масла}}$	X ₂₆		
		состояние механизмов привода	X ₂₇		
6.	СО	состояние бака и навесного оборудования	X ₂₈		
		состояние защитного оборудования	X ₂₉		

Однако не все рассматриваемые методы контроля и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора можно применить для разработки ИСОМТС. Это связано с низким уровнем контролепригодности отдельных функциональных узлов, элементов конструкции силового трансформатора и отсутствием измерительной аппаратуры с достаточной точностью и чувствительностью.

Исследование каждой системы как отдельного объекта и их взаимное влияние друг к другу приводит более к детальной оценке технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов и формированию новых знаний об оценке технического состояния [49].

Дополнительно необходимо учитывать внешние и режимные параметры, которые так или иначе влияют на техническое состояние силового маслонаполненного трансформатора. Основная цель использования режимных параметров – это приведение частично ненаблюдаемой системы к максимально возможной наблюдаемости, что дает возможность расширить традиционный подход диагностики путем получения, обработки и анализа дополнительных данных в виде режимной информации.

2.2. Структура разрабатываемой интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях

В диссертационной работе под ИСОМТС подразумевается комплекс, состоящий из измерительных, программно-аппаратных средств, который выполняет регистрацию, сбор, передачу данных по каналам связи, обработку, анализ, оценку с применением методов ИИ, выработку решения о необходимых видах технического обслуживания и ремонта в онлайн-режиме.

ИСОМТС состоит из 7 блоков:

- измерений;
- передачи и первичной обработки данных;

- формирования базы данных;
- формирования базы знаний;
- обработки и анализа данных;
- принятия решений;
- вывода результатов.

Структурная схема ИСОМТС представлена на рисунке 2.2.

Блок измерений представляет собой комплект средств измерений, установленный на силовом маслонаполненном трансформаторе. Он включает в себя все КИП и датчики системы онлайн-мониторинга, которые регистрируют и передают значения контролируемых параметров в онлайн-режиме, и все дополнительные датчики и приборы, учитывающие режимные и внешние параметры.

Блок передачи и первичной обработки данных реализуется на основе программных возможностей приборов. ПЛК делает опрос КИП, датчиков, установленных на силовом маслонаполненном трансформаторе, и дальнейшую передачу данных на следующий уровень. Первичная обработка данных необходима для нормировки данных контролируемых параметров, а также исключения из их числа выбросов.

В блоке формирования базы данных формируется обработанный набор данных о силовом трансформаторе, хранящийся некоторым упорядоченным способом (базой данных).

База данных состоит из следующих сведений об объекте исследования:

- паспортные данные силового маслонаполненного трансформатора;
- данные из системы онлайн-мониторинга силового маслонаполненного трансформатора;
- данные режимных и внешних параметров;
- нормативно-техническая документация [50].



Рисунок 2.2. Структурная схема интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния

Блок формирования базы знаний предназначен для обучения модели с применением методов ИИ. Под базой знаний понимают совокупность состояний и правил вывода, допускающих логический вывод и обработку данных, где состояние описывается следующей записью (1):

$$S = \{N, K, I, L, M\}, \quad (1)$$

где N – наименование состояния;

K – значение состояния, определяемое по бальной шкале на базе функций принадлежности;

I – степень принадлежности трансформатора к состояниям работоспособности;

L – множество связей состояния с другими знаниями;

M – множество допустимых функций преобразований, операций [51].

Блок обработки и анализа данных осуществляется по методике онлайн-мониторинга и оценки технического состояния, описанной в разделе 2.4, и с применением методов ИИ. Использование методов ИИ в качестве математической базы задачи оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов позволяет корректно анализировать данные, полученные по результатам онлайн-мониторинга, и автоматизировать процесс обработки данных. Более детально выбор метода ИИ описан в разделе 3.4.

По результатам оценки технического состояния производится расчет КЭА и эксплуатационного ресурса силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях. Визуализация полученных результатов по каждому контролируемому параметру представляется в виде графиков в платформе Grafana на web-сервере.

Блок принятия решений – блок, в котором проводится выбор необходимого технического воздействия на силовой маслонаполненный трансформатор по результатам оценки технического состояния.

Блок вывода результатов – блок, где результаты ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора выводятся на АРМ энергопредприятия.

При необходимости в этом блоке можно производить оценку рисков возникновения дефектов в наиболее ответственном оборудовании.

В структурной схеме указаны уровни передачи данных ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора:

Уровень I (уровень сбора данных) – технический уровень сбора исходной информации для первичной обработки данных, который включает в себя все первичные датчики системы онлайн-мониторинга, дополнительные датчики и приборы, учитывающие режимные и внешние параметры.

Уровень II (уровень мониторинга) – технический и программный уровень первичной обработки данных от датчиков, уровень осуществления первичной обработки данных (достоверность измеренных значений, корректировка данных на ошибки).

Уровень III (диагностический уровень подстанции) – программный уровень комплексной оценки технического состояния трансформаторов. Представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ). Уровень III технически реализован в виде отдельного шкафа АРМ с компьютером и средствами связи, устанавливаемого в щитовом помещении подстанции.

Уровень IV (диагностический уровень энергопредприятия) – технический и программный уровень визуализации информации о состоянии трансформаторов всех подстанций энергопредприятия. Представляет собой шкаф – автоматизированное рабочее место (АРМ).

ИСОМТС обладает рядом технических преимуществ:

- 1) возможность оценки технического состояния силового трансформатора под напряжением;
- 2) контроль фактического состояния трансформатора;
- 3) высокая достоверность выходных данных;

4) возможность хранения выходных данных (параметров и характеристик), что позволяет выявить зависимости и взаимосвязи между событиями;

5) возможность изменения количества контролируемых параметров;

6) интеллектуальная обработка данных;

7) возможность учитывать операционные расходы и капитальные вложения;

8) предотвращение мгновенных отказов и ложного выхода из строя трансформатора.

Основной целью внедрения ИСОМТС является автоматизация контроля текущего технического состояния, процесса выявления дефектных состояний на ранних стадиях, уменьшить затраты на эксплуатацию за счет того, что все ремонтные работы на трансформатор будут осуществляться своевременно и в минимальном объеме, формирование источника данных для прогнозных моделей.

В зависимости от мощности силового маслонаполненного трансформатора, его технологической значимости, а также от ряда других параметров, состав диагностических средств ИСОМТС может значительно изменяться. Они могут включать в себя мониторинг всех параметров технического состояния, или выборочно, только наиболее важных.

2.3. Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях

Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора состоит из алгоритма проведения измерений и алгоритма анализа результатов измерений.

Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора позволяет определить интегральный показатель технического состояния (коэффициента экспресс-анализа) (КЭА) и оценки эксплуатационного ресурса по результатам контроля функциональных узлов силового маслонаполненного трансформатора с помощью разработанной ИСОМТС.

КЭА – это коэффициент технического состояния силового маслонаполненного трансформатора, который показывает текущее техническое состояние и изменяется в пределах одного межремонтного цикла от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение).

Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ представлен на рисунке 2.3.

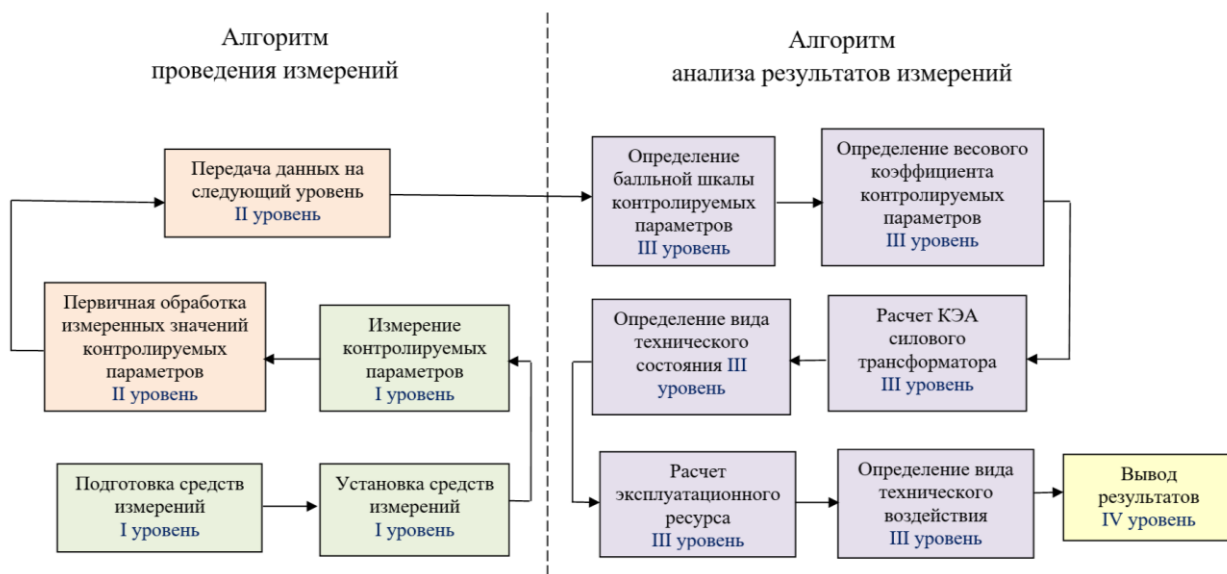


Рисунок 2.3 – Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ

2.3.1. Алгоритм проведения измерений

Алгоритм проведения измерений включает в себя подготовку и проведение измерений. Подготовка к проведению измерений осуществляется на основании требований к нормативно-технической документации на трансформатор и средства измерений, требований безопасности при установке и эксплуатации ИСОМТС.

Каждый силовой маслонаполненный трансформатор в распределительных сетях 35/6(10) кВ, согласно инструкции по эксплуатации трансформаторов [52], должен иметь комплект документов, который содержит информацию о его состоянии и условиях эксплуатации:

- документация завода-изготовителя (паспорт трансформатора; паспорта комплектующих изделий; руководство по эксплуатации трансформатора; руководство по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформатора; технические описания и руководства по эксплуатации и ремонту важнейших составных частей в соответствии с нормативной документацией на трансформаторы конкретных видов; протоколы заводских испытаний);

- монтажная документация, которая содержит протоколы монтажных испытаний, акты приемки после монтажа;

- эксплуатационная документация, которая содержит протоколы текущих испытаний трансформатора, вводов, устройств РПН; протоколы до- и послеремонтных испытаний; протоколы осмотра активной части и другая ремонтная документация; протоколы (отчеты), при их наличии, по комплексным диагностическим обследованиям технического состояния трансформатора; акты ремонта; эксплуатационный лист (заносятся данные по режимам и условиям эксплуатации трансформатора); протоколы-заключения технического освидетельствования трансформатора).

Онлайн-мониторинг силового маслонаполненного трансформатора проводится в сопровождении следующих документов:

- документация завода-изготовителя;
- монтажная документация;
- эксплуатационная документация;
- методика по организации онлайн-мониторинга силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ;
- паспорта на средства измерений;
- инструкции по эксплуатации на средства измерений;
- документы о поверке средств измерений;
- схемы сборки и установки средств измерений на контролируемый силовой маслонаполненный трансформатор в распределительных сетях 35/6(10) кВ;
- схемы и интерфейсы подключения.

Для установки КИП, датчиков ИСМТО силовой маслонаполненный трансформатор должен быть отключен от сети.

Все КИП, датчики поставляются в заводской упаковке и устанавливаются на месте монтажа трансформатора. Инструкции по установке приборов и монтажная и электрическая схемы приводятся в документах производителей устройств.

Монтаж и установку КИП, датчиков на контролируемый трансформатор должна производить бригада в составе не менее 2 человек из лиц электротехнического персонала. Производитель работ при высоковольтных испытаниях должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, а остальные не ниже III группы. Работы проводятся по наряду с применением защитных средств [52].

Все выводы трансформатора на время производства работ должны быть закорочены и заземлены.

Перед включением трансформатора необходимо:

- изучить сопроводительную техническую документацию, подготовить монтажную площадку, оборудование и материалы;
- произвести внешний осмотр трансформатора и убедиться в отсутствии течей масла, деформации узлов, сколов и трещин на изоляторах, проверить состояние маслоуплотнительных соединений и целостность пломб;
- провести протяжку болтовых соединений крепления крышки к баку трансформатора, обеспечив моменты затяжки;
- проверить затяжку гаек на изоляторах ВН и НН. Затяжка проверяется на нижней гайке стержня изолятора.

Ввод в эксплуатацию допускается, если указатель уровня масла находится выше метки максимального уровня масла, что связано с конструктивными особенностями трансформатора. Во время заполнения трансформатора маслом или во время слива масла бак трансформатора и выводы его обмоток должны быть заземлены, чтобы исключить появление электростатических разрядов [52].

Проведение измерений осуществляют средства измерений, установленные на I уровне ИСМТО, выбранные КИП и датчики для регистрации значений контролируемых параметров силового маслонаполненного трансформатора. Для организации системы сбора и передачи данных на I уровне между датчиками, КИП и II уровнем системы на соответствующей подстанции 35 кВ организуется внутриобъектовая система связи (ВСС).

ВСС представляет собой «полевую шину» и включает в себя полевые каналы и сети, связывающие контроллеры с датчиками и КИП, а также, частично, промышленные сети, для передачи диагностической информации на уровень рабочих станций операторов. В качестве физического способа подключения датчиков, КИП и контроллеров в ВСС применяются среды и каналы связи согласно стандарту физического уровня RS-485.

Полная система связи интерфейса RS-485 включает в себя ряд передатчиков, ряд приемников, соединенных симметричным кабелем. Устройства, электрические параметры которых приведены в стандарте, могут быть применены для обмена данными в RS-485 при скорости передачи до 10 Мбит/с.

Действительная скорость передачи данных определяется длиной и параметрами соединительного кабеля, степенью симметрии и качеством согласования линии связи. Физическая среда передачи данных зависит от свойств конкретного объекта и характеристик проектируемой системы: на объектах малого и среднего масштаба наибольшее распространение получили сети, работающие на витых парах.

В качестве физического способа подключения в ВСС применяется экранированная витая пара уличного исполнения (кабель FTP), тип передающей линии – дифференциальный, последовательные порты ввода/вывода по стандарту RS485. Из применяемых методов доступа к промышленной сети в ВСС применяется метод – ведущий/ведомый (Master/Slave). В методе «ведущий/ведомый» право инициировать циклы имеет только ведущий узел – уровень программируемых логических контроллеров. Контроллер запрашивает поочередно все ведомые узлы (датчики и КИП) и передает их готовые к отправке данные. Этот метод доступа является наиболее простым и распространенным в промышленных сетях.

В качестве программно-логических протоколов взаимодействия применяется сеть ModBus RTU (Serial), которая зарекомендовала себя на практике удовлетворительными характеристиками, простотой обслуживания и надежностью работы.

Сеть Modbus RTU имеет следующие основные характеристики:

- физические порты – RS-232C, RS-422, RS-485;
- токовая петля – 20 мА;

- среда передачи – не специфицирована;
- метод доступа – ведущий/ведомый;
- число узлов – 1 ведущий и 247 ведомых;
- скорость передачи данных – 19,2 Кбита/с;
- длина сети до 1,2 км при RS-422, RS-485 [53].

Протоколы датчиков и применяемые КИП описываются в соответствующей технической документации от производителей.

Передача обработанной диагностической информации со шкафа автоматики (ША) ВСС на диспетчерский пункт – автоматизированные рабочие места (III уровень ИСМТО) осуществляется через установленный на подстанции шкаф ШФК-МТ. Для этого организуется канал связи между ША и ШФК-МТ, на основе интерфейса Ethernet (LAN, посредством «витой пары» к свободному порту Ethernet в ШФК-МТ) [54].

Разворачиваемая ВСС ИСОМТС подключается непосредственно к центру управления, обеспечивает надежную и качественную передачу диагностической информации на диспетчерский пункт. Передача результатов оценки технического состояния передаются на IV уровень ИСОМТС (АРМ энергопредприятия) через беспроводную передачу данных на основе интерфейса Ethernet.

Внутри шкафа связи также устанавливаются блоки питания (преобразователи) AC/DC $\sim 220/24$ В (2 шт.) и шины питания ~ 220 В (L, N, PE) для питания внешних (в ОРУ) датчиков и КИП, а также устройств системы диагностики, устанавливаемые внутри ЗРУ 6 кВ, в том числе контроллеры.

Список параметров, получаемых с подключаемых внешних устройств к контроллеру, составляется на основании нормативной документации, предоставляемой производителями устройств. Эксплуатация КИП производится в соответствии с руководством по эксплуатации на данные приборы.

2.3.2 Алгоритм анализа результатов измерений

Алгоритм анализа результатов измерений основывается на определении КЭА и оценки эксплуатационного ресурса силового маслонаполненного трансформатора.

Алгоритм включает в себя следующие операции:

- 1) измеренные значения контролируемых параметров поступают из ИСМТО;
- 2) параметрическая оценка значений контролируемых параметров;
- 3) экспертная оценка для определения весовых коэффициентов контролируемых параметров;
- 4) расчет КЭА силового маслонаполненного трансформатора;
- 5) определение технического состояния силового маслонаполненного трансформатора;
- 6) расчет эксплуатационного ресурса силового маслонаполненного трансформатора;
- 7) определение вида технического воздействия силового маслонаполненного трансформатора.

Рассмотрим каждую операцию отдельно. При анализе полученных измерений контролируемых параметров применяется параметрическая оценка – сопоставление фактических значений контролируемых параметров оборудования с их нормативными значениями, а также экспертная оценка – для определения важности контролируемых параметров, основываясь на данных эксплуатации.

Автором в диссертации было предложено модифицировать индекс технического состояния (ИТС) [55] и ввести понятие КЭА, так как ИТС предполагает анализ параметров данных контроля технического состояния, полученных по результатам оффлайн-мониторинга.

Расчет КЭА параметров силового маслонаполненного трансформатора осуществляется по формуле (2):

$$KЭА = 100 \times \frac{\sum_{x_i}^{n} KB_{x_i} \times B_{x_i}}{4}, \quad (2)$$

где KB_{x_i} – значение весового коэффициента контролируемых параметров, определенное методом парных сравнений;

B_{x_i} – значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров (таблица 2.2);

x_i – контролируемые параметры;

n – количество контролируемых параметров.

Параметрическая оценка осуществляется по следующей последовательности. Каждое измеренное значение контролируемого параметра x_i технического состояния силового трансформатора оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений от предельно-допустимых. Балльная шкала варьируется от «0» (наихудшая оценка) до «4» (наилучшая оценка) в соответствии с методикой Минэнерго России [55].

Таблица 2.2 – Определение балльной шкалы параметров

№ п/п	Балльная шкала	Характеристики диапазонов значений параметров
1.	Балл 4	Отсутствует отклонение измеренных параметров от требований нормативной документации, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме
2.	Балл 3	Измеренные параметры находятся в пределах значений, определенной нормативной документацией, но появилась тенденция ухудшения значения такого параметра
3.	Балл 2	Измеренные параметры находятся в пределах значений, определенной нормативной документацией, но возникает угроза наступления отказов

№ п/п	Балльная шкала	Характеристики диапазонов значений параметров
4.	Балл 1	Измеренные параметры находятся на уровне предельно-допустимых значений, определенных нормативной документацией, оборудование выполняет требуемые функции не в полном объеме
5.	Балл 0	Измеренные параметры находятся за пределами предельно-допустимых значений, определенных нормативной документацией

Диапазоны значений параметров технического состояния силового маслонаполненного трансформатора и соответствующая балльная шкала оценки актуализируются при изменении нормативной документации, определяющей требования к параметрам технического состояния оборудования.

Экспертная оценка применяется для определения весовых коэффициентов. Весовые коэффициенты параметров технического состояния отражают их важность и характеризуют степень влияния на надежность и работоспособность оборудования. Весовой коэффициент принимает значение от 0 до 1 в соответствии с методикой Минэнерго России. Сумма всех весовых коэффициентов параметров технического состояния в рамках одного оборудования составляет 1.

Для определения весовых коэффициентов применяется метод парных сравнений (метод Саати). Идея метода состоит в том, что попарно сравниваются каждые два объекта и определяется первенство одного из них, отсюда название — «попарное (или парное) сравнение» [56]. 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 (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – 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

В соответствии с указанным условием в ячейке на пересечении строки «I» со столбцом «I» (позиция «I-I») указывается «1», а в ячейке на пересечении строки «II» со столбцом «II» (позиция «II-II»), величина обратная ячейке на пересечении строки «I» со столбцом «II» (позиция «I-II»).

В общем случае должно выполняться условие согласованности суждений, т.е. если элемент «I» лучше элемента «II», а элемент «II» лучше элемента «III», то элемент «I» лучше элемента «III».

С точки зрения математики таблица 2.4 представляет собой матрицу, решением которой является вычисление главного собственного вектора, который после нормализации становится вектором приоритетов.

Таблица 2.4 – Матрица парных сравнений

	I	II	III	IV
I	1	3	5	7
II	1/3	1	3	5
III	1/5	1/3	1	3
IV	1/7	1/5	1/3	1

Для более высокой точности в расчетах рассмотрим метод усреднения по нормализованным столбцам согласованной матрицы.

Элементы каждого столбца делятся на сумму элементов этого столбца (таблица 2.5), затем складываются элементы каждой полученной строки, и эта сумма делится на число элементов строки.

Таблица 2.5 – Локальные приоритеты сравниваемых элементов

	I	II	III	IV
I	0,597	0,662	0,536	0,438
II	0,199	0,221	0,321	0,313
III	0,119	0,074	0,10	0,188
IV	0,085	0,044	0,036	0,063

Полученные величины (таблица 2.6) становятся для разобранного случая весовыми коэффициентами.

Таблица 2.6 – Весовые коэффициенты

I	0,558
II	0,263
III	0,122
IV	0,057

Весовые коэффициенты параметров экспресс-анализа характеризуют степень влияния данных параметров на надежность и работоспособность трансформатора.

При парном сравнении контролируемых параметров силового маслонаполненного трансформатора степень важности определяется на основании данных эксплуатации, в соответствии со следующими факторами:

- степень влияния значения параметров экспресс-анализа на общее состояние трансформатора;
- последствия отказа трансформатора, в результате выхода значения по контролируемому параметру за допустимые пределы, установленные нормативами.

Результаты анализа силового маслонаполненного трансформатора ранжируются по убыванию КЭА. Качественный анализ вида технического состояния формируется в зависимости от соответствия полученного значения КЭА одному из диапазонов [55], представленных в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Диапазоны КЭА

Диапазон КЭА	Вид технического состояния	Визуализация (цвет)
$КЭА \leq 25$	Критическое	Красный
$25 < КЭА \leq 50$	Неудовлетворительное	Оранжевый
$50 < КЭА \leq 75$	Удовлетворительное	Желтый
$75 < КЭА \leq 100$	Хорошее	Зеленый

На рисунке 2.4 представлено распределение по цветам по виду технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ.

Критическое (красный)	Неудовлетворительное (оранжевый)	Удовлетворительное (желтый)	Хорошее (зеленый)
--------------------------	-------------------------------------	--------------------------------	----------------------

Рисунок 2.4 – Диапазоны КЭА в цвете

Исходя из того, в какой диапазон попадет значение рассчитанного коэффициента, выполняются следующие действия:

1) Если КЭА трансформатора входит в диапазон [0-25), то итоговое значение КЭА входит в критическое состояние (цвет красный).

2) Если КЭА трансформатора входит в диапазон (25-100], то тогда проводим проверку баллов всех параметров трансформатора:

- если хотя бы один из параметров принимает нулевой балл, то итоговое значение КЭА входит в неудовлетворительное состояние (цвет оранжевый) и примет значение 26;

- если ни один из параметров не принимает нулевой балл, то итоговое значение КЭА входит в один из четырех диапазонов и примет соответствующее значение [55].

Диапазоны КЭА, установленные вышеописанной методикой, определяют необходимые виды технического воздействия, и приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Диапазоны КЭА для определения технического воздействия

Диапазон КЭА	Вид технического состояния	Вид технического воздействия
≤ 25	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция
$25 < \text{ и } \leq 50$	Неудовлетворительное	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$50 < \text{ и } \leq 75$	Удовлетворительное	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт
$75 < \text{ и } \leq 100$	Хорошее	Плановое диагностирование

Далее согласно разработанной методике проводится расчет остаточного ресурса силового маслонаполненного трансформатора. Рассчитывается текущее значение ресурса по формуле (3):

$$R_i = R_{i-1} \times \exp \left[-\frac{KЭA_{i-1} - KЭA_i}{100} \right], \quad (3)$$

где R_i и R_{i-1} – ресурс, определенный на текущий и в предыдущем моменте времени;

$KЭA_i$ и $KЭA_{i-1}$ – $KЭA$ на текущий и в предыдущем моменте времени.

Рассчитывается значение остаточного ресурса по формуле (4):

$$R_{ост} = R_i - R_{пр}, \quad (4)$$

где $R_{пр}$ – предельно-допустимое значение ресурса трансформатора, принято равным 0,2, что соответствует требованиям безопасной технической эксплуатации трансформаторов.

Значение $R_{ост}$ можно пересчитать из относительных единиц в единицу времени. Для этого необходимо умножить на интервал гарантированной безопасной эксплуатации силового трансформатора, определенный последним техническим освидетельствованием.

Ресурс – суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до момента достижения предельного состояния, которая является интегральной характеристикой долговечности. Долговечность – свойство объекта, заключающееся в его способности выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях использования, технического обслуживания и ремонта до достижения предельного состояния [57].

По мере увеличения срока службы ресурс силового маслонаполненного трансформатора снижается. Снижение ресурса до предельно-допустимого значения, т.е. состояние, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно – определяет момент прекращения его эксплуатации, и дальнейшая эксплуатация становится недопустимой по условиям технической безопасности. Для восстанавливаемого оборудования, которым является силовой

маслонаполненный трансформатор, при проведении технического обслуживания и ремонта замедляется интенсивность сработки ресурса, а значение ресурса частично восстанавливается (рис. 2.5).

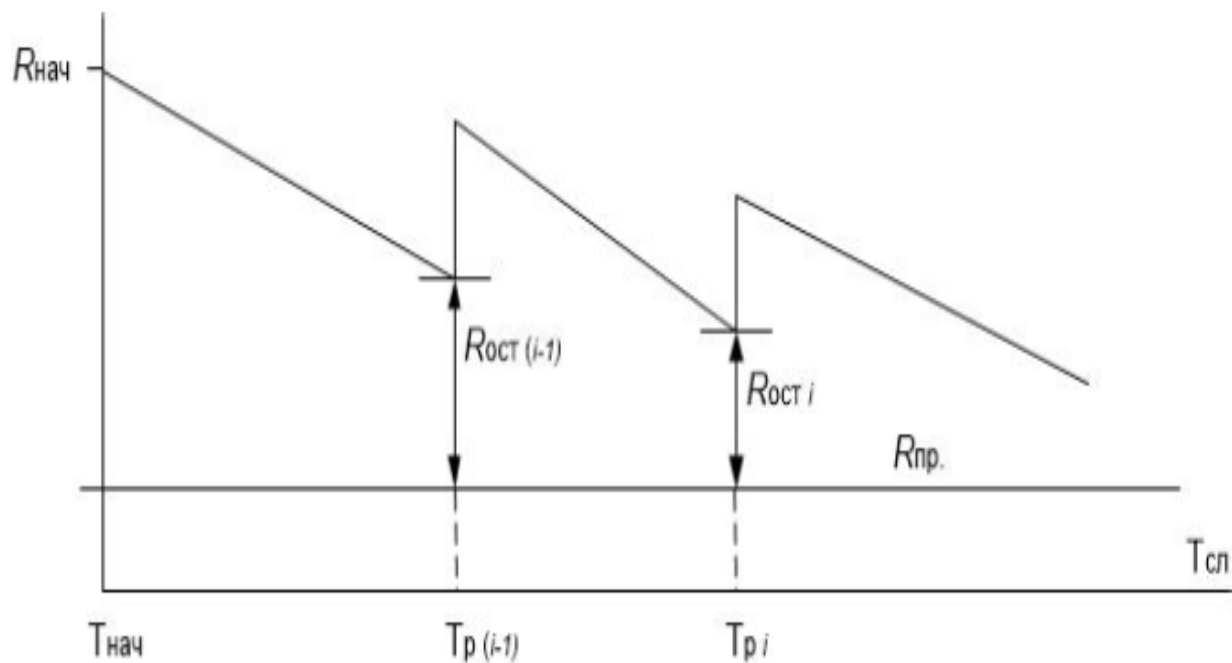


Рисунок 2.5 – Изменение остаточного ресурса в период эксплуатации

Алгоритм выработки рекомендаций по техническому обслуживанию силового маслаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ представлен на рисунке 2.6.

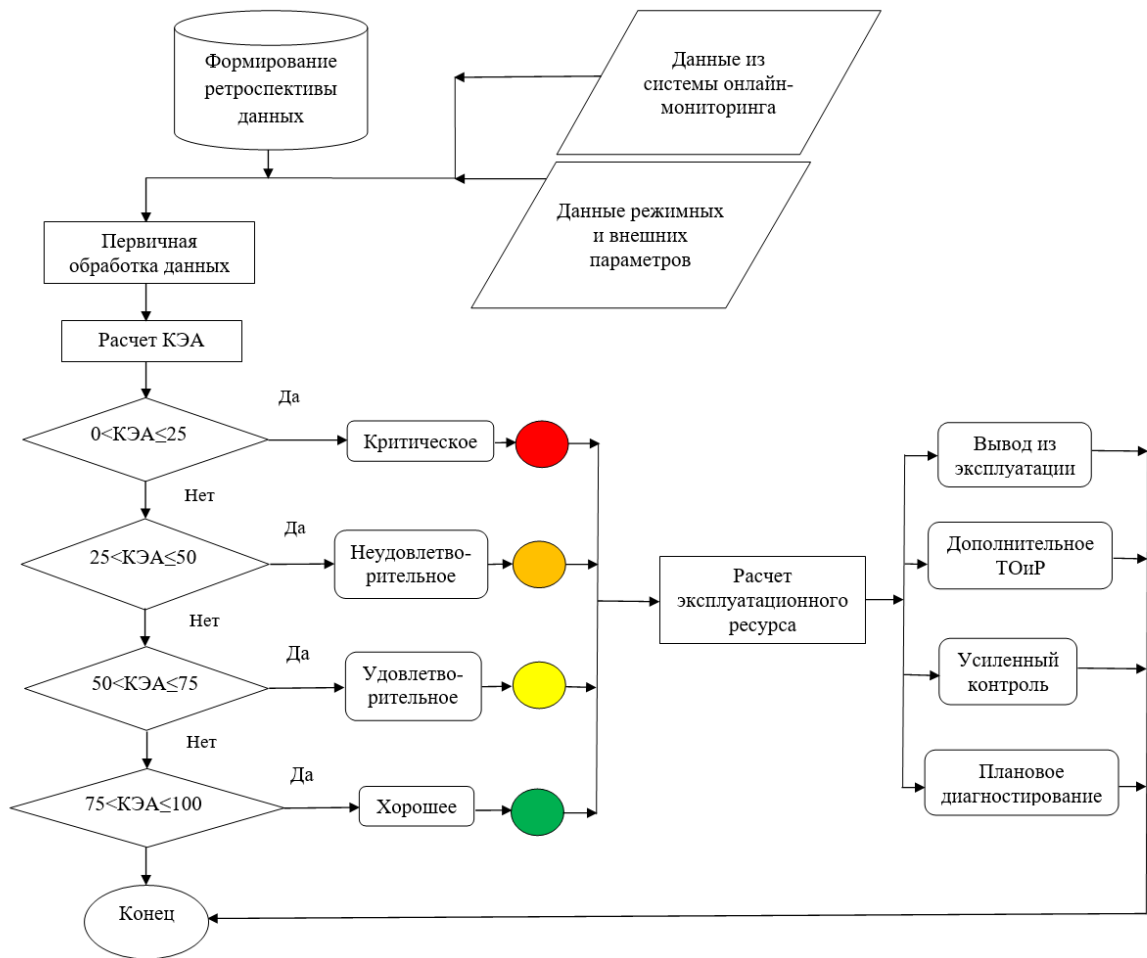


Рисунок 2.6 – Алгоритм выработки рекомендаций по техническому обслуживанию силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

2.4. Выводы

В данной главе представлена разработанная автором диссертационной работы ИСОМТС. Разработана структурная схема ИСОМТС, включающая 7 блоков: измерений; передачи и первичной обработки данных; формирования базы данных; формирования базы знаний; обработки и анализа данных; принятия решений; вывода результатов.

Четырехуровневая ИСОМТС с разработанной методикой онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ, включающая алгоритм проведения измерений и алгоритм анализа результатов измерений, позволяет определить техническое

состояние трансформатора с использованием КЭА, который рассчитывается с применением измеренных параметров работающего трансформатора и позволяет принимать решения о предиктивном техническом обслуживании или ремонте.

Разработанный алгоритм выработки рекомендаций по техническому обслуживанию силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ способствует увеличению его эксплуатационного ресурса.

3. МЕТОД ОБРАБОТКИ ДАННЫХ В БЛОКЕ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗЫ ЗНАНИЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОНЛАЙН-МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 35/6(10) КВ

Результаты главы 3 опубликованы в работах автора [A5], [A8], [A12]

3.1. Цифровизация в электроэнергетике

В настоящее время цифровая трансформация электроэнергетики в России представляет собой одно из приоритетных направлений развития этой отрасли. Минэнерго России разработан проект «Цифровая энергетика», объединяющий в себе электроэнергетический, нефтегазовый и угольный комплексы, в совокупности представляющие собой ТЭК России [58].

В рамках данного проекта основной задачей Минэнерго является создание современных цифровых решений, причем в сфере его компетенций основной задачей представляются именно разработка нормативно-правовой базы, подготовка квалифицированных кадров и переподготовка в соответствии с продвинутыми техническими и цифровыми решениями в области (рис. 3.1), а также обеспечение реализации контрольно-надзорных функций [59].

Определение консолидированного видения целевого состояния отраслей ТЭК в процессе цифровой трансформации предусмотрено в рамках Концепции цифровой трансформации ТЭК на среднесрочный (2024 год) и долгосрочный период (2035 год) — ключевого документа цифрового развития отраслей ТЭК, разработка которого осуществлялась Минэнерго России в 2019 году. Документ содержит различные сценарии и прогнозы

развития цифровых технологий в ТЭК и приоритетные направления цифровой трансформации, а также закладывает основу для формирования единого информационно-технологического пространства ТЭК [60].

Минэнерго России разработан ведомственный проект «Цифровая энергетика»



Рисунок 3.1. Ключевые направления цифровой трансформации энергетики

Основные направления цифровой трансформации в энергетике:

- декарбонизация – сокращение или устранение выбросов углекислого газа;
- цифровизация – цифровая трансформация различных отраслей экономики, в том числе и электроэнергетики;
- управление спросом – направлено на повышение энергоэффективности, изменения графиков потребления электроэнергии на основе технологических, экономических и поведенческих изменений, обеспечивающих повышение энергоэффективности системы и уровень комфорта потребителей;
- децентрализация – имеет множество производителей электроэнергии, расположенных ближе к потребителю. Такая система позволяет более эффективно использовать как возобновляемые источники

энергии, так и комбинировать производства тепловой и электрической энергии;

- дезинтермедиация – предоставление клиентам прямого доступа к услугам и информации, для которых ранее требовался какой-либо посредник (энергосбытовые компании) [61].

Рассмотрим более подробно направление «цифровизация» в электроэнергетической отрасли. Это результат цифровой трансформации электроэнергетики за счет применения новых технологий сбора и обработки данных, к ним относятся следующие технологии:

- технологии искусственного интеллекта предназначены для создания алгоритмов и систем, решающих какие-либо интеллектуальные задачи в отрасли;

- промышленный интернет вещей используют энергетические компании для оптимизации и управления активами, повышения безопасности, управления режимами;

- интеграция кибер-физических систем в технологический процесс направлена на повышение производительности, безопасности и надежности объектов энергетики за счет применения мобильных интеллектуальных роботизированных платформ (беспилотные летательные аппараты);

- блокчейн связан с применением децентрализованных защищенных баз данных. Основная идея состоит в том, чтобы позволить потребителям заключать быстрые и безопасные сделки купли-продажи электрической энергии, и осуществлять их без посредников, напрямую между собой;

- промышленные беспроводные технологии обеспечивают безопасную, быструю и надежную передачу данных по географически распределенным участкам энергосистемы (5G и 6G);

- большие данные, технологии обработки интеллектуального анализа больших данных [62].

В настоящее время с каждым годом объем данных увеличивается [63]. Электроэнергетические компании начали внедрять информационные системы, позволяющие собирать большие данные. Большие данные рассматриваются как область на стыке нескольких наук: математики и компьютерных информационных технологий, в которой создаются алгоритмы и технические решения для работы с массивами данных. Данные слишком велики для классических способов хранения и их обработки.

В зависимости от источника данных, они могут принимать различные формы: сигналы датчиков, зашифрованные пакеты данных, данные прогноза погоды, протоколы испытаний, тексты на естественном языке, фото и даже видео-файлы. Все они отличаются друг от друга, с точки зрения, требуемых технологий хранения и алгоритмов обработки. И такое разнообразие данных уже не получается просто разместить в какой-либо таблице или в какой-либо традиционной базе данных. Для каждого из них необходимы цифровые технологии – технологии обработки интеллектуального анализа больших данных.

3.2. Методы обработки данных

В настоящее время существуют математические методы анализа и обработки параметров технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов, которые можно условно разделить на три группы:

- классические методы (корреляционный, регрессионный, факторный анализ и т.д.) с применением статистических данных [64, 65];
- вероятностные методы (теория вероятности, теория надежности технических систем и т.д.) на основе статистических данных [66, 67];
- методы искусственного интеллекта [68–70].

Каждый из представленных методов обладает как достоинствами, так и недостатками. Однако использование многих из них в реальных

эксплуатационных условиях затруднительно, так как при онлайн-мониторинге и контроле всех параметров и функциональных узлов силового маслонаполненного трансформатора требуется решать многокритериальную задачу принятия решений о дальнейшей эксплуатации на основе существующей информации.

Большие данные – структурированные и неструктурированные данные огромных объемов, обрабатывать которых в ручном режиме невозможно [71]. Характеристики больших данных определяются следующими правилами.

1. Объем – энергетические компании могут собирать огромное количество данных, размер которых становится критическим фактором в аналитике.

2. Скорость, с которой генерируется информация. Данные постоянно обновляются, что требует их быстрой обработки.

3. Разнообразие: генерируемая информация неоднородна и может быть представлена в различных форматах.

4. Достоверность относится к качеству анализируемых данных. С высокой степенью достоверности данные содержат много записей, которые ценны для анализа и которые вносят значимый вклад в общие результаты [72].

Использование методов искусственного интеллекта для оценки технического состояния силового трансформатора позволяет решить большую часть описанных выше проблем, в частности проблем корректном анализе данных состояния, внешних и режимных данных. Это связано со сложностью анализируемых объектов и тем, что при решении поставленных задач приходится оперировать большим объемом входных данных разных форматов, для которых характерны неопределенность, неполнота и отсутствие возможности формальной структуризации.

3.3. Методы искусственного интеллекта

Машинное обучение – это раздел искусственного интеллекта, позволяющий системе обучаться на основе данных (рис. 3.2). Машинное обучение является эффективным инструментом обработки данных и тесно связано с данными, алгоритмами, включая алгоритмы, специальные для предметной области, и компьютерными технологиями в целом. Его главное преимущество – возможность извлекать из первичных данных новые знания и новые данные, и это один из наиболее важных результатов машинного обучения[73].



Рисунок 3.2. Раздел машинного обучения

На пересечении компьютерных и информационных технологий для анализа данных появилась такая наука, как наука о данных (data science), благодаря которой, в том числе и сегодня, одним из преимуществ машинного обучения являются всевозможные виды визуализации данных.

Для решения поставленной задачи автором диссертации предложено рассмотреть методы машинного обучения. Сначала был проведен анализ применимости наиболее простых методов.

Линейная регрессия – статистический метод, основанный на построении линейной зависимости между входными признаками и целевой переменной. Метод прост в реализации, но не применим для выявления нелинейных взаимосвязей. Линейная регрессия используется для проведения регрессионного анализа.

Модель линейной регрессии ($w \in R^n$) представляет собой параметрическую функцию (5):

$$a(x, w) = \sum_{j=1}^n w_j f_j(x), \quad (5)$$

где w – веса модели;

j – номер объекта в выборке;

n – количество объектов в выборке [74].

к-ближайших соседей – метод, основанный на усреднении значений целевой переменной объектов обучающей выборки, которые наиболее близки к анализируемому объекту в пространстве признаков. Метод имеет ограничения по использованию при большом объеме обучающей выборки, так как может быть очень ресурсоемким.

Алгоритм к-ближайших соседей основан на принципе близости объектов в пространстве признаков. для каждого объекта из тестовой выборки находим к-ближайших соседей из обучающей выборки, и классифицируем объект на основе классов его соседей. Класс, который наиболее часто встречается среди соседей, и будет классом, к которому относится исходный объект. Алгоритм стремится минимизировать суммарное квадратичное отклонение точек кластеров от центров этих кластеров (6):

$$V = \sum_{i=1}^k \sum_{x_j \in S_i} (x_j - \mu_i)^2, \quad (6)$$

где k – число кластеров;

S_i – полученные кластеры $i = 1, 2, \dots, k$;

μ_i – центры масс векторов $x_j \in S_i$ [75].

Регрессионное дерево решений – метод, основанный на разделении выборки на подмножества с помощью построения иерархической системы правил. Каждое правило сравнивает значение одного из признаков с

пороговым значением. Метод способен аппроксимировать кусочно-непрерывные зависимости, но чувствителен к выбросам в исходных данных.

Каждый узел дерева содержит признак, ребра – значения признака, листы – метки классов. Деревья решений разбивают данные на группы на основе значений переменных, в результате чего возникает иерархия операторов «ЕСЛИ – ТО», которые классифицируют данные.

Под правилом понимается логическая конструкция вида «если - то».

- Объект – некоторый пример, действие, шаблон, наблюдение.
- Атрибут – признак, свойство.
- Узел – внутренний узел дерева, узел проверки.
- Лист – конечный узел дерева, узел решения[76].

Метод опорных векторов – метод, основанный на определении наиболее значимых объектов обучающей выборки и преобразовании пространства признаков в пространство более высокой размерности. Как правило, для этого используются радиальные базисные функции, за счет чего метод способен выявлять сложные нелинейные зависимости между признаками.

Метод опорных векторов является развитием теории распознавания образов Вапника и Червоненкиса [77]. Одна из главных идей метода заключается в том, чтобы преобразовать данные в пространство большей размерности, где объекты могут быть более легко разделены гиперплоскостью. Это достигается через ядро, которое позволяет выполнить нелинейное преобразование данных, сохраняя при этом вычислительную эффективность [78]. Уравнение гиперплоскости (7):

$$F(x) = \text{sign}(w^T x - b), \quad (7)$$

где w – вектор нормали к разделяющей гиперплоскости.

Метод опорных векторов использует ядро для преобразования пространства данных, в котором находятся объекты, чтобы разделить их на

классы. Ядро определяет функцию сходства между объектами в новом пространстве признаков.

Существует много разных ядер, наиболее популярные:

- полиномиальное однородное степени d $k(x, x') = (x \cdot x')^d$;
- полиномиальное неоднородное $k(x, x') = (x \cdot x' + c)^d$;
- радиальная базисная функция $k(x, x') = e^{-\gamma \|x - x'\|^2}$, $\gamma > 0$;
- гиперболический тангенс $k(x, x') = \tanh(\alpha x \cdot x' + \beta)$, $\alpha > 0$, $\beta < 0$ [78].

Точность и качество обучения модели измеряется метрикой качества. В данной диссертационной работе были использованы следующие метрики: среднеквадратичная ошибка прогноза (MSE), корень из среднеквадратичной ошибки (RMSE), средняя по модулю ошибка (MAE), нормализованная средняя по модулю ошибка (nMAE), коэффициент детерминации R^2 .

Среднеквадратичная ошибка прогноза (MSE) – среднее значение квадратов разностей между прогнозируемыми и фактически наблюдаемыми значениями. MSE вычисляется по формуле (8):

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i^* - y_i)^2 . \quad (8)$$

Корень из среднеквадратичной ошибки (RMSE) – квадратный корень из среднего квадрата расстояния (разницы между фактическим и прогнозируемым значением). RMSE вычисляется по формуле (9):

$$RMSE = \sqrt{MSE} . \quad (9)$$

Средняя по модулю ошибка (MAE) – абсолютное среднее расстояние прогноза модели. MAE вычисляется по формуле (10):

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i^* - y_i| . \quad (10)$$

Нормализованная средняя по модулю ошибка (nMAE) – стандартная средняя абсолютная ошибка, которая выражается в %. nMAE вычисляется по формуле (11):

$$nMAE = \frac{MAE}{\bar{y}} \cdot 100\% . \quad (11)$$

Коэффициент детерминации R^2 – мера разброса зависимой переменной, уточнённой рассматриваемой моделью зависимости. R^2 вычисляется по формуле (12):

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y_i^*)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} , \quad (12)$$

где y^* – выходное значение модели;

y – истинное значение;

n – число объектов в выборке [79].

В построении модели участвуют данные из набора, разделенные по трем выборкам:

1) **Обучающая выборка** используется исключительно для обучения модели. Математически она представляет собой произведение вектора экземпляров (X) и вектора целевых переменных (Y) (13):

$$S^l = X \times Y = \{(x_1, y_1), \dots, (x_l, y_l)\} . \quad (13)$$

2) **Тестовая выборка** (testing set) – полностью независимая от обучающей выборка, предназначенная для оценки качества работы модели. Без ее применения нельзя гарантировать несмещенность оценок модели (также называемую переобучением).

3) **Валидационная выборка** (development set, validation set) применяется для подбора параметров, выбора признаков и других решений по алгоритму [80].

Формирование обучающей выборки для любой задачи, в том числе и задачи оценки технического состояния оборудования, сводится к оптимизации этой выборки [81, 82]. Оптимальная обучающая выборка должна обладать тремя основными свойствами:

- быть достаточной – число обучающих примеров должно быть достаточным для обучения;
- быть разнообразной – иметь большое число разнообразных комбинаций вход-выход при учете, что все классы, характерные для исходного множества, будут представлены;
- быть равномерной – примеры должны быть представлены приблизительно в одинаковых пропорциях [83].

Для обучения моделей использовалась обучающая выборка, состоящая из 267 записей, относящихся к «хорошему», «удовлетворительному», «неудовлетворительному» и критическому» состояниям. Результаты обучения по вышеуказанным методам приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Метрики качества

	MSE	RMSE	MAE	nMAE [%]	R ²
Линейная регрессия	0,0160	0,1264	0,10264	23,8223	0,6585
k-ближайших соседей	0,01684	0,1297	0,0965	22,4044	0,64056
Дерево решений	0,01767	0,1329	0,08898	20,6520	0,6227
Метод опорных векторов	0,0129	0,1137	0,0865	20,0778	0,7241

Результаты показали, что зависимости между параметрами и техническим состоянием силового трансформатора имеют сложный характер и не могут быть определены с приемлемой точностью на базе рассмотренных методов. Выбор структуры и алгоритма модели нейронной сети – это итеративный процесс, который может потребовать нескольких попыток для достижения оптимальных результатов.

3.4. Применение ИНС в системе онлайн-мониторинга и контроля

Автором диссертации принято решение использовать метод нейронных сетей для оценки технического состояния силового трансформатора.

Искусственная нейронная сеть (ИНС) – метод, основанный на системном взаимодействии узлов (нейронов). Каждый нейрон вычисляет взвешенную сумму входных сигналов. При использовании ИНС возможно реализовать сложные структуры моделей, но в то же время их применение требует тщательного выбора архитектуры модели и настройки гиперпараметров [84].

ИНС – это совокупность соединенных и взаимосвязанных между собой искусственных нейронов, аккумулирующих входные значения и генерирующих выходной сигнал при помощи функции активации. Они могут работать, когда неизвестна математическая формула, которая связывает входные данные с выходными.

Работу одного нейрона можно представить формулой (14):

$$y_i = F\left(\sum w_{ij}x_j\right), \quad (14)$$

где y_j – выходной сигнал j нейрона;

w_{ij} – вес связи между i и j нейронами;

x_i – входной сигнал i -нейрона;

F – функция активации нейрона.

Есть разные виды нейронных сетей, каждый из которых используется для определенных целей. Нейронные сети классифицируются по различным видам признаков (таблица 3.2):

- по структуре, по направлению распространения информации по синапсам между нейронами;
- по типу входной информации;
- в зависимости от метода обучения нейронных сетей;
- в зависимости от типов нейронов и др. [85].

Таблица 3.2 – Классификация нейронных сетей

№ п/п	Признак классификации	Виды нейросетей
1	По структуре	однослойные, многослойные
2	По направлению распространения информации	- нейросети прямого распространения (однонаправленные); - рекуррентные нейронные сети (с обратными связями); - радиально-базисные функции.
3	В зависимости от типов нейронов	- однородные; - гибридные.
4	В зависимости от метода обучения нейронных сетей	- обучение с учителем;
5	По типу входной информации	- аналоговые; - двоичные;
6	По характеру настройки синапсов (связь между формальными нейронами)	- с фиксированными связями;
7	Другие	- гетероассоциативные; - автоассоциативные нейросети; - сверточные; - импульсные; - Хопфилда; - персептрон Розенблатта; - Кохонена.

При выборе структуры и алгоритма модели нейронной сети необходимо учитывать множество факторов, включая тип данных, задачу, размер обучающей выборки, параметры оптимизации и производительность [86].

Гиперпараметры – это параметры, которые влияют на качество работы нейронной сети, но не определяются в процессе обучения[87].

В первую очередь, это архитектура нейронной сети, а именно число слоев и нейронов в каждом слое. Функции активации, которые используются в различных слоях. А также особенности обучения нейронной сети – тип оптимизатора, который используется при обучении, количество эпох

обучения. Все гиперпараметры влияют друг на друга, поэтому подобрать оптимальную комбинацию гиперпараметров, при которой используется максимальное качество работы нейронной сети вручную достаточно трудно.

Выбрана модель на основе многослойного персептрона с прямым распространением ошибки.

Оптимизируемые гиперпараметры:

- число скрытых слоев;
- число нейронов в слоях;
- коэффициент L2-регуляризации;
- алгоритм обучения на базе обратного распространения ошибки (классический стохастический градиентный спуск, алгоритм с инерцией RMSProp и алгоритм Adam с адаптацией шага обучения к изменению весов связей между нейронами);
- функция активации нейронов (ReLU или гиперболический тангенс).

На рисунке 3.3 представлена структура однослойной нейронной сети.

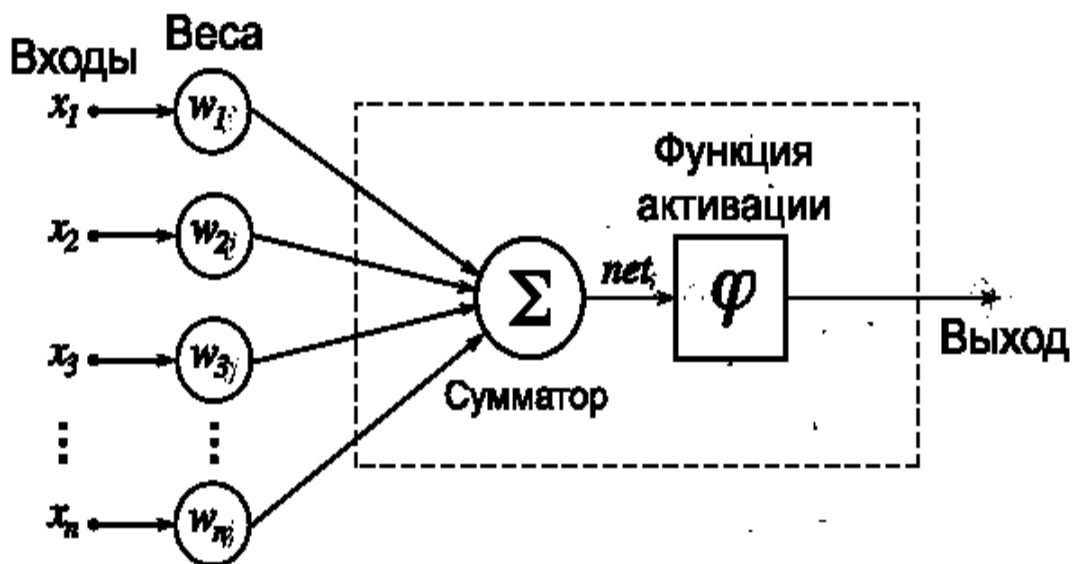


Рисунок 3.3 – Структура однослойной нейронной сети

Был использован метод выбора параметров на основе случайного поиска. На рисунке 3.4. представлена зависимость ошибки модели MSE для модели с одним скрытым слоем от числа нейронов в нем.

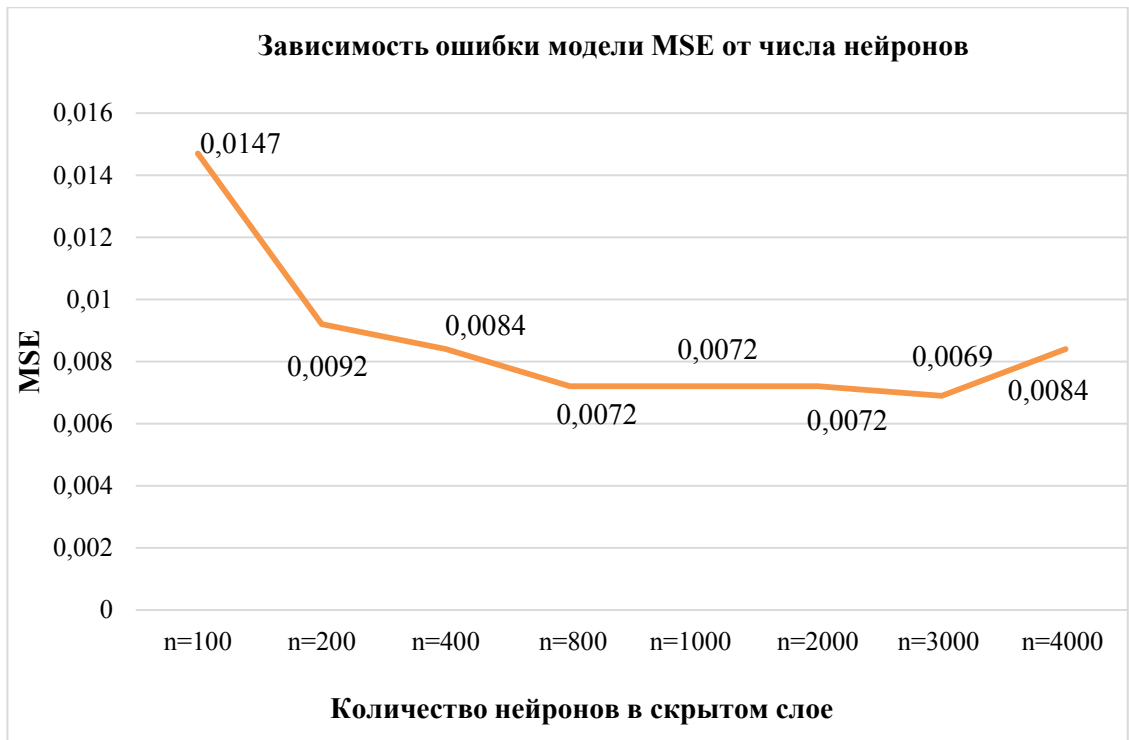


Рисунок 3.4 – Зависимость ошибки модели MSE от числа нейронов

Наилучший результат показал многослойный персептрон с одним скрытым слоем из 3000 нейронов, коэффициентом L2-регуляризации 0,001, функцией активацией ReLU.

В таблице 3.3 представлены результаты обучения модели нейронной сети с двумя и тремя скрытыми слоями.

Результаты обучения показали, что использование большего числа слоев позволяет достичь точности близкой, к точности модели с одним слоем, используя при этом меньшее суммарное число нейронов.

Таблица 3.3– Результаты обучения модели с двумя и тремя скрытыми слоями

	MSE	RMSE	MAE	nMAE [%]	R ²
Два скрытых слоя					
1000 и 100 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0129	0,1137	0,0865	20,0778	0,7241
1000 и 1000 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0122	0,1098	0,0878	20,3865	0,7392
100 и 100 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0091	0,0951	0,0737	17,1148	0,8052
200 и 200 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0088	0,0935	0,0734	17,0248	0,8114
800 и 400 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0132	0,1144	0,0930	21,5920	0,7174
3000 и 100 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0184	0,1329	0,1084	25,1634	0,6077
Три скрытых слоя					
300, 200, 100 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0085	0,0916	0,0723	16,7894	0,8186
100, 100, 100 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0083	0,0907	0,0740	17,1740	0,8224
100, 75, 50 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0079	0,0886	0,0720	16,6987	0,8322
50, 25, 10 нейронов функция активации ReLU регуляризация L2 = 0,001	0,0094	0,0969	0,0752	17,4425	0,7985

Автором диссертации предложена новая архитектура многослойной нейросетевой модели, отличающаяся использованием радиальных базисных функций в обучающемся отдельно первом слое, для повышения точности оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов (рис. 3.5).

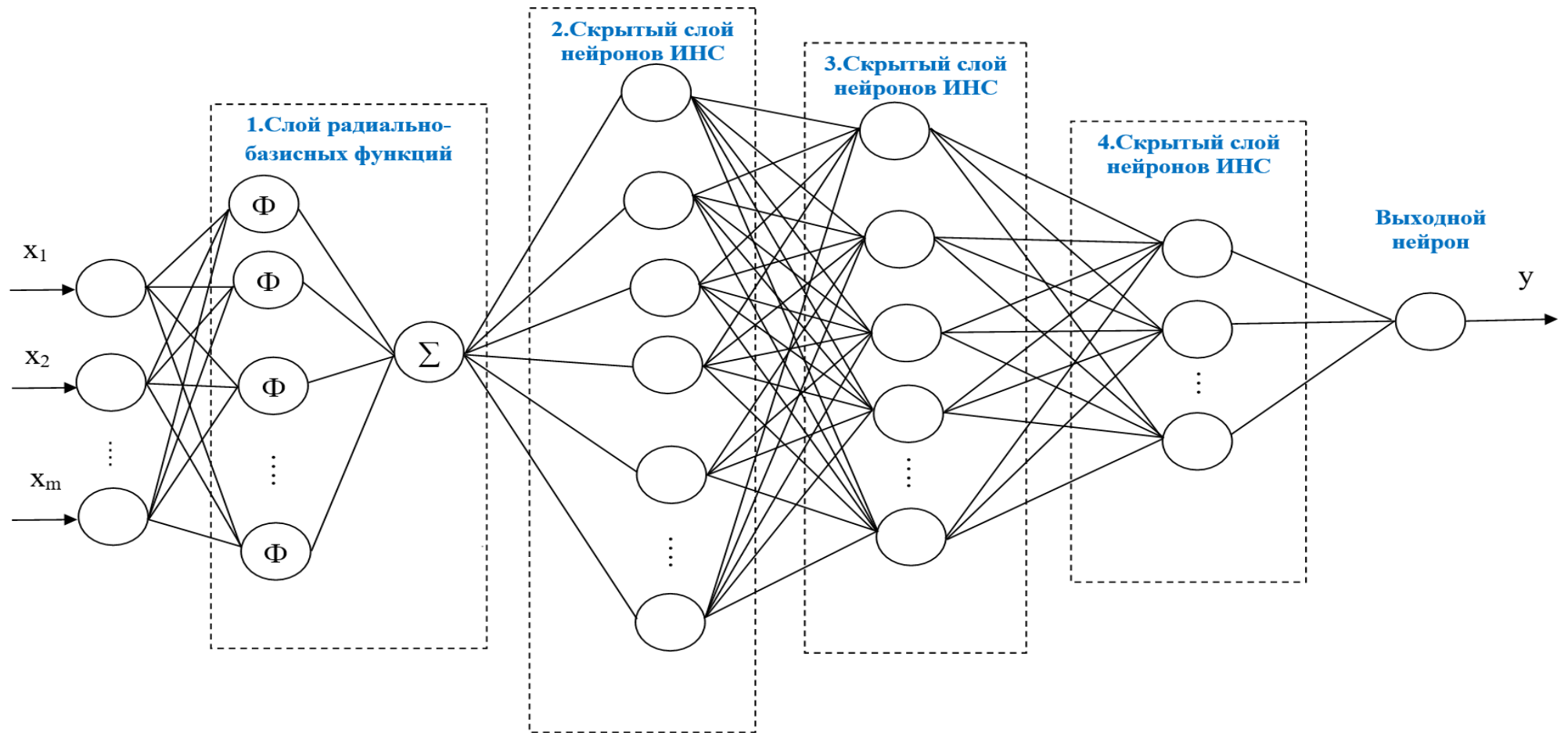


Рисунок 3.5 – Архитектура разработанной многослойной нейросетевой модели

Радиальные базисные функции – это целый ряд жестких методов интерполяции; то есть, поверхность, построенная с использованием этих функций, будет проходить через все опорные точки.

Концептуально, радиальные базисные функции означают размещение резиновой мембраны на измеренные опорные точки и одновременно уменьшение общей кривизны поверхности. Выбор базисной функции определяет то, как резиновая мембрана будет расположена между значениями. Радиальные базисные функции используются для построения сглаженных поверхностей для большого количества опорных точек[88].

В таблице 3.4 представлены результаты обучения новой архитектуры нейросетевой модели.

Таблица 3.4 – Результаты обучения новой архитектуры

	MSE	RMSE	MAE	nMAE [%]	R ²
SVM +1 скрытый слой 10 нейронов	0,0074	0,0862	0,0699	16,2142	0,8412
SVM +1 скрытый слой 50 нейронов	0,0067	0,0819	0,0661	15,3481	0,8570
SVM +1 скрытый слой 100 нейронов	0,0063	0,0794	0,0640	14,8567	0,8655
SVM + 2 скрытых слоя, 100 и 50 нейронов	0,0061	0,0780	0,0628	14,5724	0,8694
SVM + 3 скрытых слоя 100, 50 и 25 нейронов	0,0049	0,0699	0,0570	13,2326	0,8957
SVM + 3 скрытых слоя, 200, 100 и 50 нейронов	0,0056	0,0748	0,0594	13,7950	0,8806

Из результатов видно, что использование радиальных базисных функций метода опорных векторов позволяет повысить точность. Хотя из сравнения коэффициента детерминации R² может показаться, что улучшение незначительное (0,85 против 0,9), но среднеквадратичная ошибка прогноза MSE снижена с 0,0069 до 0,0049.

На рисунке 3.6 представлена зависимость MSE для разных моделей от количества эпох.

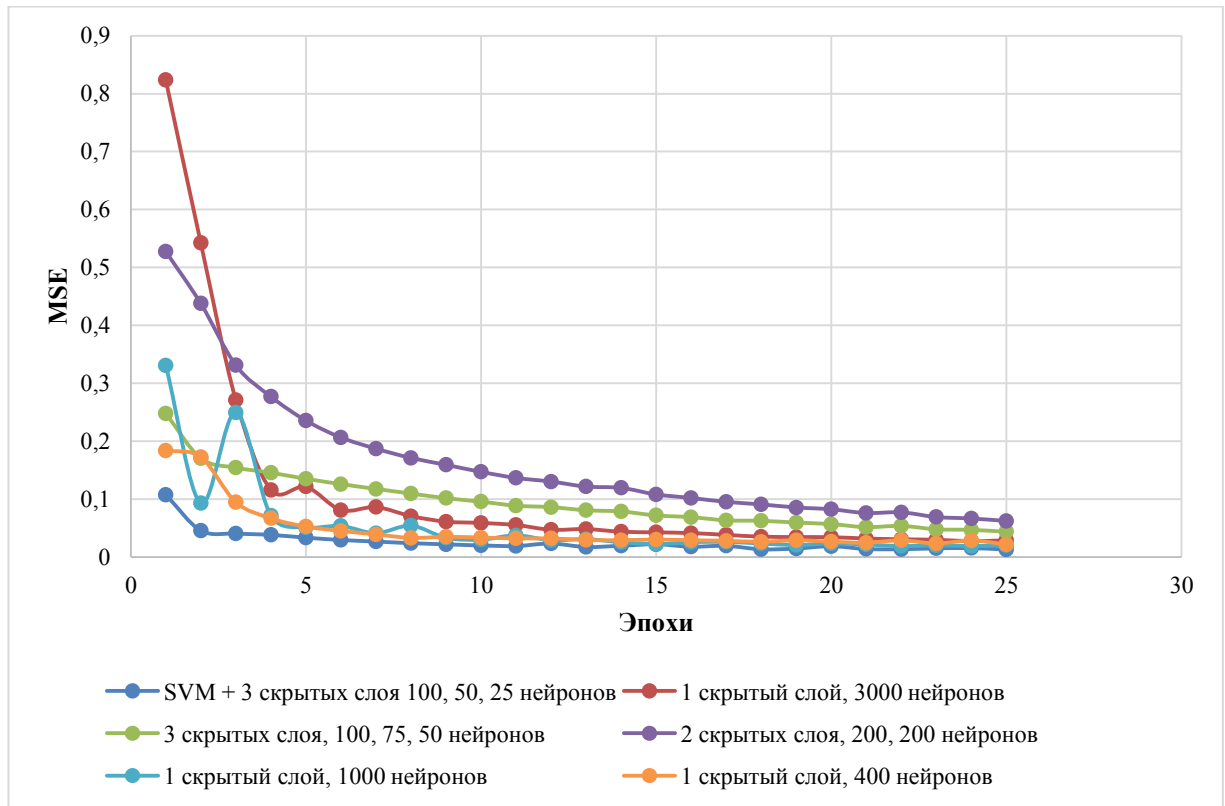


Рисунок 3.6 – Зависимость MSE для разных моделей от количества эпох

Из рисунка 3.6 видно, что после 25 эпох показатель ошибки закрепился возле одного определенного значения, и дальнейшее обучение моделей перестало уменьшать ошибку.

Разработанная новая архитектура многослойной нейросетевой модели с использованием радиальных базисных функций в системе онлайн-мониторинга и контроля технического состояния применяется на этапе формирования базы знаний и обработки данных.

Под базой знаний понимают совокупность состояний и правил вывода, допускающих логический вывод и обработку данных. Блок формирования базы знаний выполняет функции хранения моделей, выявления новых знаний и причинно-следственных связей, на основе применяемых моделей.

Листинг разработанной программы для ЭВМ «Программа оценки технического состояния силового трансформатора на основе машинного обучения» представлен в приложение А.

3.5. Выводы

В данной главе представлена разработка метода обработки данных в блоке формирования базы знаний ИСОМТС. Представлен анализ методов ИИ для оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора.

Увеличение объема анализируемой информации о состоянии силовых маслонаполненных трансформаторов ведет к значительным изменениям в методах работы и требует не только автоматизации процессов обработки и анализа данных, но и их интеллектуализации. Интеллектуализация связана как с необходимостью использования эксплуатационного опыта (в виде определения весовых коэффициентов), так и получения объективных оценок состояния трансформатора вне зависимости от квалификации персонала.

Автором диссертационного исследования предложено новая архитектура многослойной нейросетевой модели, отличающаяся использованием радиальных базисных функций в обучающемся отдельно первом слое, для повышения точности оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов. Полученная нейросетевая модель оценивает техническое состояние силового трансформатора с точностью 90%.

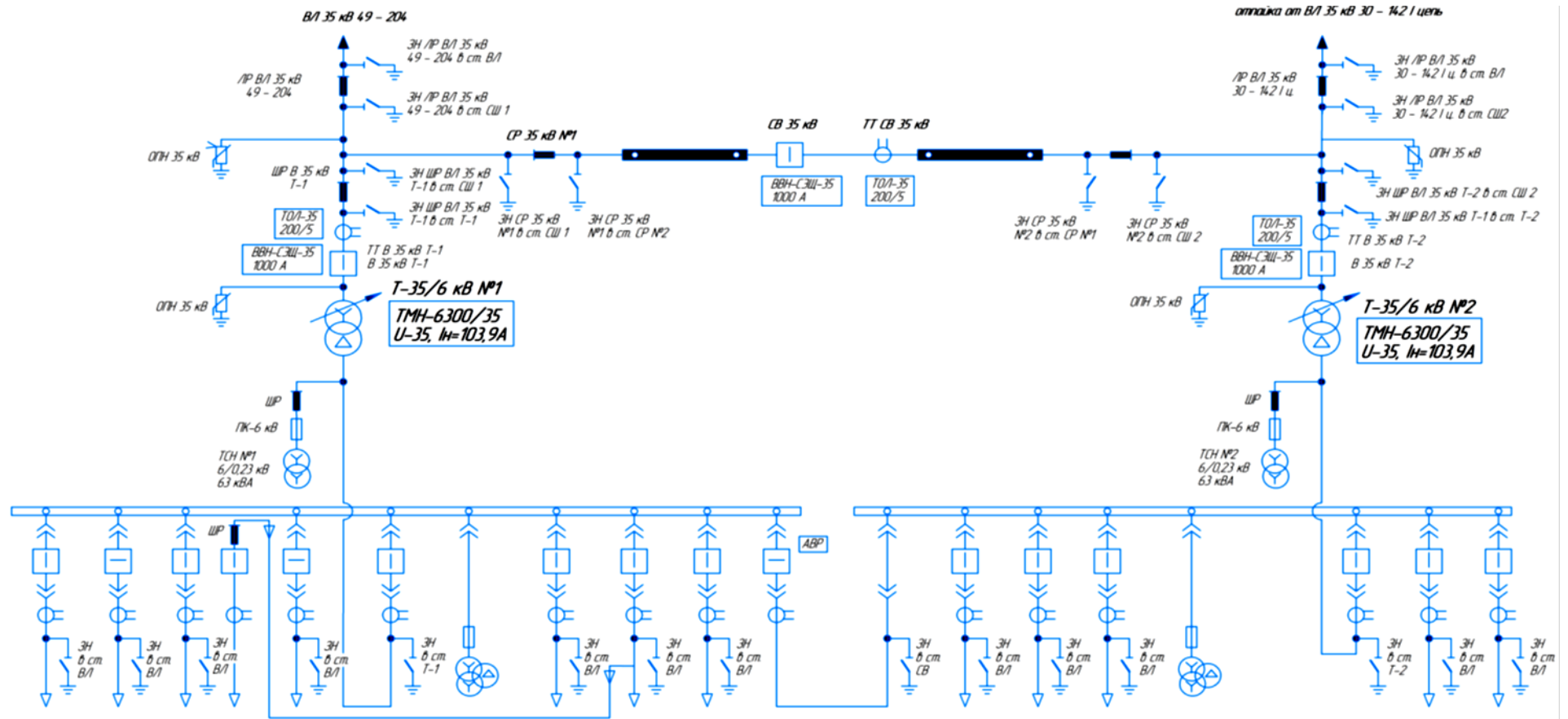
4. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОНЛАЙН-МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 35/6(10) КВ. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты главы 4 опубликованы в работах автора [A1], [A7], [A10], [A16], [A17].

4.1. Разработка интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния для силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

В качестве объекта исследования выбраны силовые трансформаторы марки ТМН – 6300/35, находящиеся в эксплуатации ПАО «Татнефть» ПС-204. На рисунке 4.1 представлена схема подстанции электрических соединений ПС-204.

Трансформаторная подстанция ПС-204 Альметьевского участка ПАО «Татнефть» НГДУ «Альметьевнефть» открытого типа, транзитная, двухтрансформаторная, напряжением 35/6 кВ с воздушным вводом на стороне высокого напряжения с кабельным выводом на стороне низкого напряжения введена в эксплуатацию в 1982 году. Данная трансформаторная подстанция питает потребителей электрической энергии II категории – насосную станцию.



Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Назначение ячейки	ТЧ КНС №17	Реклоб	ЗН №2	БК - 6 кВ	Реклоб	Ввод №1 6 кВ	НТМ №1 6 кВ 1 с.ш	204 - 05	204 - 07	204 - 09	СВ - 6 кВ	СР - 6 кВ	204 - 06	204 - 04	204 - 02 контр д. 49 - 12	НТМ №1 6 кВ 8 с.ш	Ввод №2 6 кВ	204 - 08 контр д. 204 - 07	ЗН №1 АСДА	
Выключатель	ВВ1 - 10		КВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10	ВВ1 - 10
ТТ тока	Т0А - 10 100/5		Т0А - 10 100/5		Т0А - 10 100/5	Т0А - 10 1000/5		Т0А - 10 100/5	Т0А - 10 100/5	Т0А - 10 100/5	Т0А - 10 1000/5		Т0А - 10 1000/5	Т0А - 10 100/5	Т0А - 10 100/5		Т0А - 10 1000/5	Т0А - 10 100/5	Т0А - 10 100/5	Т0А - 10 100/5
Тип ячейки	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	КН - 37	К - 37	К - 37	К - 37
Характер нагрузки	ТЧ	отсут	КНС №17	БК - 6 кВ	КНС №17	Ввод 6 кВ	НТМ №1	Пр нагр	Пр нагр	000 "Центр МЭТ"	отсут	отсут	000 "Центр МЭТ"	Пр нагр	Пр нагр	НТМ №2	Ввод 6 кВ	Пр нагр	КНС №17	

Рисунок 4.1 – Схема подстанции электрических соединений

В качестве понижающих трансформаторов на подстанции установлены два равно надёжных силовых трансформатора марки ТМН – 6300/35 ($U = 35$ кВ, $I_n = 103,9$ А) (рис. 4.2). Технические и габаритно-весовые характеристики трансформаторов ТМН – 6300/35 представлены в таблице 4.1 и 4.2 соответственно.



Рисунок 4.2 – Трансформатор ТМН – 6300/35

Таблица 4.1 – Технические характеристики трансформатора ТМН–6300/35

Наименование параметра	Значение
Тип	ТМН-6300/35/6
Номинальная мощность, кВА	6300
Номинальное высшее напряжение, кВ	35
Номинальное низшее напряжение, кВ	6,3
Номинальная частота, Гц	50
Вид переключения ответвлений	РПН
Потери холостого хода, кВт	8,0
Потери короткого замыкания, кВт	46,5
Ток холостого хода, %	0,8
Напряжение короткого замыкания, %	7,77
Схема и группа соединения обмоток	У/Д-11

Таблица 4.2 – Габаритно-весовые характеристики трансформатора ТМН-6300

Наименование параметра	Значение
Масса полная, т	18,17
Масса масла, т	5,9
Масса активной части, т	8,01
Длина, мм	3663
Ширина, мм	3316
Высота полная, мм	3901

Регулировка напряжения в силовых трансформаторах ТМН-6300 – 9 ступеней с диапазоном регулирования $\pm 4 \times 2,5\%$ от номинала. Тип регулирования – РПН (регулировка напряжения под нагрузкой) типа РНТА 35/125 или аналогичного.

Согласно пункту 3.8.2 «Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния оборудования ПС» Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля рекомендуется применять силовым трансформаторам 35 кВ в объеме [89]:

- контроль содержания водорода, растворенного в масле бака трансформатора;
- контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора;
- контроль влагосодержания масла в баке трансформатора.

Многие производители диагностического оборудования предлагают организовать мониторинг максимального количества параметров, по которым имеются наработки в этой области. Избыточность контролируемых параметров обосновывается получением дополнительной диагностической информации, однако интерпретация измеренных значений отсутствует. Следовательно, существующие системы онлайн-мониторинга не всегда представляют оптимальный набор датчиков и контролируемых параметров. А также ограничениями для выбора контролируемых

параметров являются техническая возможность (уровень развития технологий) и экономическая целесообразность.

На рисунке 4.3 представлено распределение повреждаемости основных узлов силовых маслонаполненных трансформаторов распределительных сетей 35/6(10) кВ, на основании данных статистики отказов в ПАО «Татнефть»

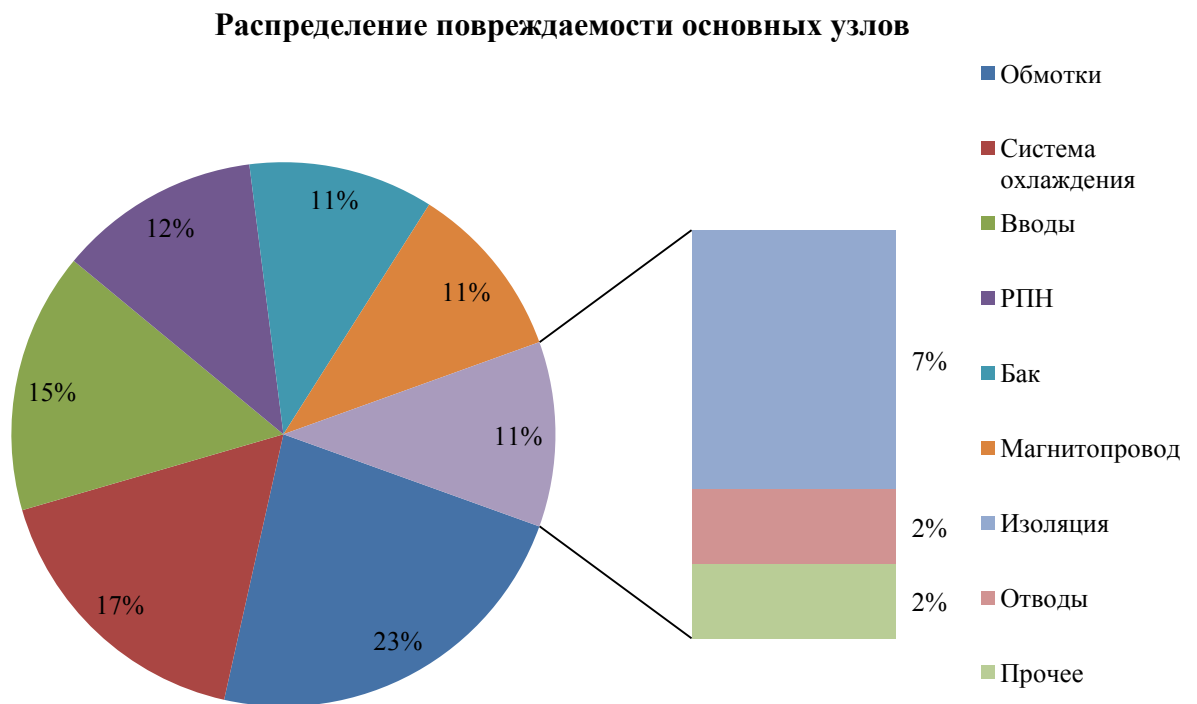


Рисунок 4.3 – Распределение повреждаемости основных узлов силового трансформатора

По каждому функциональному узлу рассматриваемого силового маслонаполненного трансформатора на основании данных статистики ПАО «Татнефть» были выбраны доступные контролируемые параметры для онлайн-мониторинга.

1. В ИС выбраны контролируемые параметры:

- анализ растворенных газов (АРГ) в трансформаторном масле – анализ растворенных в масле газов является важным параметром для оценки состояния трансформаторов и наилучшим индикатором раннего предупреждения развивающихся КЗ. Анализ растворенных газов чаще всего является первым указателем на проблему, и указывает на ухудшение состояния изоляции и масла, на перегрев, наличие локальных горячих точек, частичных и дуговых разрядов;

- уровень частичных разрядов (ЧР) – контроль состояния изоляции на основании регистрации и анализа частичных разрядов, который позволяет определить тип дефекта в изоляции, оценить степень опасности выявленного дефекта для дальнейшей эксплуатации трансформатора;

- влагосодержание масла – контроль влагосодержания в масле для маслonaполненных трансформаторов бакового исполнения. Этот параметр позволяет оценивать текущую электрическую прочность масла, и косвенно контролировать влагосодержание в твердой изоляции обмоток трансформатора. При установке датчика в расширительном баке датчик влагосодержания может быть совмещен в одном корпусе с датчиком уровня масла.

2. В ОБМ выбран контролируемый параметр:

- виброскорость бака – контроль технического состояния конструкции трансформатора по параметрам вибрации. На основании анализа формы и спектров сигналов в системе выявляются различные дефекты в конструкции трансформатора (степень опрессовки обмоток трансформатора, оценка прочностных характеристик силовых элементов трансформатора).

3. В ВВ выбран контролируемый параметр:

- температура контактных соединений вводов фазы А, В, С – регистрация температурных режимов работы трансформатора. При превышении температуры заданных пороговых значений система выдает сигнал о предаварийном или аварийном состоянии трансформатора.

4. В МС выбран контролируемый параметр:

- температура масла в баке – регистрация температурных режимов работы трансформатора. При превышении температуры заданных пороговых значений система выдает сигнал о предаварийном или аварийном состоянии трансформатора [90].

Дополнительно учитываются внешние и режимные параметры, которые так или иначе влияют на техническое состояние силового маслонаполненного трансформатора. Одним из режимных параметров является коэффициент загрузки. Он определяет, насколько эффективно трансформатор использует свои ресурсы и какую нагрузку может выдержать без перегрева или повреждения. Внешними параметрами силового маслонаполненного трансформатора, которые учитывались в диссертационной работе, являются температура окружающей среды и относительная влажность воздуха. Параметр, который учитывает оценку технического состояния по ресурсу, определенный ГОСТ – срок службы [91].

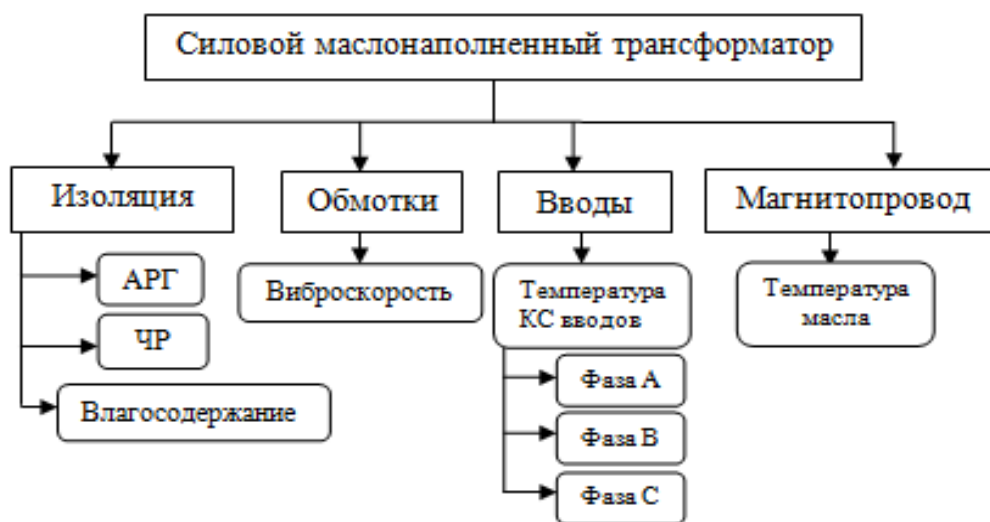


Рисунок 4.4 – Выбранные параметры для онлайн-мониторинга

4.2. Контрольно-измерительные приборы для интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

КИП и датчики устанавливаются на I уровне ИСОМТС. При выборе КИП и датчиков для ИСОМТС были выбраны следующие критерии:

- 1) возможность определения технического состояния силового маслонаполненного трансформатора под рабочим напряжением;
- 2) регистрация и анализ данных в онлайн-режиме.

В Российской Федерации в настоящее время разработаны и внедрены следующие системы мониторинга технического состояния силовых трансформаторов, основные параметры которых сведены в таблицу 4.3.

Для определения технических параметров все системы мониторинга и диагностики применяют одни и те же «стандартные» методы: электрические параметры, уровень вибрации трансформатора, температуры верхних и нижних слоев масла трансформатора и другие.

Таблица 4.3 – Общие сведения о системах мониторинга технического состояния силовых трансформаторов

Наименование системы	Разработчик	Главная особенность
СМТО	ООО «АСУ-ВЭИ»	Возможность интеграции с цифровыми подстанциями нового поколения
НЕВА-АСКДТ	НПФ «Энергосоюз»	Для силовых трансформаторов 10-750 кВ и 250-1250 МВА, рекомендована Росэнергоатомом
ВЕЛЕС	ООО «Мониторинг автоматика»	Кроме трансформатора, мониторинг кабельных линий и изоляции элегазового оборудования
ЭСМДУ-Транс	ПАО «ЗТР»	Экспертные алгоритмы принятия решений по результатам диагностики

Наименование системы	Разработчик	Главная особенность
ЭДИС Альбатрос	УрФУ	Поиск аналогичных развитий событий при появлении дефекта в собственной базе данных. Постановка диагноза, классификация состояния контролируемого объекта на группы: исправные, риски, развитие повреждения, вероятен дефект
СУПА	Холдинг МРСК	Система управления активами предприятия. Целесообразность списания, ремонта или замены трансформатора определяется путем сопоставления стоимости воздействия с последствиями отказа
TDM-S	ООО «Димрус»	Система мониторинга марки TDM-S предназначена для контроля технического состояния распределительных трансформаторов 6÷35 кВ. Может быть использована для трансформаторов с сухой (литой) изоляцией и баковых маслонаполненных трансформаторов.

Системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов СМТО, НЕВА-АСКДТ, ВЕЛЕС, ЭСМДУ-Транс, ЭДИС, Альбатрос, СУПА, описанные в таблице 4.3, обладают рядом существенных недостатков:

- отсутствие гибкости в возможности подключения дополнительных датчиков контроля технического состояния силовых трансформаторов;
- отсутствие возможности изменения, отладки и доработки программного обеспечения для анализа контролируемых параметров;
- некоторые системы мониторинга и диагностики не имеют возможности управления в онлайн-режиме;

- некоторые системы мониторинга и диагностики не обеспечивают контроль технического состояния трансформаторов 35/6(10) кВ;
- высокая стоимость оборудования.

Система мониторинга TDM-S лишено данных недостатков.

В результате проведенного анализа существующих в Российской Федерации систем мониторинга технического состояния трансформаторов можно сделать вывод, что наиболее оптимальным и предпочтительным оборудованием для контроля диагностических параметров является оборудование системы TDM-S компании ООО «Димрус».

Кроме систем мониторинга силовых трансформаторов существуют приборы и датчики для регистрации и анализа параметров силовых трансформаторов.

Для анализа вибрационных параметров трансформатора 35/6(10) кВ предлагается использовать датчики вибрации ИВД-3 (рис. 4.5).

Датчик вибрации ИВД-3 – датчик, который предназначен для измерения среднего квадратического значения (СКЗ) виброскорости по трем взаимоперпендикулярным направлениям контролируемого объекта.

Датчик работает следующим образом:

- преобразует сигнала чувствительного элемента в напряжение и ток, пропорциональные виброускорению;



Рисунок 4.5 – Внешний вид датчика ИВД-3

- производит низкочастотную и высокочастотную фильтрацию аналогового сигнала;
- выполняет аналого-цифровое преобразование с частотой дискретизации 25000 Гц;
- интегрирование ускорения и расчет СКЗ виброскорости;
- преобразует внутренний интерфейс в интерфейс RS-485.

Анализ растворенных в масле газов предлагается производить устройством Intellix GLA 100 (рис. 4.6). Устройство представляет собой небольшой «сигнализатор уровня газа» с интуитивно понятным интерфейсом, использующий ту же апробированную технологию, которая применяется в более дорогих контроллерах анализа растворенных в масле газов. Оно обеспечивает экономически выгодное решение для предупреждающих сигналов в трансформаторах, разработанное специально для контроля маломощных и недорогих трансформаторов, которые в обычных ситуациях не подлежат контролю.



Рисунок 4.6 – Устройство Intellix GLA 100

Датчик газа имеет 100 % чувствительность к водороду (общая сигнализация о превышении концентрации газа), а также чувствителен к окиси углерода (при перегреве бумажной изоляции). Легко устанавливается на 1-дюймовый клапан, подверженный воздействию трансформаторного

масла. Не требуется устанавливать дополнительный трубопровод или насос. Прибор снабжен специальным приложением, разработанным на платформе Android. Приложение позволяет быстро получить данные о содержании газов H₂ и CO с датчика.

Преимущества Intellix GLA 100:

- апробированная технология при стандартной цене в базовой комплектации;
- непрерывное измерение уровня опасных газов в трансформаторе и их скорости изменения;
- простота в монтаже, конфигурации и использовании;
- встроенный порт ручного отбора проб.

Для контроля температуры вводов трансформатора предлагается использовать беспроводные акустоэлектронные датчики RF-Sens и датчики контроля температуры WDM-T. Акустоэлектронный датчик RF-Sens (рис. 4.7) работает на обратном рассеянии электромагнитных волн, в датчике происходит фильтрация сигнала в зависимости от его текущей температуры. Считыватель – радиоэлектронное устройство, измеряет радио-сигнал датчика и на основе полученных данных вычисляет температуру датчика.

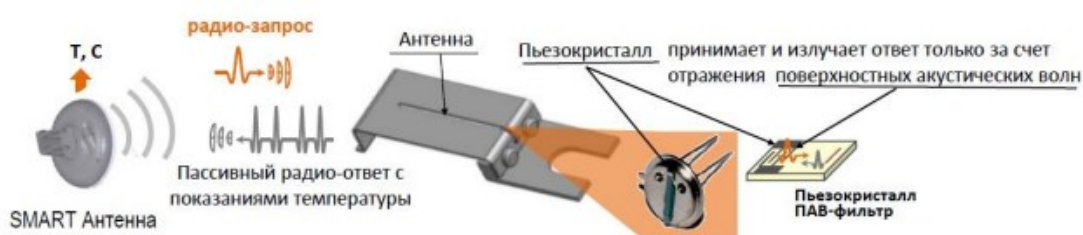


Рисунок 4.7 – Технология датчика RF-Sens

Система марки «WDM-T» (Wireless Diagnostic Monitor – Temperature) (рис. 4.8) предназначена для дистанционного измерения температуры оборудования, для которого невозможно использовать проводные датчики измерения температуры с соединительными кабелями.



Рисунок 4.8 – Датчик WDM-T

Беспроводный датчик «WDM-T» включает в себя датчик температуры и универсальную электронную плату в защитном корпусе. Все элементы конструкции датчика изготовлены из нержавеющей стали, а антенна передатчика защищена силиконовым колпаком.

В результате проведенного анализа существующих в Российской Федерации систем мониторинга температуры вводов трансформатора, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным и предпочтительным оборудованием для контроля температуры является оборудование «RF-Sens» производства НТЦ «РУСЬ», датчик температуры WDM-T производства ООО «Димрус».

Программируемые логические контроллеры (ПЛК), предназначенные для автоматизации, сбора, преобразования, обработки и хранения информации имеют большое количество различных модификаций и классификаций. Выбор ПЛК для разработки системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового трансформатора 35/6(10) кВ определялся исходя их требований по созданию внутриобъектовой системы связи (ВСС), подключаемых датчиков и КИП. Основными требованиями к ВСС являются:

- работа в онлайн-режиме;

- необходимость предсказуемости времени передачи (для технических средств) и гарантия доставки сообщений по назначению;
- отсутствие передаваемых больших массивов информации на полевом уровне;
- надежность передачи данных;
- предпочтительная работа в недорогих физических средах;
- относительно большие расстояния между узлами сети;
- соответствующее механическое и климатическое исполнение (промышленной исполнение) аппаратуры сети.

Для онлайн-мониторинга силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ в качестве программируемых логических контроллеров выбраны отечественные универсальные контроллеры для автоматизации (IoT) с открытым ПО на базе Linux – Wiren Board 6 с 2 модулями расширения RS485-ISO (WBE2-I-RS485-ISO) (рис. 4.9).



Рисунок 4.9 – Общий вид ПЛК Wiren Board 6

В таблице 4.4 представлены общие характеристики ПЛК Wiren Board 6.

Таблица 4.4 – Характеристики контроллера Wiren Board 6 в ВСС

Наименование	Характеристики/Значение	
Процессор	NXP i.MX 6ULL 800 MHz Cortex A7	
Память оперативная	DDR3 SDRAM 512 MB	
Память энергонезависимая	4 GB eMMC	
Операционная система	Debian Linux 9 Stretch. Mainline kernel 4.9.	
Габаритные размеры	Корпус на DIN рейку 6U/ 106,25x90,2x57,5 мм.	
Эксплуатация	Рабочая температура -40..+750C	
Питание	Напряжение питания 9..36 VDC, Потребляемая мощность (с GSM) – до 10 Вт	
Внутренние модули расширения	Модуль сотовой связи	Модуль 3G (UMTS). Работа с двумя SIM-картами в режиме мультиплексирования
	Модуль расширения RS-485 (2 модуля)	Модуль с гальванически развязанным интерфейсом RS-485. Напряжение изоляции: 1,5 кВ. Скорость до 1 Мбит/с. Модуль содержит терминатор 150 Ом между линиями А и В
Интерфейс Ethernet	2 интерфейса по 10/100 Мбит/с	
Интерфейс RS-485	2 гальванически развязанные порты (стандартное исполнение)	
Универсальные входы/выходы	4 универсальных каналов: - выход «открытый коллектор» — ключ (3А/30В), замыкающий выход на землю; - аналоговый вход с диапазоном измерений 0÷28 В; - дискретный вход — срабатывает при напряжении на клемме 5 В.	
Дискретные входы	2 входа типа «сухой контакт» (или интерфейс 1-Wire)	

Точность измерений является необходимым условием для использования результатов измерений. Несоблюдение этого условия делает невозможным получение действительного значения измеряемой физической величины и бессмысленным проведение измерений. В соответствии с Рекомендациями по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и

определения действительное значение физической величины – значение физической величины, полученное экспериментальным путем и настолько близкое к истинному значению, что в поставленной измерительной задаче может быть использовано вместо него. В таблице 4.5 приведены точности измерений каждого прибора.

Перечень КИП для ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Перечень КИП для ИСОМТС

Метод онлайн-контроля	Контролируемые параметры	Контрольно-измерительные приборы	Точность измерений, [%]
АРГ в масле	АРГ [ppm]	Газоанализатор Intellix GLA 100	10
Анализ разрядной активности	Уровень ЧР [dBm]	Системы TDM-S, TDM-10	2
Анализ влагосодержания масла	Влагосодержание в масле [г/т]	Система TDM-10	2
Анализ температуры вводов	Температура контактных соединений вводов [°C]	Датчики RF-Sens, WDM-T	2
Анализ температуры масла	Температура масла в баке [°C]	Системы TDM-10, TDM-S	2
Вибрационный анализ	Виброскорость бака [мм/сек]	Датчик вибрации ИВД-3Ц-3	10

На рисунке 4.10 представлена функциональная схема разработанной ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ.

ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ выполняет следующие функции:

- регистрация значений контролируемых параметров в хорошем, удовлетворительном, неудовлетворительном, критическом состояниях;

- анализ полученных данных с помощью разработанной методики;
- дистанционный контроль технического состояния трансформатора;
- обработка данных с применением нейросетевой модели;
- визуализация полученных результатов на АРМ;
- хранение данных на сервере;
- расчет остаточного ресурса трансформатора в онлайн-режиме;
- принятие необходимых видов технического воздействия на трансформатор;
- контроль разрядной активности (уровень ЧР);
- контроль содержания газов, растворенных в масле;
- контроль влагосодержания масла;
- контроль температуры контактных соединений вводов по фазам;
- контроль вибрации бака;
- контроль срока службы;
- контроль коэффициента загрузки;
- контроль температуры окружающей среды;
- контроль относительной влажности окружающей среды;
- интеграция системы онлайн-мониторинга и диагностики в систему энергопредприятия.

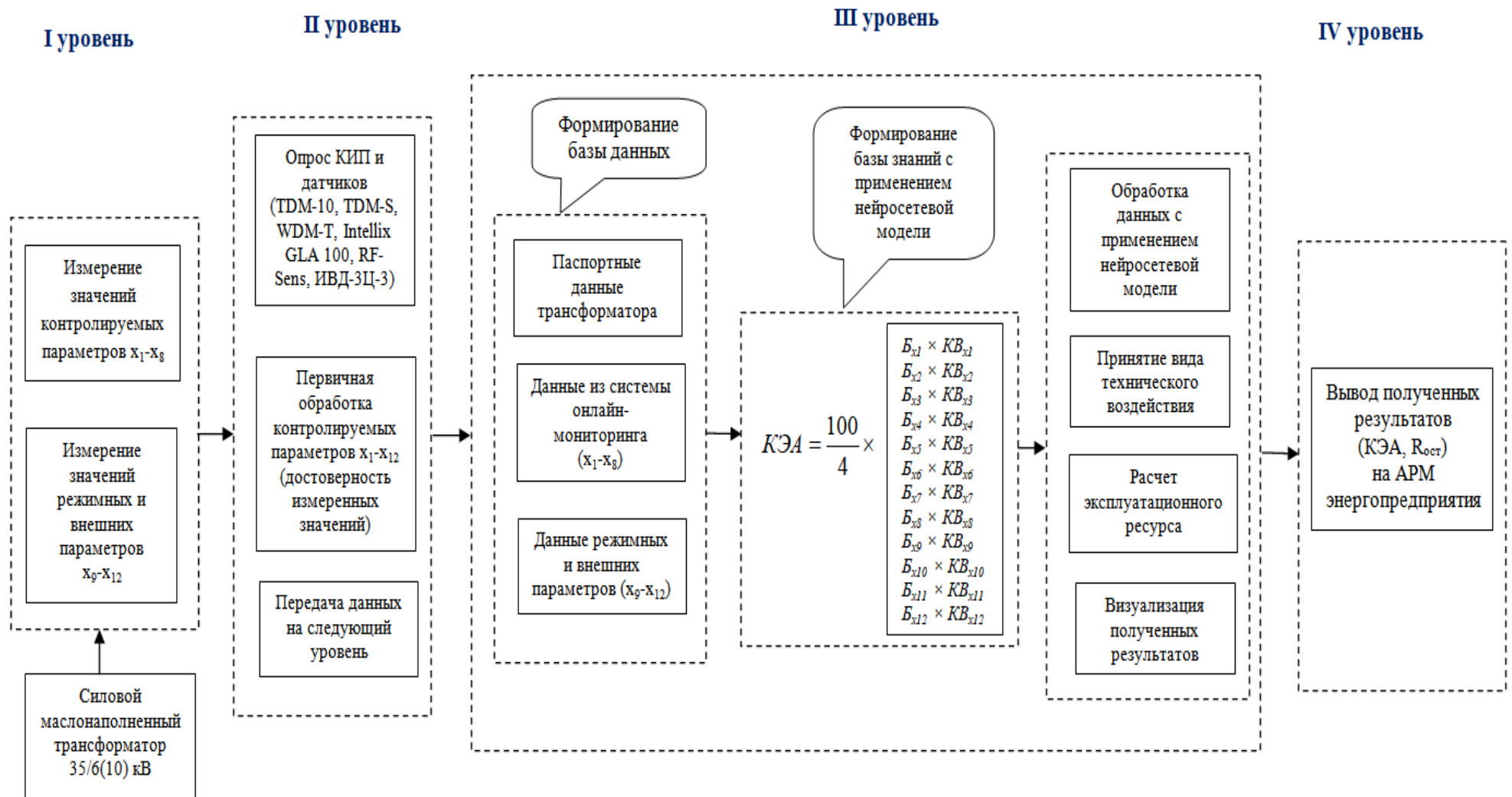


Рисунок 4.10 – Функциональная схема разработанной ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

Схема подстанции с установленными КИП системы онлайн-мониторинга представлена на рисунке 4.11.

На основании выбранных параметров подобраны контрольно-измерительные приборы, существующие в Российской Федерации. Произведен аналитический обзор систем онлайн-мониторинга и контроля технического состояния трансформаторов. Выбраны наиболее эффективные и предпочтительные оборудования отечественных производителей для онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов 35/6(10) кВ.

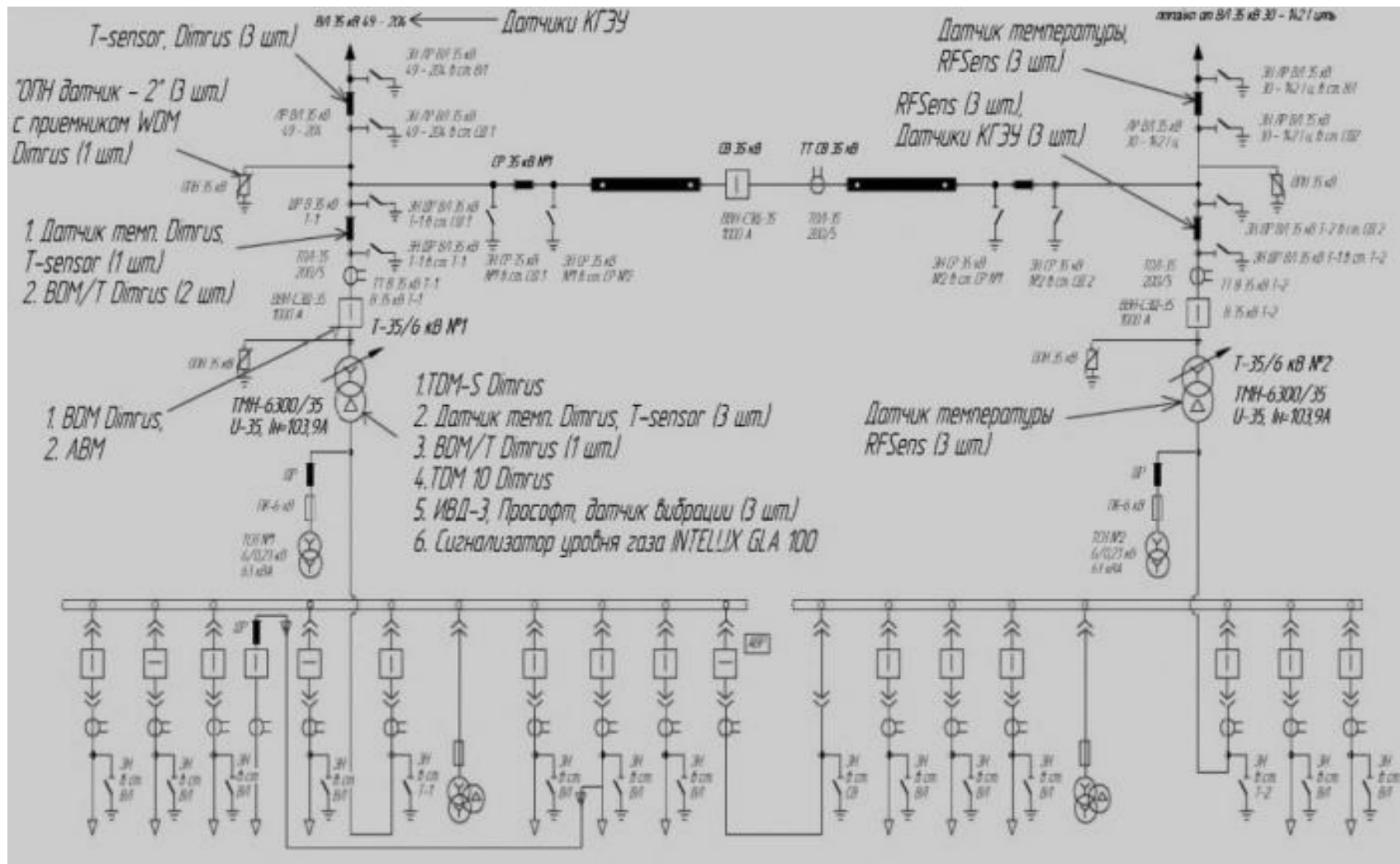


Рисунок 4.11 – Схема подстанции с установленными КИП

4.3. Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния рассматриваемого силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

Методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора состоит из алгоритма проведения измерений и алгоритма анализа результатов измерений.

4.3.1 Алгоритм проведения измерений рассматриваемого силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

Протоколы датчиков и применяемые КИП описываются в соответствующей технической документации от производителей.

Особенности установки и параметры телеметрических выходов и интерфейсов для подключения к ВСС датчиков и КИП приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Интерфейсы датчиков и КИП, подключаемых к ВСС

№ п/п	Наименование	Характеристики	Интерфейсы подключения
1	TDM-S (ООО «Димрус»)	Прибор устанавливается в монтажный шкаф рядом с контролируемым трансформатором	- Гальванически изолированный интерфейс RS-485. - Беспроводной интерфейс Bluetooth. - Два сигнальных реле статуса трансформатора – «тревожное» и «предаварийное»
2	Датчик температуры WDM-T (ООО «Димрус»)	Прибор устанавливается непосредственно на контролируемый объект, в прямой видимости от модуля приемника	- Интерфейс RS-485 (ModBus RTU).

№ п/п	Наименование	Характеристики	Интерфейсы подключения
		сигнала	
3	Датчики вибрации ИВД-3Ц-3 (ООО «Прософт-Системы»)	Устанавливается на бак силового трансформатора, в том числе на жалюзи радиатора системы охлаждения	- Интерфейс RS-485 (ModBus RTU)
4	Сигнализатор уровня газа Intellix GLA 100 (АО «ПЕРГАМ-ИНЖИНИРИНГ»)	Устанавливается непосредственно через запорный клапан масляного трансформатора посредством адаптера	- Два сигнальных реле оповещения/предупреждения (Alarm) - Два сигнальных реле самодиагностики
5	TDM – 10 (ООО «Димрус»)	Прибор монтируется непосредственно на верхней крышке бака трансформатора	- Гальванически изолированный интерфейс RS-485 - Беспроводной интерфейс Bluetooth
6	Датчик температуры RF-Sens» (НТЦ «РУСЬ»)	Прибор устанавливается непосредственно на контролируемый объект	- Интерфейс RS-485 (ModBus RTU).

Список контролируемых параметров, получаемых с подключаемых КИП и датчиков к контроллеру диагностики, составлен на основании документации, предоставляемой производителями данных устройств, и представлен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Список данных, которые можно считать по протоколу Modbus RTU с подключаемых к контроллеру устройств

№ п/п	Название параметра	Кол-во датчиков	Общее количество регистров	Общее количество информации (байт)
Датчики вибрации ИВД-3Ц-3				
1.	Измеренное значение по оси X датчика ИВД-3	6	12	24
2.	Измеренное значение по оси Y	6	12	24

№ п/п	Название параметра	Кол-во датчиков	Общее количество регистров	Общее количество информации (байт)
	датчика ИВД-3			
3.	Измеренное значение по оси Z датчика ИВД-3	6	12	24
TDM-S				
4.	Температура вводов модуля TDM-S	1	1	2
5.	Температура окружающей среды модуля TDM-S	1	1	2
6.	Относительная влажность воздуха модуля TDM-S	1	1	2
7.	Ток нагрузки модуля TDM-S	1	1	2
8.	Нагрузка модуля TDM-S	1	1	2
9.	Амплитуда ЧР(СВЧ диапазон), фаза А модуля TDM-S	1	1	2
10.	Амплитуда ЧР(СВЧ диапазон), фаза В модуля TDM-S	1	1	2
11.	Амплитуда ЧР(СВЧ диапазон), фаза С модуля TDM-S	1	1	2
12.	Амплитуда ЧР(ВЧ диапазон), фаза А модуля TDM-S	1	1	2
13.	Амплитуда ЧР(ВЧ диапазон), фаза В модуля TDM-S	1	1	2
14.	Амплитуда ЧР(ВЧ диапазон), фаза С модуля TDM-S	1	1	2
15.	Состояние (частичные разряды) модуля TDM-S	1	1	2
RFsens				
16.	Температура датчика RFsens	7	7	14
TDM-10				
17.	Разрядная активность в баке трансформатора	1	1	2
18.	СКЗ виброскорости	1	1	2
19.	Влагосодержание	1	1	2
20.	Температура масла	1	1	2
WDM-T				
21.	Температура датчика WDM-T	7	7	14
Intellix GLA 100				
22.	H ₂ , CO	1	-	-

Алгоритм блока «GetTSensor» ПО контроллера для обработки данных с датчиков WDM-T представлен на рисунке 4.12.

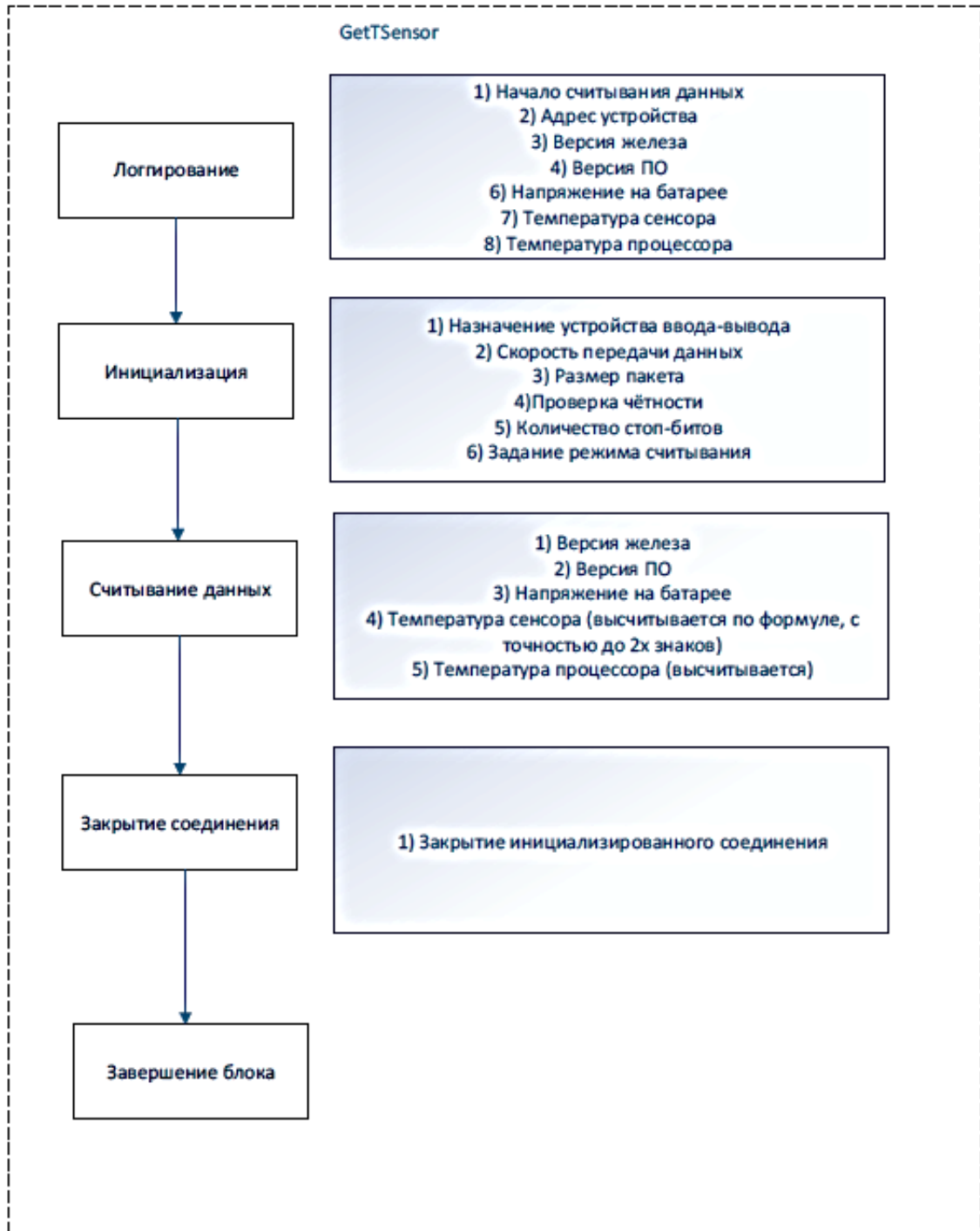


Рисунок 4.12 – Блок схема блока «GetTSensor» ПО контроллера для опроса устройства для измерения температуры контактов WDM-T

Данный блок осуществляет задание параметров логгирования и запускает инициализацию, включающую:

- 1) Назначение устройства ввода-вывода.
- 2) Задание скорости передачи данных.
- 3) Задание размера пакета.
- 4) Задание проверки четности.
- 5) Задание количества стоп-битов.
- 6) Задание режима считывания.

При опросе каждого датчика WDM-T считываются следующие данные:

- 1) Версия железа.
- 2) Версия ПО.
- 3) Напряжение на батарее [В].
- 4) Температура [°C];
- 5) Температура процессора (высчитывается) [°C].

Алгоритм блока «Get IVD-3» ПО контроллера для обработки данных с датчиков ИВД-3 представлен на рисунке 4.13. При опросе каждого датчика ИВД-3 считываются следующие данные:

- 1) Амплитуда вибрации по оси X.
- 2) Амплитуда вибрации по оси Y.
- 3) Амплитуда вибрации по оси Z.

Алгоритм блока «Get TDM-S» ПО контроллера для обработки данных с устройств TDM-S представлен на рисунке 4.14.

При опросе устройства TDM-S считываются следующие данные:

- 1) Адрес устройства;
- 2) Температура воздуха [°C];
- 3) Влажность воздуха [%];
- 4) Ток нагрузки [А];
- 5) Загрузка оборудования [%].

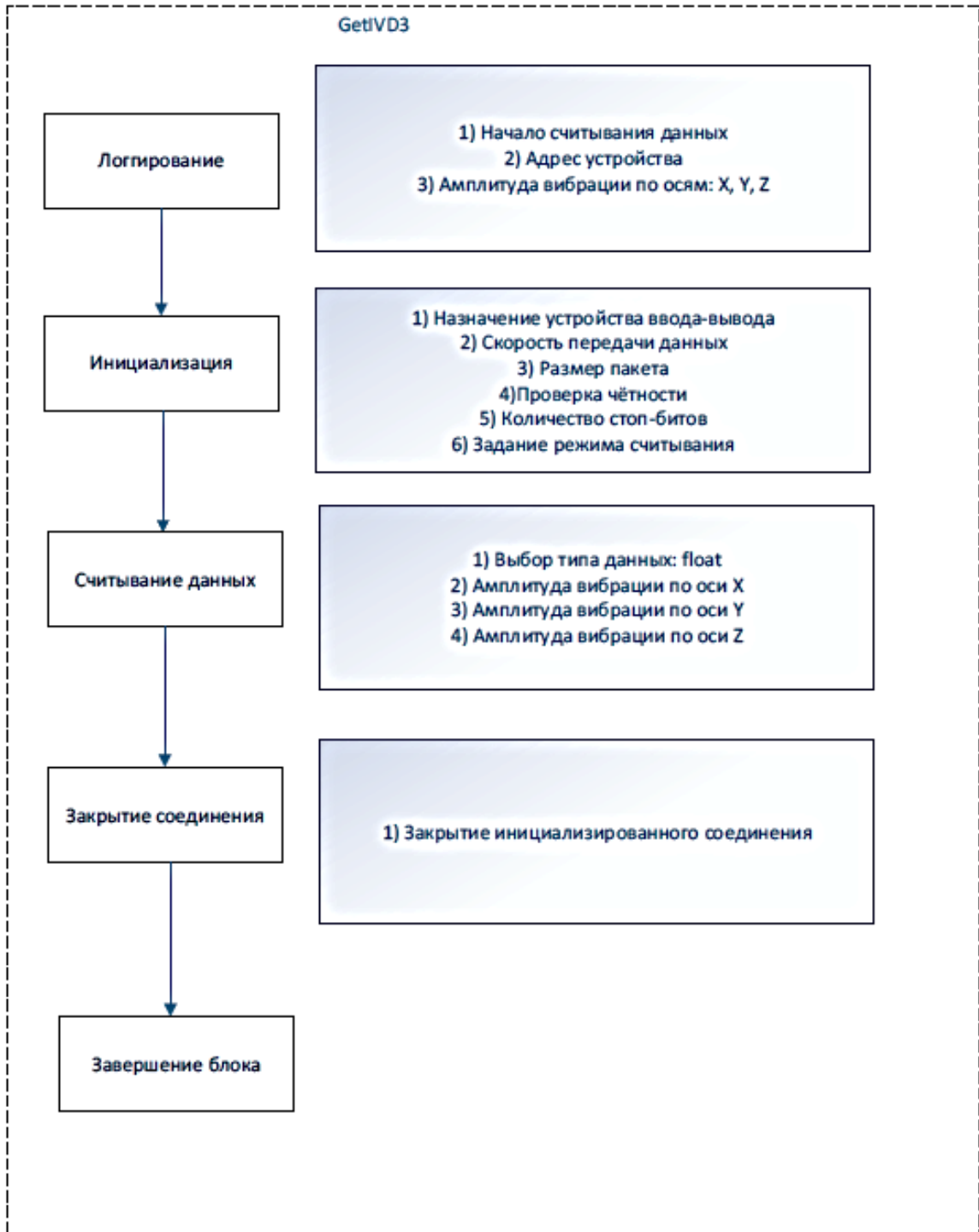


Рисунок 4.13 – Блок схема блока «GetIVD3» ПО контроллера для опроса датчиков вибрации ИВД-3

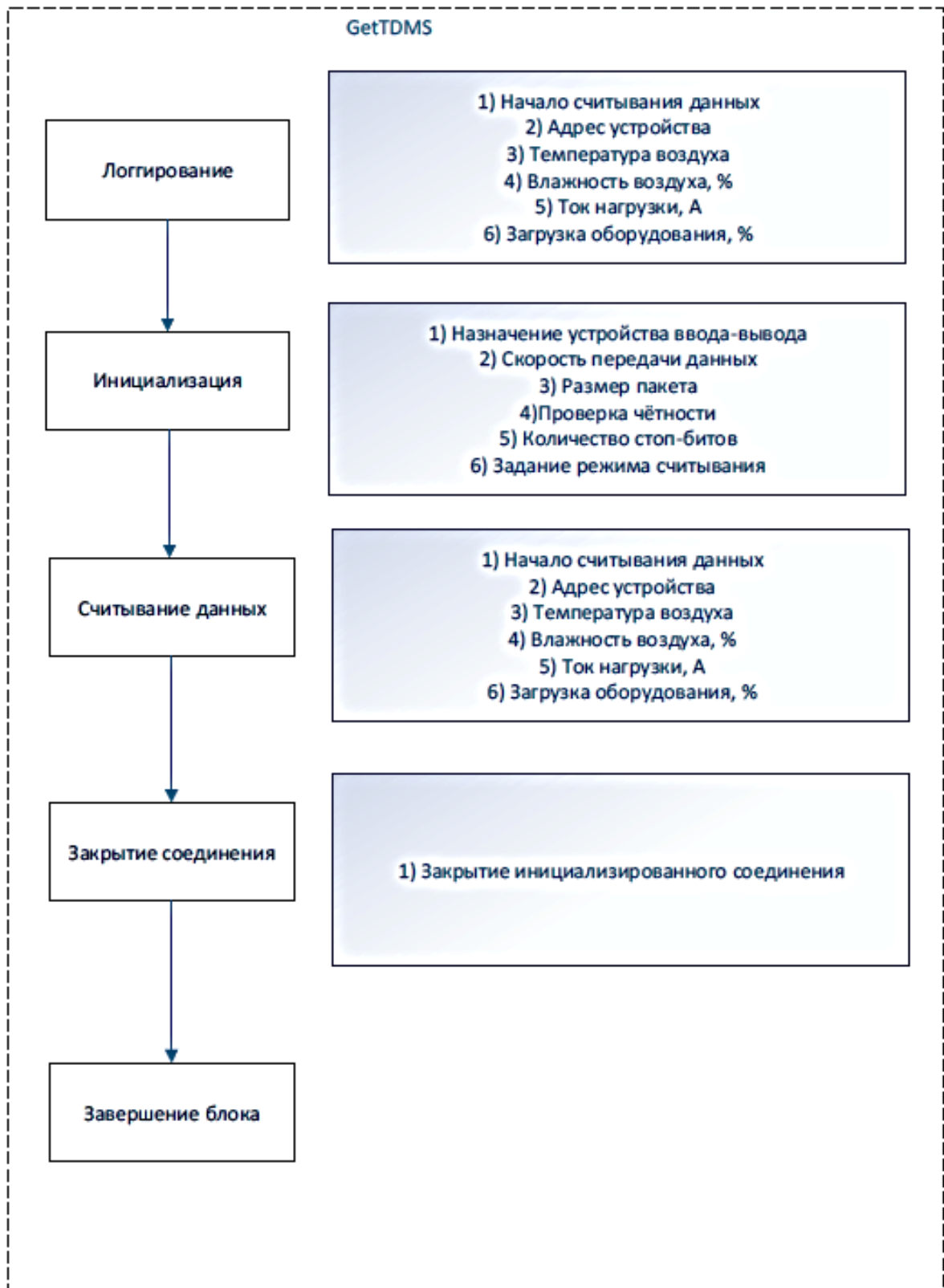


Рисунок 4.14 – Блок схема блока «GetTDM-S» ПО контроллера для опроса системы мониторинга трансформатора TDM-S

Алгоритм блока «Get RF-Sens» ПО контроллера для обработки данных с устройств RF-Sens представлен на рисунке 4.15.

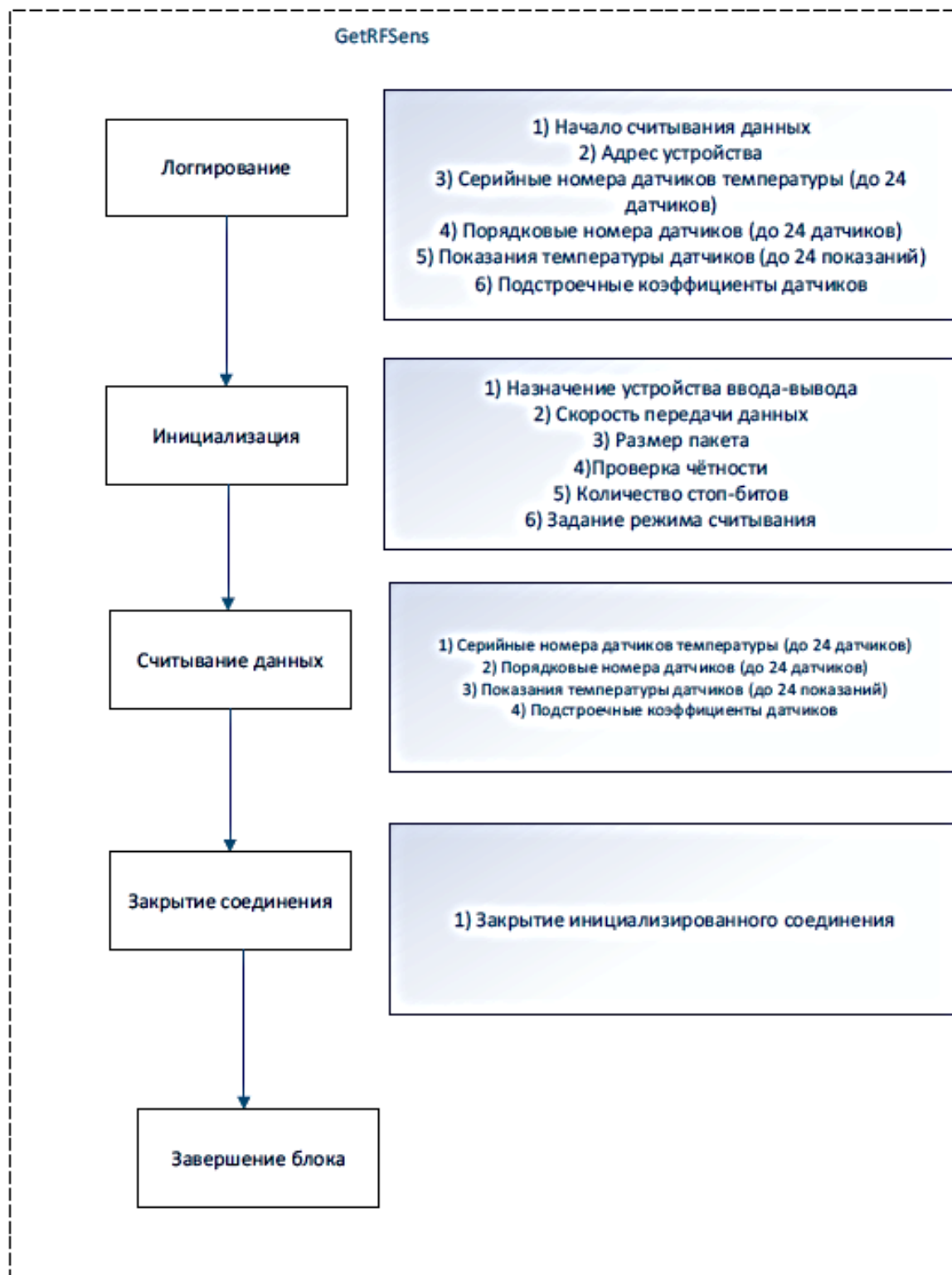


Рисунок 4.15 – Блок схема блока «Get RF-Sens» ПО контроллера для опроса устройств мониторинга температуры контактов RF-Sens

При опросе устройства RF-Sens считываются следующие данные:

- 1) Серийные номера датчиков температуры (до 24 датчиков).
- 2) Порядковые номера датчиков (до 24 датчиков).
- 3) Показания температуры датчиков (до 24 показаний).
- 4) Подстроечные коэффициенты датчиков.

4.3.2 Алгоритм анализа результатов измерений рассматриваемого силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

Перечень контролируемых параметров для онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора был разработан на основании анализа нормативных документов, определяющих нормы, границы и диапазоны изменения параметров силового маслонаполненного трансформатора.

Контролируемые параметры трансформатора:

- x_1 = АРГ в масле;
- x_2 = уровень ЧР;
- x_3 = влагосодержание масла;
- x_4 = виброскорость бака;
- x_5 = температура масла в баке;
- x_6 = температура контактных соединений ввода фазы А; по трем фазам;
- x_7 = температура контактных соединений ввода фазы В;
- x_8 = температура контактных соединений ввода фазы С;
- x_9 = срок службы;

Внешние параметры:

- x_{10} = температура окружающей среды;
- x_{11} = влажность воздуха.

Режимный параметр x_{12} = коэффициент загрузки.

Определим для каждого параметра диапазоны предельно-допустимых значений.

1. Результаты АРГ в масле – уровень растворенных в масле газов: водород (H_2), окись углерода (CO).

Концентрация газов определяется в соответствии с руководством по эксплуатации Intellix GLA 100 [92]. Intellix GLA 100 поставляется клиентам с заводскими настройками по умолчанию для изменения уровня газа (RoC):

Балльная шкала оценки отклонения фактических значений параметров от предельно-допустимых представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Балльная шкала АРГ в масле

Уровень	АРГ [ppm]	Балльная шкала
Норма	$25 \leq x \leq 399$	4
Предупреждение	$400 \leq x \leq 499$	2
Аварийное состояние	$500 \leq x \leq 5000$	0

Уровень предупреждения установлен на уровне 25 ppm в сутки, уровень тревоги – на уровне 50 ppm в сутки [92].

При срабатывании сигнала тревоги необходимо: сбросить сигнал тревоги, проверить настройку уровня тревоги или предупреждения, взять пробу трансформаторного масла, выполнить анализ растворенных в масле газов для проверки уровня газа.

2) Уровень ЧР трансформатора определяется согласно авторскому алгоритму разработчиков Димрус [93].

Балльная шкала нормирования разрядной активности представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Балльная шкала уровня ЧР

Заключение	Уровень ЧР [dBm]	Балльная шкала
Нормальный износ	$-60 \leq x < -30$	4
Наличие дефекта	$-30 \leq x < -20$	2
Критическое состояние	$-20 \leq x < -8$	0

3) Влажность масла трансформатора нормируется в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [94].

Балльная шкала нормирования влажности представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Балльная шкала влажности масла

Заключение	Влажность [г/т]	Балльная шкала
Исправное состояние	$\frac{\phi}{n} \leq 1$ и $\frac{\phi}{(n-5)} \leq 1$	4
Норма со значительными отклонениями	$\frac{\phi}{n} \leq 1$ и $\frac{\phi}{(n-5)} > 1$	2
Аварийное состояние	$\frac{\phi}{n} > 1$	0

* ϕ – фактическое значение

* n – нормативное значение

Нормативное значение – 30 г/т, далее расчет проводится следующим образом:

– если $B_{вс} = \frac{\phi}{n} > 1$, то балльная шкала = 0, далее выводится всплывающее окно «параметр находится в аварийном состоянии».

– если $B_{вс} = \frac{\phi}{n} \leq 1$, то:

- $B_{вс} = \frac{\phi}{(n-5)} > 1$, то балльная шкала = 2;
- $B_{вс} = \frac{\phi}{(n-5)} \leq 1$, то балльная шкала = 4 [55].

4) Вибрация бака трансформатора определяется в соответствии с методикой разработчиков программного обеспечения TDM-10[95] и датчиками вибрации ИВД-3 [96].

Балльная шкала виброскорости представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Балльная шкала виброскорости

Заключение	Виброскорость [мм/сек]	Балльная шкала
Исправное состояние	$x < 6,1$	4
Норма со значительными отклонениями	$6,1 \leq x < 10$	2
Аварийное состояние	$x \geq 10$	0

5) Температура трансформатора нормируется согласно ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [97].

При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла должна быть (если заводами-изготовителями не оговорены иные температуры) у трансформатора с охлаждением ДЦ — не выше 75°C , с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д — не выше 95°C ; у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70°C .

Балльная шкала температуры масла трансформатора представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Балльная шкала температуры масла

Заключение	Температура масла в верхних слоях [$^{\circ}\text{C}$]	Балльная шкала
Нормальный износ	$x < 80$	4
Наличие дефекта	$80 \leq x < 95$	2
Критический	$x \geq 95$	0

6) Температуру вводов определяем двумя способами [97]:

А) Расчет по избыточной температуре:

- 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: $T_{раб} = T - T_{воздух}$

4. Пересчитываем превышение температуры на нагрузку 50% по формуле (15):

$$\Delta T_{0,5} = \Delta T_{раб} \times \left(\frac{0,5 \times I_{ном}}{I_{раб}} \right)^2, \quad (15)$$

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

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

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

6. Вычисляем избыточную температуру при 50% по формуле (16):

$$\Delta T_{изб0,5} = \Delta T_{0,5} - \Delta T_{0,5мин}, \quad (16)$$

7. Определяем области неисправности, согласно РД 153-34.0-20.363-99 [94] (таблица 4.13).

Таблица 4.13 – Балльная шкала температуры вводов, рассчитанной по избыточной температуре

Заключение	Избыточная температура [°C]	Балльная шкала
Нет дефекта	$x < 10$	4
Развившийся дефект. Устранение дефекта пи первой необходимости.	$10 \leq x < 30$	2
Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	$x \geq 30$	0

Б) Расчет по температуре нагрева:

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

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

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

3. Сравниваем эти температуры с таблицей предельных нагревов.

4. Вычисляем превышение температуры: $T_{раб} = T - T_{воздух}$

5. Пересчитываем превышение температуры на нагрузку 100% по формуле (17):

$$\Delta T_{0,5} = \Delta T_{раб} \times \left(\frac{I_{ном}}{I_{раб}} \right)^2, \quad (17)$$

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

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

6. Сравниваем значение $\Delta T_{ном}$ с таблицей предельных нагревов.

7. Определяем области неисправности, согласно [94] (таблица 4.14).

Таблица 4.14 – Балльная шкала температуры вводов, рассчитанной по температуре нагрева

Заключение	Температура нагрева [°C]	Балльная шкала
Нет дефекта	$x < 20$	4
Развившийся дефект. Устранение дефекта при первой необходимости	$20 \leq x < 40$	2
Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения	$x \geq 40$	0

7) Срок службы определяется по формуле (18):

$$K_{cc} = \frac{\Phi}{H}, \quad (18)$$

где Φ – фактический срок службы и определяется, который вычисляется:

$$\Phi = \text{Год}_{текущий} - \text{Год}_{выпуска};$$

H – нормативный срок службы (полный срок службы – не менее 25 лет, согласно [98]).

Балльная шкала срока службы представлена в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Балльная шкала срока службы

Заключение	Срок службы	Балльная шкала
Нормальное состояние	$x < 0,57$	4
Предаварийное состояние	$0,57 \leq x < 1,85$	2
Аварийное состояние	$x \geq 1,85$	0

8) Коэффициент загрузки силового трансформатора рассчитывается по формуле (19):

$$K_z = \frac{S_p}{S_n} \quad (19)$$

где S_p – максимальная (расчетная) мощность нагрузки;

S_n – номинальная мощность трансформатора.

Коэффициент загрузки также зависит от категории надежности потребителей электрической энергии. Для потребителей с преобладающей нагрузкой I категории коэффициент загрузки составляет 0,65-0,7; для потребителей с преобладающей нагрузкой II категории – 0,7-0,8; для потребителей с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования централизованного резерва трансформаторов и для потребителей с нагрузками III категории – 0,9-0,95 [98].

Рассматриваемая двухтрансформаторная подстанция 35/6(10) кВ питает потребителей электрической энергии II категории. Рекомендуемые диапазоны предельно-допустимых значений коэффициента загрузки трансформатора – 0,7-0,8.

Балльная шкала коэффициента загрузки представлена в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Балльная шкала коэффициента загрузки

Заключение	Срок службы	Балльная шкала
Нормальное состояние	$x < 0,8$	4
Предаварийное состояние	$0,8 \leq x < 1,2$	2
Аварийное состояние	$1,2 \leq x < 1,6$	0

Внешние параметры силового маслонаполненного трансформатора – температура окружающей среды и относительная влажность воздуха.

Климатические факторы влияют на техническое состояние силового маслонаполненного трансформатора. Температура и влажность окружающей среды влияют на трансформаторное масло, являющееся охлаждающей и изолирующей средой.

Трансформатор, как и любое другое техническое устройство, разрабатывается с учетом различных факторов эксплуатации. В России основные климатические исполнения для силовых трансформаторов следующие:

У – для макроклиматического района с умеренным климатом (эксплуатация на суше, реках, озерах);

УХЛ – для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом (эксплуатация на суше, реках, озерах);

М – для макроклиматического района с умеренно-холодным морским климатом (эксплуатация в районах с морским климатом).

Рассматриваемые трансформаторы климатического исполнения У1, который означает, что трансформаторы предназначены для эксплуатации на улице в районах с умеренным климатом. Температура эксплуатации от +40°С до –45° С, влажность до 100% (25°С).

Балльная шкала температуры окружающей среды представлена в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Балльная шкала температуры окружающей среды

Заключение	Температура окружающей среды [°С]	Балльная шкала
Нормальное состояние	$(-45) \leq x < (+40)$	4
Аварийное состояние	$x \geq (+40)$ или $x \leq (-45)$	0

Соответственно, балльная шкала относительной влажности воздуха представлена в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Балльная шкала относительной влажности воздуха

Заключение	Относительная влажность окружающей среды [%]	Балльная шкала
Нормальное состояние	$x \leq 75$	4
Аварийное состояние	$x > 75$	0

Далее определяем весовые коэффициенты выбранных параметров трансформатора, внешних и режимных параметров методом парных сравнений.

Трансформатор рассматриваем 12 параметрами. Важность каждого параметра в оценке объекта определяется следующим образом: формируется таблица парных сравнений, где количество строк и столбцов равно количеству оцениваемых свойств. Варианты экспертных сравнений факторов оценки приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Шкала относительной важности параметров

Параметры трансформатора	Относительная важность	Суждение	Пояснение
Коэффициент загрузки	1	Минимальная важность	Равный вклад факторов
Относительная влажность воздуха	1	Минимальная важность	Равный вклад факторов
$t_{\text{воздуха}}$	1	Минимальная важность	Равный вклад факторов
Срок службы	1	Минимальная важность	Равный вклад факторов
$t_{\text{масла}}$	1	Минимальная важность	Равный вклад факторов
Виброскорость	3	Умеренная важность	Умеренная важность
$t_{\text{вводов фА}}$	5	Существенная важность	Опыт и суждение дают сильное превосходство одного фактора над другим

Параметры трансформатора	Относительная важность	Суждение	Пояснение
$t_{\text{вводов фВ}}$	5	Существенная важность	Опыт и суждение дают сильное превосходство одного фактора над другим
$t_{\text{вводов фС}}$	5	Существенная важность	Опыт и суждение дают сильное превосходство одного фактора над другим
АРГ	5	Существенная важность	Опыт и суждение дают сильное превосходство одного фактора над другим
Влагосодержание	7	Значительная важность	Одному фактору дается настолько сильное превосходство, что оно становится практически значительным
Уровень ЧР	7	Значительная важность	Одному фактору дается настолько сильное превосходство, что оно становится практически значительным

Строится матрица парных сравнений, где степень важности влияния на объект параметра, находящегося в строке, по сравнению с параметром, находящимся в столбце, помещается в ячейке на пересечении выбранных строк и столбцов (таблица 4.20).

Для каждой матрицы можно рассчитать локальные приоритеты сравниваемых элементов. Элементы каждого столбца делятся на сумму элементов этого столбца (таблица 4.21).

Таблица 4.20 – Матрица парных сравнений

	Уровень ЧР	Влагосодержание	АРГ	t _{вводов} фА	t _{вводов} фВ	t _{вводов} фС	Виброскорость	t _{масла}	Срок службы	t _{воздуха}	Влажность воздуха	K _з
Уровень ЧР	1	1	3	3	3	3	5	5	7	3	5	3
Влагосодержание	1	1	3	3	3	3	5	5	7	3	5	3
АРГ	1/3	1/3	1	1	1	1	3	5	5	3	5	3
t _{вводов} фА	1/3	1/3	1	1	1	1	3	5	5	3	3	3
t _{вводов} фВ	1/3	1/3	1	1	1	1	3	5	5	3	3	3
t _{вводов} фС	1/3	1/3	1	1	1	1	3	5	5	3	3	3
Виброскорость	1/5	1/5	1/3	1/3	1/3	1/3	1	3	3	3	3	3
t _{масла}	1/5	1/7	1/3	1/3	1/3	1/3	1	1	3	3	3	3
Срок службы	1/7	1/7	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5	1/3	1	3	5	3
t _{воздуха}	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	3	3	3
Влажность воздуха	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1	1	1
K _з	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1	1	1

Таблица 4.21 – Локальные приоритеты сравниваемых элементов

	Уровень ЧР	Влагосодержание	АРГ	t _{вводо} фА	t _{вводо} фВ	t _{вводо} фС	Вибро- скорость	t _{масла}	Срок службы	t _{воздуха}	Влажность воздуха	K _з
Уровень ЧР	0,21	0,21	0,25	0,25	0,25	0,25	0,20	0,14	0,16	0,11	0,14	0,107
Влагосодержание	0,21	0,21	0,25	0,25	0,25	0,25	0,20	0,14	0,16	0,11	0,14	0,107
АРГ	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,14	0,11	0,11	0,14	0,107
t _{вводо} ф А	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,14	0,11	0,11	0,08	0,107
t _{вводо} ф В	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,14	0,11	0,11	0,08	0,107
t _{вводо} ф С	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,14	0,11	0,11	0,08	0,107
Виброскорость	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,08	0,07	0,11	0,14	0,107
t _{масла}	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,07	0,11	0,08	0,107
Срок службы	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,03	0,036
t _{воздуха}	0,07	0,07	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,02	0,04	0,03	0,036
Влажность воздуха	0,07	0,07	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,036
K _з	0,07	0,07	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,02	0,04	0,03	0,036

Следующим этапом определяем вектор приоритетов, где элементы каждой полученной строки суммируются, и эта сумма делится на число элементов строки. Получаем весовые коэффициенты каждого параметра.

Весовые коэффициенты параметров силового маслонаполненного трансформатора:

KB_{x1} – уровень ЧР – 0,19;

KB_{x2} – влагосодержание масла – 0,19;

KB_{x3} – АРГ в масле – 0,1;

KB_{x4} – температура КС вводов фазы А – 0,096;

KB_{x5} – температура КС вводов фазы В – 0,096;

KB_{x6} – температура КС вводов фазы С – 0,096;

KB_{x7} – виброскорость бака – 0,062;

KB_{x8} – температура масла – 0,051;

KB_{x9} – срок службы – 0,022;

KB_{x10} – коэффициент загрузки – 0,033;

KB_{x11} – температура воздуха – 0,033;

KB_{x12} – относительная влажность воздуха – 0,031.

Сумма весовых коэффициентов всех параметров = 1.

После определения всех коэффициентов проводим расчет КЭА трансформатора по формуле (2):

$$KЭА_{mp} = 100 \times (0,19 \times B_{x1} + 0,19 \times B_{x2} + 0,1 \times B_{x3} + 0,096 \times B_{x4} + 0,096 \times B_{x5} + 0,096 \times B_{x6} + 0,062 \times B_{x7} + 0,051 \times B_{x8} + 0,022 \times B_{x9} + 0,033 \times B_{x10} + 0,031 \times B_{x11} + 0,033 \times B_{x12}) / 4 = 25 \times (0,19 \times B_{x1} + 0,19 \times B_{x2} + 0,1 \times B_{x3} + 0,096 \times B_{x4} + 0,096 \times B_{x5} + 0,096 \times B_{x6} + 0,062 \times B_{x7} + 0,051 \times B_{x8} + 0,022 \times B_{x9} + 0,033 \times B_{x10} + 0,031 \times B_{x11} + 0,033 \times B_{x12}),$$

где B_{x1} , B_{x2} , B_{x3} , B_{x4} , B_{x5} , B_{x6} , B_{x7} , B_{x8} , B_{x9} , B_{x10} , B_{x11} , B_{x12} – значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров (таблица 2.4).

Итогом данных расчетов является КЭА, который показывает техническое состояние трансформатора.

Диапазоны КЭА, установленные вышеописанной методикой, определяют необходимые виды технического воздействия, и приведены в таблице 4.22.

Таблица 4.22 – Диапазоны КЭА для определения технического воздействия

Диапазон КЭА	Вид технического состояния	Вид технического воздействия
≤ 25	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция
$25 < \text{ и } \leq 50$	Неудовлетворительное	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$50 < \text{ и } \leq 75$	Удовлетворительное	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт
$75 < \text{ и } \leq 100$	Хорошее	Плановое диагностирование

Далее проводится оценка остаточного ресурса силового маслонаполненного трансформатора для его надежной эксплуатации. Вводятся значения КЭА на начальный ($KЭА_{нач}$) и текущий моменты ($KЭА_i$) эксплуатации. Рассчитывается текущее значение ресурса по формулам (3) и (4) с учетом изменения КЭА.

4.4. Обработка и визуализация данных в интеллектуальной системе онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ

В разработанной ИСОМТС источниками информации являются данные контролируемых параметров трансформатора, внешних и режимных параметров, полученных по результатам онлайн-мониторинга.

На рисунках 4.16, 4.17 представлена визуализация загружаемых данных трансформатора.

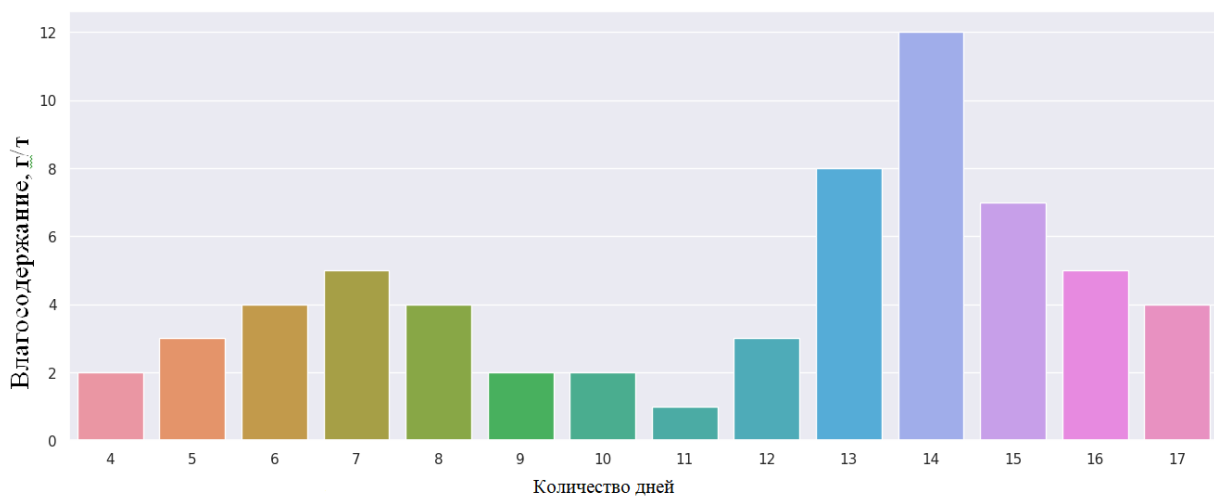


Рисунок 4.16 – Распределение влагосодержания в масле: по оси X – распределение за 17 дней; по оси Y – значение влагосодержания

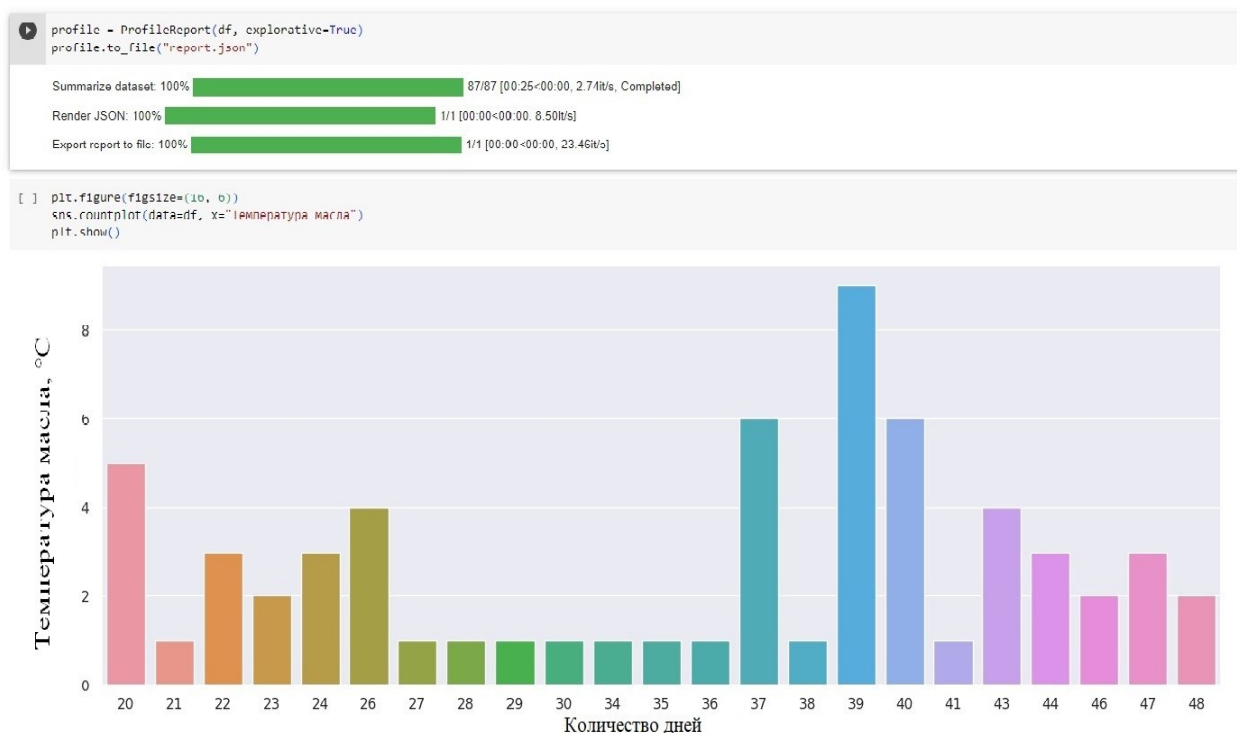


Рисунок 4.17 – Распределение температуры масла в баке: по оси X – распределение за 48 дней; по оси Y – значение температуры масла

На этапе обработки данных реализован алгоритм, основанный на нейросетевой модели с использованием радиальных базисных функций. При обработке информации, полученной с различных измерительных приборов, приходится иметь дело с выбросами – измерениями, которые резко выделяются среди всей совокупности и не подчиняются теоретическому нормальному распределению. Природа таких выбросов может быть любая – неточность приборов, неправильный способ измерения[99].

Автором диссертации разработана основа для анализа полученных результатов, где для каждого контролируемого параметра определены диапазоны предельно-допустимых значений (таблица 4.23).

Таблица 4.23 – Данные для формирования базы данных

№ п/п	Контролируемые параметры	Хорошее состояние	Неудовлетворительное состояние	Критическое состояние	Целевая функция
	Балльная шкала	4	2	1	
Данные из системы онлайн-мониторинга					
x_1	Уровень ЧР	$(-60) \leq x < (-30)$	$(-30) \leq x < (-20)$	$(-20) \leq x < (-8)$	
x_2	Влагосодержание масла	$x/30 < 1$ и $x/25 \leq 1$	$x/30 \leq 1$ и $x/25 > 1$	$x/30 > 1$	
x_3	АРГ в масле	$25 \leq x \leq 399$	$400 \leq x \leq 499$	$500 \leq x \leq 5000$	
При $I_{раб} = (0,3-0,6) * I_{ном}$, т.е. $0,3 \leq x_{I2} < 0,6$					
$x_{4'}$	Температура контактных соединений вводов фазы А	$x < 10$	$10 \leq x < 30$	$x \geq 30$	$(x_4 - x_{10})^* (0,5 * x_{12} / x_{13})^2$
$x_{5'}$	Температура контактных соединений вводов фазы В	$x < 10$	$10 \leq x < 30$	$x \geq 30$	$(x_5 - x_{10})^* (0,5 * x_{12} / x_{13})^2$
$x_{6'}$	Температура контактных соединений вводов фазы С	$x < 10$	$10 \leq x < 30$	$x \geq 30$	$(x_6 - x_{10})^* (0,5 * x_{12} / x_{13})^2$
ИЛИ					
При $I_{раб} = (0,6-1) * I_{ном}$, т.е. $0,6 \leq x_{I2} \leq 1$					
$x_{4''}$	Температура контактных соединений вводов фазы А	$x < 20$	$20 \leq x < 40$	$x \geq 40$	$(x_4 - x_{10})^* (x_{14} / x_{13})^2$
$x_{5''}$	Температура контактных соединений вводов фазы В	$x < 20$	$20 \leq x < 40$	$x \geq 40$	$(x_4 - x_{10})^* (x_{14} / x_{13})^2$
$x_{6''}$	Температура контактных соединений вводов фазы С	$x < 20$	$20 \leq x < 40$	$x \geq 40$	$(x_4 - x_{10})^* (x_{14} / x_{13})^2$
x_7	Виброскорость бака	$x < 6,1$	$6,1 \leq x < 10$	$x \geq 10$	
x_8	Температура масла	$x < 80$	$80 \leq x < 95$	$x \geq 95$	
x_9	Срок службы	$x < 0,57$	$0,57 \leq x < 1,85$	$x \geq 1,85$	$(x_{16} - x_{15}) / 25$

№ п/п	Контролируемые параметры	Хорошее состояние	Неудовлетворительное состояние	Критическое состояние	Целевая функция
x_{10}	Температура окружающей среды	$(-45) < x < (+40)$		$x \geq (+40)$ или $x \leq (-45)$	
x_{11}	Относительная влажность воздуха	$x \leq 75$		$x > 75$	
x_{12}	Коэффициент загрузки	$x < 0,8$	$0,8 \leq x < 1,2$	$1,2 \leq x < 1,6$	x_{13}/x_{14}
Паспортные данные трансформатора					
x_{13}	Рабочий ток = 31,5 А				
x_{14}	Номинальный ток = 103,9 А				
x_{15}	Год изготовления = 1982				
x_{16}	Текущий год = 2024				

В таблице 4.24 представлен фрагмент обучающей выборки силового маслонаполненного трансформатора для формирования базы знаний.

Таблица 4.24 – Фрагмент обучающей выборки силового маслонаполненного трансформатора

n	x ₁	x ₂	x ₃	x ₄	x ₅	x ₆	x ₇	x ₈	x ₉	x ₁₀	x ₁₁	x ₁₂	y
1	-20	31	500	30	30	30	10	95	1,85	40	76	125	0
2	-15	35	3000	40	40	40	20	100	3	-45	80	128	0
3	-10	40	4000	50	50	50	30	120	5	50	90	130	0
4	-8	50	5000	70	70	70	50	140	7	-55	100	155	0
5	-18	36	631	90	85	80	7,9	99	1,92	43	76	135	0,031
6	-18	36	631	45	48	56	7,9	99	1,92	-49	80	143	0,031
7	-14	41	652	56,8	63,5	68,9	29	97,8	1,99	-27	36,7	126	0,064
8	-12	40	4578	27	35	13	7,9	89	1,26	-51	85,9	129	0,0675
9	-15	35	4321	56	27,9	20	21,9	83,8	1,89	-50	81	144	0,0735
10	-17	39	783	45	16	26	9,1	89	2,34	-47	77,5	131	0,1045
11	-12	38	549	17,9	11,9	5,9	7,3	89,1	1,93	-50	83	128	0,1045
12	-15	35	4321	56	27,9	53	21,9	96	1,95	-2	56	130	0,1155
13	-26	40	4432	18	23	6	14,8	95,2	0,99	-45,1	89	128	0,154
14	-10	36	103	9	20	24	10,9	91	2,5	-49	80	127,9	0,17
15	-13	38	109	8,3	5	11,4	7,9	87,9	1,62	-46	83	99	0,184
16	-25	37	449	21	11	30	15	97	2,5	-45	85	127	0,193
17	-14	41	652	56,8	63,5	68,9	29	97,8	1,99	13,8	69	132	0,208
18	-14	36	1023	45	43	42	12,8	97	1,99	-12	41	140	0,208
19	-14	36	1023	45	73	62	12,8	97	1,99	23	56	127	0,208
20	-12	40	4578	98	85	93	7,9	89	1,26	46	78,2	127	0,2115
21	-15	35	4321	98	87,9	53	77,9	83,8	1,89	46	78	145	0,2175
22	-12	38	549	57,9	61,9	25,9	75,3	89,1	1,93	19	79	130	0,2335
23	-18	26,9	478	89	80	65	7,9	98	1,92	45	80	83,8	0,2405
24	-18	26,9	478	-10	0	-5	7,9	98	1,92	-50	83	86,1	0,2405
25	-10	33	1000	25,5	38,5	45	7,5	97	1,1	13	70	91,2	0,25

4.5. Экспериментальные результаты, полученные при внедрении интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния в силовые маслонаполненные трансформаторы 35/6(10) кВ

ИСОМТС установлена на силовом трансформаторе ТМН 6300 кВА напряжением 35/6 кВ (рис. 4.18) на действующей подстанции ПАО «Татнефть» в г. Альметьевске. Данные исследования проводились в рамках выполнения научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы по договору №0002/52/63 06.04.2020, заключенному между ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и ФГБОУ ВО «КГЭУ» по теме: «Разработка и внедрение приборов и методики по слежению за техническим состоянием оборудования подстанций 110/35/6 кВ».



Рисунок 4.18 – Установленные КИП

Технические данные трансформатора ТМН приведены в таблице 4.24.

Таблица 4.24 – Паспортные данные силового трансформатора ТМН 6300

Мощность трансформатора:	6300 кВА
Напряжение холостого хода:	35000 ± 5 % / 6300 В
Схема соединения обмоток:	звезда/треугольник (11)
Частота:	50 Гц
Потери холостого хода:	7500 Вт
Потери короткого замыкания:	45000 Вт
Ток холостого хода:	0,8 %
Напряжение короткого замыкания:	7,5 %

III уровнем ИСОМТС является АРМ подстанции, так же одновременно данные передаются на портал <https://tatneft.kgeu.ru/>. Данные, собираемые с датчиков посредством контроллера диагностики, установленных на соответствующих узлах оборудования, передаются на портал <https://tatneft.kgeu.ru/> в онлайн-режиме.

На рисунке 4.19 представлен температурный график трансформатора №1 на напряжение 35/6 кВ по трем фазам с указанием минимального, максимального и текущего значений. Данные температуры вводов трансформатора передаются в онлайн-режиме из ИСОМТС – датчика WDM-T, установленного на трансформаторе №1 подстанции 35/6(10) кВ.

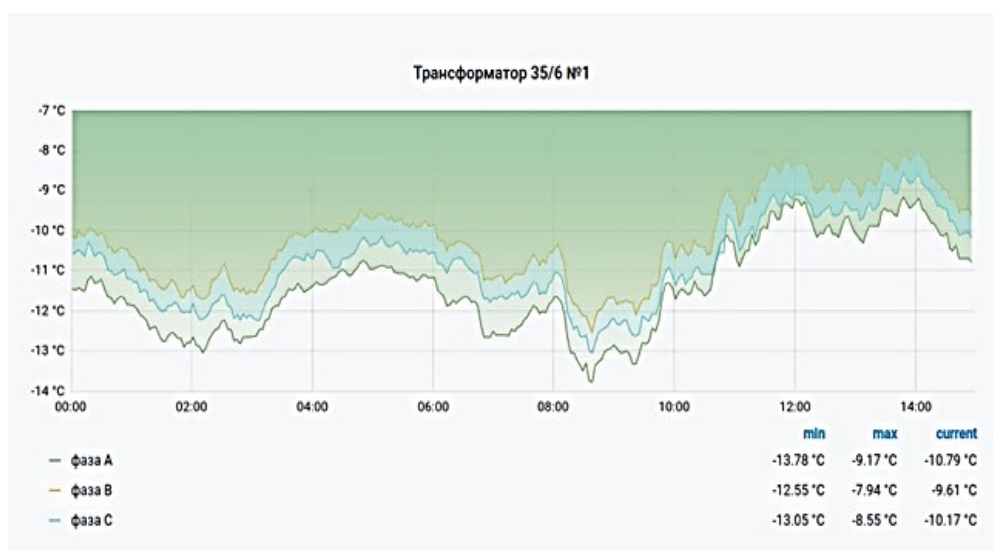


Рисунок 4.19 – Получаемые данные от датчика WDM-T: по оси X – временной интервал в часах; по оси Y – значение температуры вводов

На рисунке 4.20 представлен так же 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 онлайн-режиме времени из ИСОМТС – датчика RF-Sens, установленного на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ.

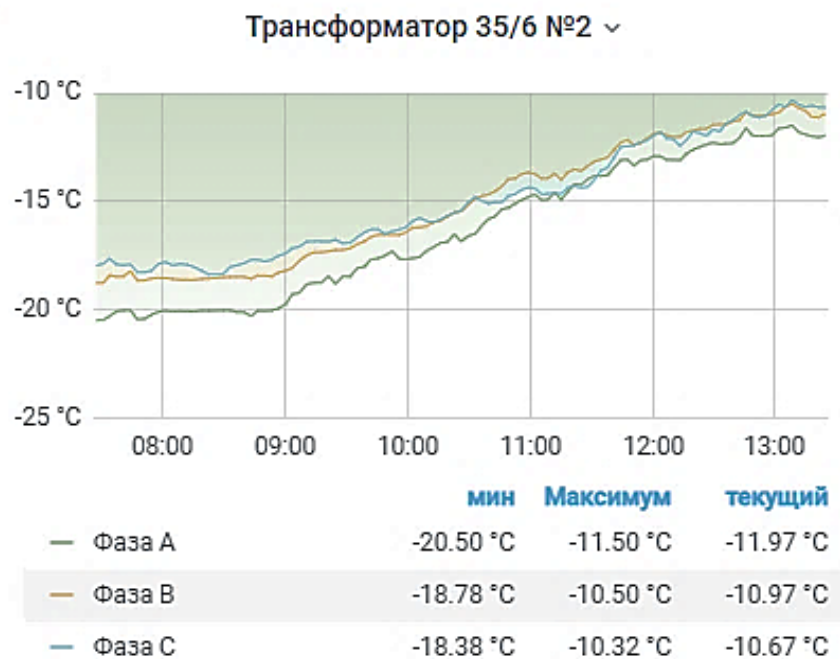


Рисунок 4.20 – График температур от датчика RF-Sens: по оси X – временной интервал в часах; по оси Y – значение температуры вводов

На рисунке 4.21 представлены данные, получаемые из системы TDM-S, установленной на трансформаторе №1: уровень масла, ток нагрузки, нагрузка, влагосодержание в масле, СКЗ виброскорости, данные уровня ЧР.

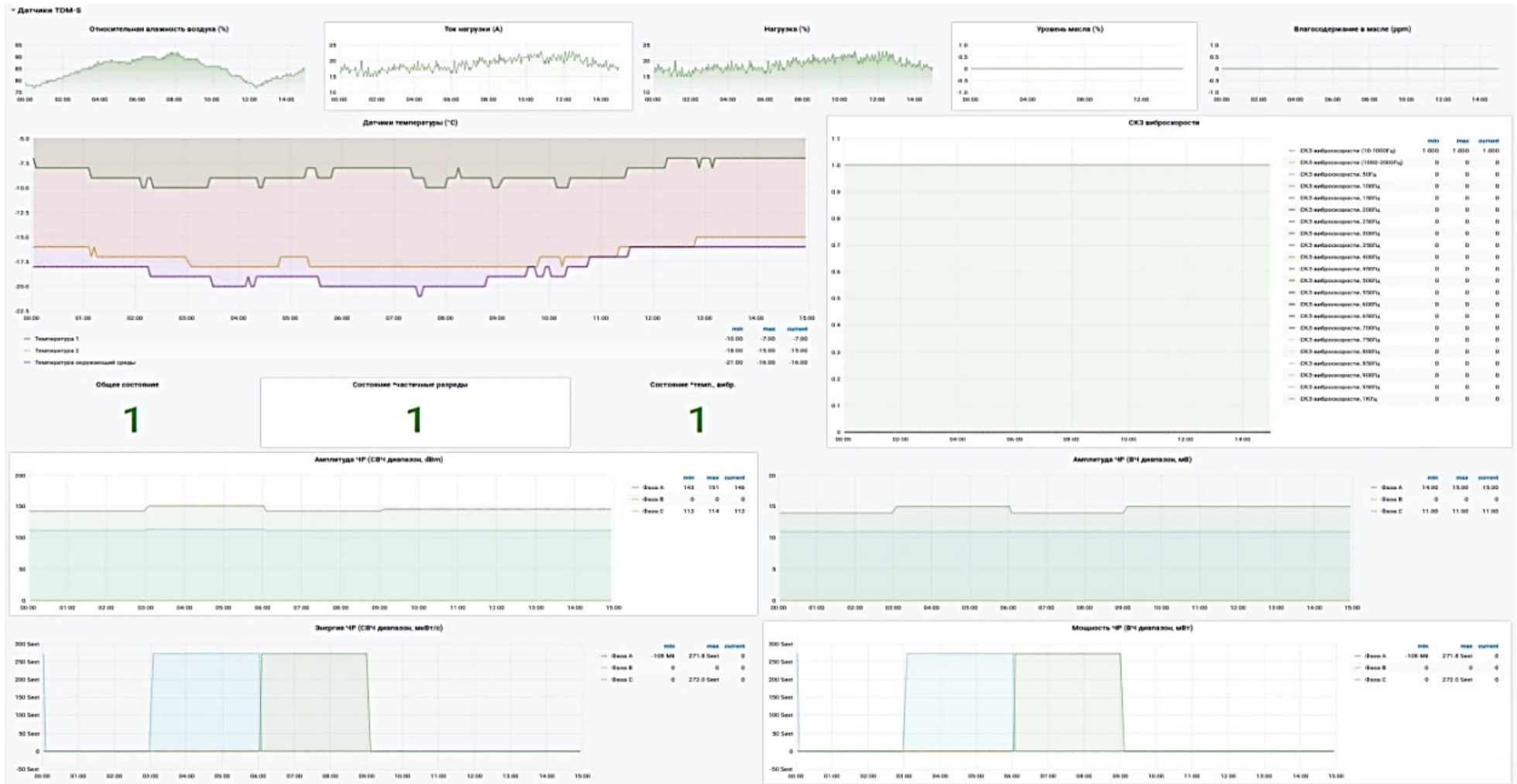


Рисунок 4.21 – Получаемые данные от системы TDM-S

На рисунке 4.22 представлены данные получаемые из 6 датчиков вибрации ИВД-3 по сумме трех координат (X, Y, Z).

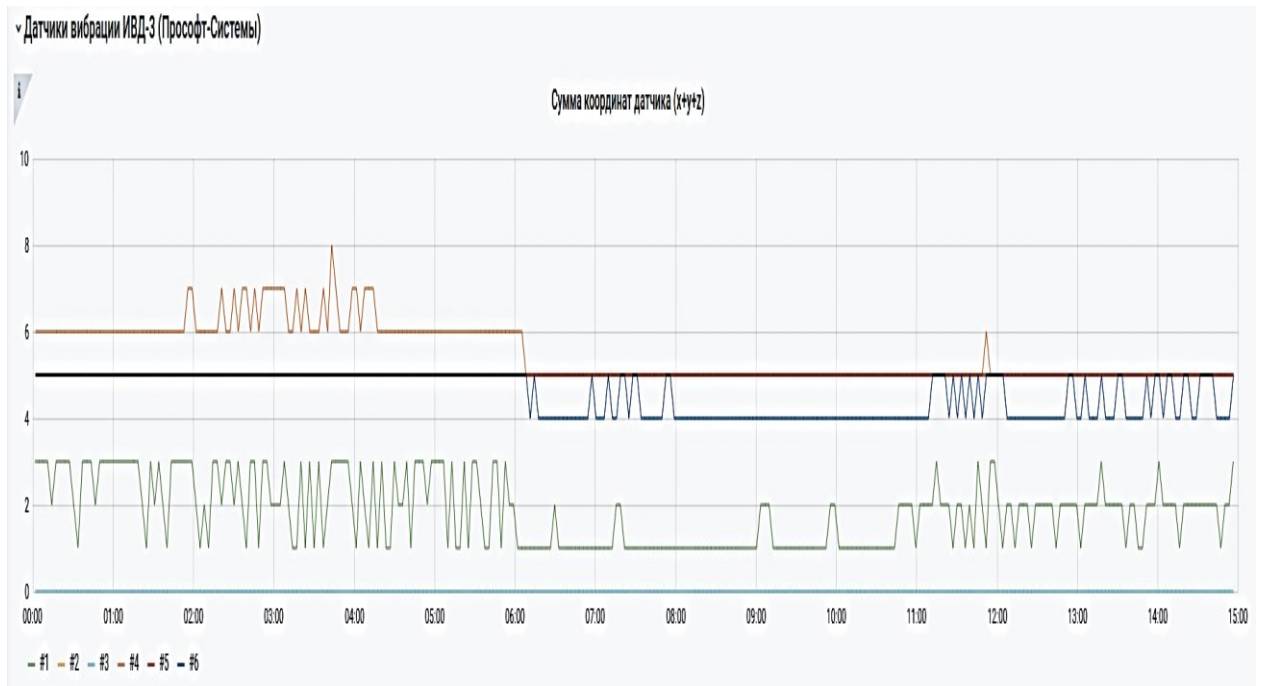


Рисунок 4.23 – Получаемые данные от датчика вибрации ИВД-3: по оси X – временной интервал в часах; по оси Y – СКЗ виброскорости

На рисунке 4.24 зафиксирован сигнал тревоги на трансформаторе №1 (25-26 мая 2023 г.), где привесилось значение уровня ЧР.

На рисунке 4.25 представлены для сравнения данные, получаемые из системы TDM-10 (25-26 мая 2023 г.), установленной на трансформаторе №2, режим работы – нормальный.

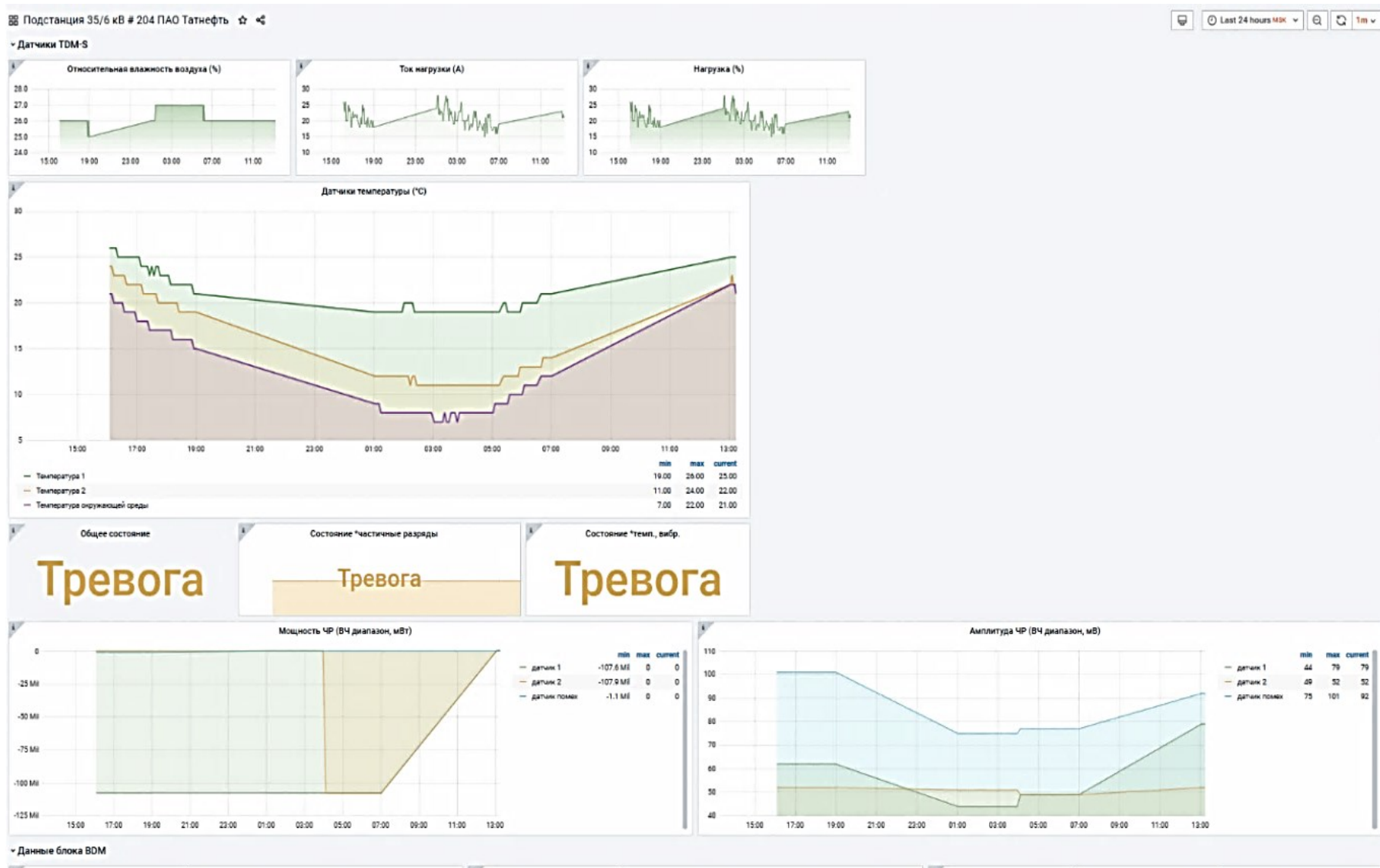


Рисунок 4.24 – Данные с системы TDM-S



Рисунок 4.25 – Данные с блока TDM-10

На рисунке 4.26 представлена панель управления с выведенной вкладкой самодиагностики контроллера Wiren Board 6.

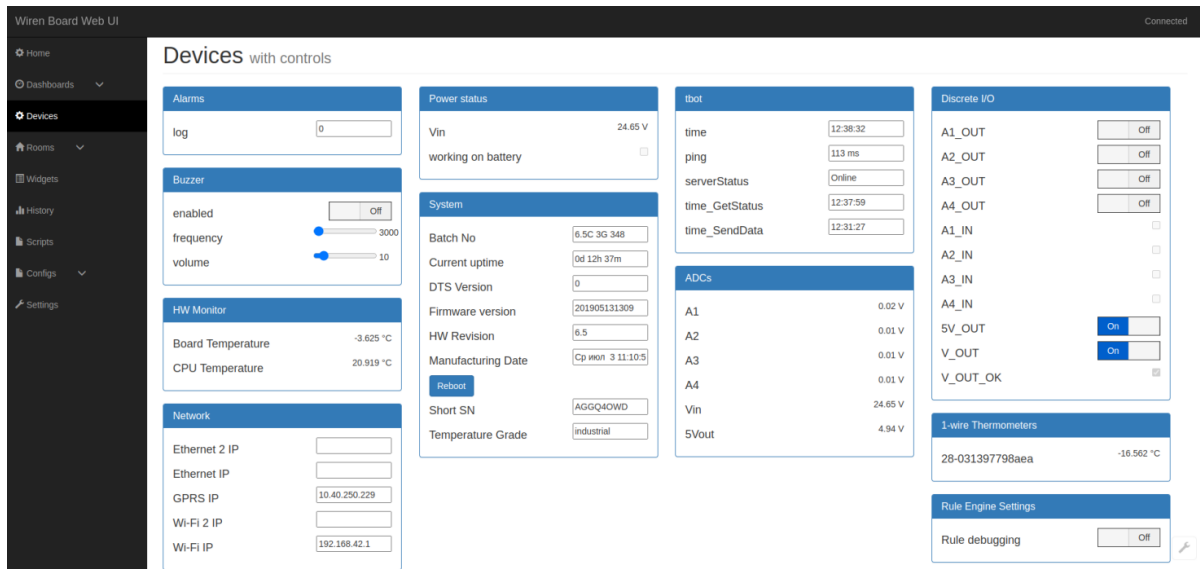


Рисунок 4.26 – Панель управления с выведенной вкладкой самодиагностики контроллера Wiren Board 6

На портале <https://tatneft.kgeu.ru/> создана вкладка «Диагностика», где выводятся расчетные КЭА силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ. На рисунке 4.27 представлены эти данные.

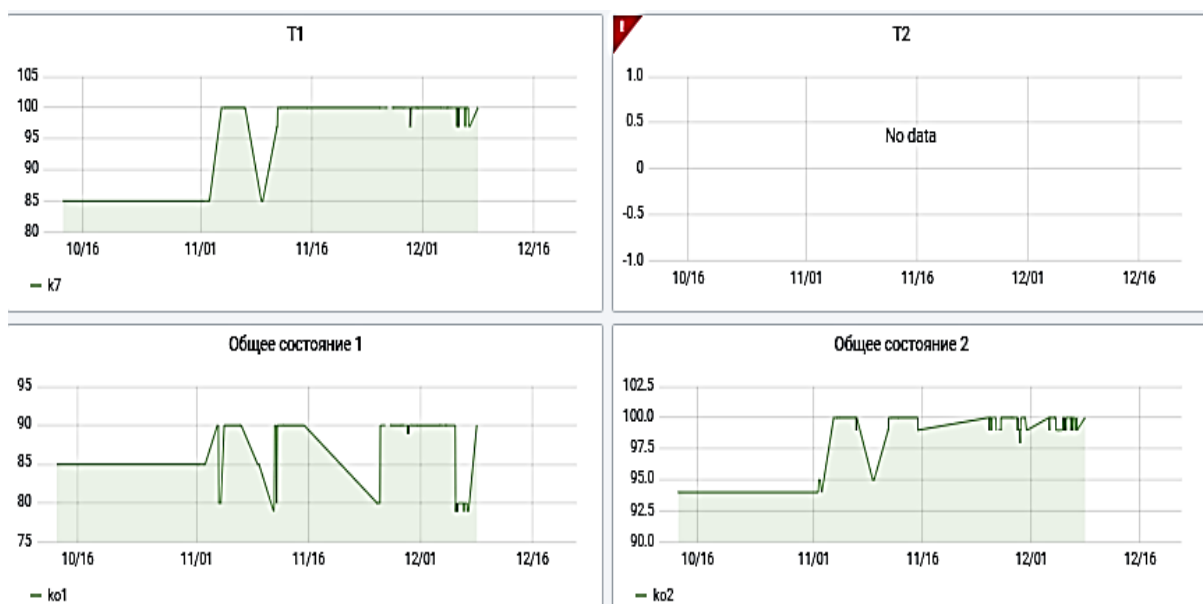


Рисунок 4.27 – Расчетные КЭА силовых трансформаторов 35/6(10) кВ

Для визуализации все данные сохраняются в виде графиков, соответственно можно отследить время выхода из строя силового трансформатора.

Цветовая сигнализация ИСОМТС осуществляется на верхнем уровне системы [100]. Автором диссертации была реализована ИСОМТС силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях, диапазоны КЭА, визуализация и вид технического воздействия представлены в таблице 2.7.

Полученные экспериментальные результаты ИСОМТС силовых маслонаполненных трансформаторов ТМН-6300 подтверждают работоспособность предложенной системы. В таблице 4.25 приведены результаты расчета остаточного ресурса по двум трансформаторам.

Таблица 4.25 – Результаты расчета остаточного ресурса с учетом КЭА

Год эксплуатации	Трансформатор №1			Трансформатор №2		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024
КЭА	83,9	74,7	65,1	82,7	75,6	68,1
Текущий ресурс [о.е.]	0,94	0,776	0,698	0,93	0,78	0,724
Остаточный ресурс [о.е.]	0,74	0,576	0,498	0,73	0,58	0,524
Остаточный ресурс [год]	3 г 3 мес.	2 г 11 мес.	2 г 5 мес.	3 г 2 мес.	2 г 11 мес.	2 г 7 мес.

По результатам последних измерений ИСОМТС:

- трансформатор №1 имеет КЭА = 65,1 – состояние удовлетворительное, остаточный ресурс 2,49 лет, следовательно, необходим усиленный контроль с дальнейшим выводом на капитальный ремонт;

- трансформатор №2 имеет КЭА = 68,1 – состояние удовлетворительное, остаточный ресурс 2,89 лет, следовательно, необходим усиленный контроль с дальнейшим выводом на капитальный ремонт.

Погрешность измерения является характеристикой точности измерения. Выяснить с абсолютной точностью истинное значение измеряемой величины, как правило, невозможно, поэтому невозможно и указать величину отклонения измеренного значения от истинного.

В диссертационной работе погрешность измерений играют важную роль, т.к. работа непосредственно связана с обработкой больших данных. При проведении оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора 35/6(10) кВ приходится оперировать большим объемом данных из разных КИП системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния. Определена приборная погрешность, расширенная неопределенность оценки по ГОСТ 34100.3 2017[101]:

1. Вычисляем среднее арифметическое значение параметра из всех измерений в данной точке по формуле (20):

$$E = \ln \sum_{i=1}^n E_i, \quad (20)$$

Для источников неопределенности случайного характера вычисляем неопределенность по типу А по формуле (21):

$$u_A(E) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (E_i - E)^2}{n(n-1)}}, \quad (21)$$

Для источников неопределенности систематического характера (приборная погрешность) вычисляем неопределенность по типу Б по формуле (22):

$$u_B(E) = \frac{\Delta E}{\sqrt{3}}, \quad (22)$$

где $\pm \Delta E$ – пределы допускаемой приборной погрешности (8%).

4. Вычисляем суммарную стандартную неопределенность по формуле (23):

$$u_c(E) = \sqrt{u_A^2(E) + u_B^2(E)}, \quad (23)$$

5. Для доверительной вероятности (вероятности охвата) $P = 0,95$ (рекомендуется в Руководстве по расчету неопределенности), задаем коэффициент охвата $k = 2$ и вычисляем расширенную неопределенность измерений по формуле (24):

$$u = ku_c \quad (24)$$

В таблице 4.26 представлена приборная погрешность каждого КИП и датчика.

Таблица 4.26. Приборная погрешность и расширенная неопределенность оценки

№ п/п	Контролируемые параметры	КИП	Приборная погрешность	Расширенная неопределенность
1	АРГ	Газоанализатор Intellix GLA 100	0,2 ppm	1,17%
2	Уровень ЧР	Система TDM-S	0,1 dBm	1,8%
3	Влагосодержание в масле	Система TDM-10	0,1 г/т	2,35%
4	Температура КС вводов фазы А	Датчик RF-Sens	0,05 °C	2,7%
5	Температура КС вводов фазы В	Датчик WDM-T	0,05 °C	3,1%
6	Температура КС вводов фазы С	Датчик RF-Sens	0,05 °C	2,8%
7	Температура масла в баке	Система TDM-10	0,1 °C	1,86 %
8	Виброскорость бака	Датчик вибрации ИВД-3Ц-3	0,1 мм/сек	4,31%

Средняя расширенная неопределенность оценки технического состояния составляет 4,31%, что не противоречит допустимому уровню

неопределенности измерений (5%). Достоверность полученных данных обеспечивается применением аттестованных измерительных средств.

Результаты экспериментальных исследований диссертационной работы реализованы в ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, в компании ООО «Димрус», в учебном процессе ФГБОУ ВО «КГЭУ», что подтверждено актами внедрения.

4.6. Выводы

1. По результатам теоретических и экспериментальных исследований установлено, что разработанная ИСОМТС повышает достоверность оценки технического состояния и эксплуатационного ресурса силового маслонаполненного трансформатора по сравнению с существующими методами неразрушающего контроля за счет онлайн-мониторинга.

2. По результатам экспериментальных исследований апробирована ИСОМТС, основанная на непрерывном контроле силового маслонаполненного трансформатора по 12 контролируемым параметрам. Результаты экспериментов подтверждают теоретические исследования по автоматизации контроля и своевременной оценке технического состояния с применением мер по восстановлению работоспособности силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ.

3. По результатам проведения экспериментальных исследований определена средняя расширенная неопределенность оценки – 4,31%.

4. Результаты экспериментальных исследований ИСОМТС, установленных на силовых маслонаполненных трансформаторах ТМН 6300 в распределительных сетях 35/6(10) кВ, подтверждают работоспособность предложенной методики онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях, многослойной нейросетевой модели.

Разработанная нейросетевая модель оценивает техническое состояние силового трансформатора с точностью 90%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты теоретических и экспериментальных исследований, полученные в данной диссертационной работе, являются решением актуальной задачи – разработка интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния, способствующей увеличению эксплуатационного ресурса силового маслонаполненного трансформатора за счет автоматизированного контроля технического состояния в онлайн-режиме в распределительных сетях 35/6(10) кВ.

Основные результаты и выводы диссертационной работы:

1. Проведен анализ существующих методов и систем контроля силового трансформатора в сетях 35/6(10) кВ. Установлено, что 60% эксплуатируемых силовых трансформаторов выработало свой ресурс, следовательно, контроль и оценка технического состояния, способствующая увеличению эксплуатационного ресурса, является актуальной задачей.

2. Разработана интеллектуальная система онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора под рабочим напряжением в сетях 35/6(10) кВ, позволяющая автоматизировать процесс контроля и оценки технического состояния с применением методов искусственного интеллекта на основе данных методов неразрушающего контроля.

3. Разработана методика онлайн-мониторинга и оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ, позволяющая определить техническое состояние с использованием коэффициента экспресс-анализа и отличающаяся возможностью определения его эксплуатационного ресурса.

4. Разработана новая архитектура многослойной нейросетевой модели с использованием радиальных базисных функций в обучающемся отдельно первом слое для повышения точности оценки технического

состояния силового маслонаполненного трансформатора, позволяющая автоматизировать онлайн-контроль.

5. Разработаны алгоритм и программное обеспечение для реализации методики онлайн-мониторинга и оценки технического состояния, алгоритм выработки рекомендаций по техническому обслуживанию с целью продления ресурса силового маслонаполненного трансформатора в сетях 35/6(10) кВ.

6. Разработанная интеллектуальная система онлайн-мониторинга и контроля технического состояния установлена на силовых трансформаторах ТМН 6300 в сетях 35/6(10) кВ. Проведенные экспериментальные исследования подтвердили работоспособность интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния, показали среднюю расширенную неопределенность оценки технического состояния – 4,31%.

Рекомендации

Подходы, используемые в разработанной интеллектуальной системе онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора, могут быть использованы для любых мощностей силовых трансформаторов 35/6(10) кВ.

Перспективы дальнейшей разработки темы исследования

Совершенствование интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора для разработки системы превентивной диагностики с последующим прогнозированием работоспособности силовых трансформаторов, формирование источника данных для прогнозных моделей по силовым маслонаполненным трансформаторам в сетях 35/6(10) кВ.

Задачи, поставленные в данном диссертационном исследовании, решены в полном объеме. Цель диссертационной работы достигнута.

**СПИСОК РАБОТ АВТОРА, ОТРАЖАЮЩИХ ОСНОВНОЕ
СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ**

*Статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в
международной базе данных*

A1. Vladimirov O., Galyautdinova A., Nizamiev M., Ivshin I., Usmanov I. Equipment and data transmission system for express analysis of the technical condition of the main equipment of the 35/6(10)kV transformer substation // Lecture Notes in Civil Engineering. 2022. V. 190. P. 122-134 (МБД SCOPUS).

A2. Ivshin I., Galyautdinova A., Vladimirov O., Nizamiev M., Safiullin A. Software and algorithmic support for online assessment of transformer substation technical condition 35/6(10) kV // Proceedings of the 2023 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2023. 2023. 10086828 (МБД SCOPUS).

*Статьи в рецензируемом научном издании, входящем в перечень ВАК
по специальности диссертации*

A3. Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф., Карпов Е.Н., 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. 24-34. – DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-2-24-35 (ВАК К2).

A4. 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 (ВАК К2).

А5. Галяутдинова А.Р., Ившин И.В., Соловьев С.А. Система оценки и прогнозирования технического состояния силового маслонаполненного трансформаторного оборудования распределительных сетей с применением машинного обучения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2024. Т. 26. № 2. С. 32-45. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-2-32-45 (ВАК К2).

Свидетельства о регистрации программы для ЭВМ

А6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022682581. Определение уровня технического состояния магнитопровода силового трансформатора / Ившин И.В., Басенко В.Р., Галяутдинова А.Р. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 23.11.2022.

А7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2024662931. Программа оценки технического состояния силового трансформатора на основе машинного обучения / Галяутдинова А.Р., Соловьев С.А., Петров К.А. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 03.06.2024.

Публикации в изданиях, включенных в РИНЦ

А8. Галяутдинова А.Р., Низамиев М.Ф. Корреляционный анализ параметров силового трансформатора // Тинчуринские чтения – 2022 «Энергетика и цифровая трансформация»: Материалы Международной молодежной научной конференции. В 3 томах, Казань, 27–29 апреля 2022 года. Том 1. – Казань: ООО ПК «Астор и Я», 2021. – С. 178-182.

А9. Галяутдинова А.Р., Ившин И.В. Система оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов распределительных

сетей // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: Материалы VIII Национальной научно-практической конференции. Казань, 08–09 декабря 2022 года. – Казань: КГЭУ, 2023. – С. 176-178.

A10. Галяутдинова А.Р., Ившин И.В. Анализ параметров силового маслонаполненного трансформатора распределительных сетей для оценки его технического состояния // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: Материалы V Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции, посвященной празднованию 55-летия КГЭУ. В 2-х томах, Казань, 11–12 октября 2023 года / Под общей редакцией Э.Ю. Абдуллазянова. Том 2. – Казань: КГЭУ, 2023. – С. 234-238.

A11. Галяутдинова А.Р., Ившин И.В. Алгоритм определения коэффициента экспресс-анализа трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: Материалы VII Национальной научно-практической конференции. Казань, 09–10 декабря 2021 года. – Казань: КГЭУ, 2022. – С. 151-154.

A12. Галяутдинова А.Р., Низамиев М.Ф. Применение машинного обучения для оценки технического состояния оборудования трансформаторной подстанции // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: Материалы XVII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции. Казань, 20–22 октября 2022 года. Редколлегия: А.Г. Арзамасова (отв. редактор). Казань, 2022. Санкт-Петербург: ООО «Издательство Фолиант». – С. 159-162.

A13. Ившин И.В., Галяутдинова А.Р. Разработка системы оценки работоспособности трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ // Состояние и перспективы развития современной науки по направлению «Новые материалы и энергетика в ВС РФ»: Сборник статей научно-технической

конференции. Анапа, 20 апреля 2022 года. Федеральное государственное автономное учреждение «Военный инновационный технополис «ЭРА», Анапа, 2022. – С. 6-8.

A14. Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф., Усманов И.К. Разработка системы мониторинга технического состояния основного оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ // Тинчуринские чтения – 2021 «Энергетика и цифровая трансформация»: Материалы Международной молодежной научной конференции. В 3 томах, Казань, 28–30 апреля 2021 года. Том 1. – Казань: ООО ПК «Астор и Я», 2021. – С. 97-101.

A15. Галяутдинова А.Р., Низамиев М.Ф. Дистанционный контроль технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ // XXV Туполевские чтения (школа молодых ученых): Международная молодежная научная конференция, посвященная 60-летию со дня осуществления Первого полета человека в космическое пространство и 90-летию Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева-КАИ, Казань, 10–11 ноября 2021 года. Том III. – Казань: Изд-во ИП Сагиева А.Р., 2021. – С. 355-359.

A16. Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф. Система мониторинга и экспресс-анализа основного оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ // Вестник Евразийского национального университета имени Л.Н.Гумилева. Серия: Технические науки и технологии. 2021. № 1 (134). – С. 100-108.

A17. Ившин И.В., Галяутдинова А.Р., Владимиров О.В., Низамиев М.Ф. Оценка работоспособности трансформаторной подстанции по результатам экспресс-мониторинга ее элементов // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве. Материалы VI Национальной научно-

практической конференции, Казань, 10–11 декабря 2020 года. В 2 томах.
Казань: КГЭУ, 2020. – С. 33-35.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

[1] Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 №204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года».

[2] Распоряжение Правительства РФ от 28.07.2017 №1632-р «Программа «Цифровая экономика Российской Федерации».

[3] Указ Президента Российской Федерации от 28.02.2024 №145 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации».

[4] О компании [Электронный ресурс] : официальная страница ПАО «Россети» – режим доступа: <https://www.rosseti.ru/> (дата обращения: 11.03.2024).

[5] Общие сведения [Электронный ресурс] : официальная страница ПАО «Россети Центр и Приволжье» – режим доступа: https://mrsk-sp.ru/about/general_information/ (дата обращения: 11.03.2024).

[6] Кириллов Г.А., Кашин Я.М., Варенов А.Б., Руденко В.Г., Ракло А.В. Техническая диагностика и мониторинг технического состояния трансформаторного оборудования. Монография. Краснодар: изд-во ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»; Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков им. А.К.Серова, 2016. – 379 с.

[7] Интегрированный годовой отчет – 2023 [Электронный ресурс] : официальная страница ПАО «Россети Центр и Приволжье» – режим доступа: <https://mrsk-sp.ru/upload/iblock/45d/45d16378e79ffd859933fc619ce59728.pdf> (дата обращения: 15.03.2024).

[8] Интегрированный годовой отчет – 2023 Энергия движения [Электронный ресурс] : официальная страница ПАО «Россети Северо-Запад» – режим доступа: <https://rosseti->

sz.ru/upload/infodisclosure/report/Rosseti_SZ_AR2023.pdf (дата обращения: 15.03.2024).

[9] Энергосбережение в Европе: применение энергоэффективных распределительных трансформаторов // Энергосбережение. – 2003. – №6; 2004. – №1.

[10] Бутко В.Н., Акишев С.С., Жусупов К.К., Баянбаева Б.У. Анализ работы и статистика основных повреждений трансформатора // Актуальные научные исследования в современном мире. 2020. № 11-1 (67). С. 38-43.

[11] ПНСТ 661-2022 Контроль состояния и диагностика машин. Трансформаторы силовые.

[12] Баженов Ю.В. Основы надежности и работоспособности технических систем : учеб. пособие / Ю.В. Баженов, М.Ю. Баженов ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2017. – 267 с.

[13] Лансберг, А. А. Анализ технического состояния и сроков службы силовых трансформаторов, установленных на подстанциях с высшим напряжением 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Орелэнерго» / А. А. Лансберг // Научный журнал молодых ученых. – 2021. – № 2(23). – С. 50-59.

[14] Елтышев, Д. К. Интеллектуальные модели комплексной оценки технического состояния высоковольтных выключателей / Д.К. Елтышев // Информационно-управляющие системы. – 2016. – № 5(84). – С. 45-53.

[15] РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. - 6-е изд., с изм. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

[16] ГОСТ Р 56542-2019 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

[17] Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения: ГОСТ 24450 - 80: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 28.11.80. – М., 1980. – 6 с.

[18] Контроль неразрушающий электрический. Термины и определения: ГОСТ 25315 - 82: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 18.06.82. – М., 1982. – 7 с.

[19] Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения: ГОСТ 24289 - 80: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 30.06.80. – М., 1982. – 10 с.

[20] Контроль неразрушающий радиоволновой. Термины и определения: ГОСТ 25313 - 82: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 18.06.80. – М., 1982. – 8 с.

[21] Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования: ГОСТ 23483 - 79: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 08.02.79. – М., 1979. – 14 с.

[22] Контроль неразрушающий оптический. Термины и определения: ГОСТ 24521 - 80: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 23.02.82. – М., 1982. – 4 с.

[23] Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения: ГОСТ 24034 - 80: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 12.03.80. – М., 1980. – 12 с.

[24] Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения: ГОСТ 20415 - 82: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 30.12.80. – М., 1980. – 6 с.

[25] Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования: ГОСТ 18442 - 80: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 15.05.80. – М., 1980. – 16 с.

[26] Стратегии технического обслуживания и ремонтов оборудования [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://p3s.ru/baza-znaniy/strategii-toir-oborudovaniya/strategii-toir-oborudovaniya-obshchaya-informatsiya/> (дата обращения: 02.04.2024).

[27] Кирюха, В. В. Разработка алгоритма диагностики трансформаторов под нагрузкой / В.В. Кирюха, Ю.М. Горбенко, В.С. Яблокова // Научные труды Дальрыбвтуза. – 2016. – Т. 37. – С. 61-66.

[28] Хальясмаа А.И. Вопросы реализации оценки технического состояния силового оборудования на электрических подстанциях / А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, М.В. Осотова // Вопросы современной науки и практики. – 2013. – №1(45). – С. 289–300.

[29] Давиденко И.В. Системы диагностирования высоковольтного маслонаполненного силового электрооборудования. / В. Н. Осотов, И. В. Давиденко // Учебное пособие для студентов и специалистов. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2003. – 117 с.

[30] Бутко В.Н. Анализ работы и статистика основных повреждений трансформатора / Бутко В.Н., Акишев С.С., Жусупов К.К., Баянбаева Б.У.// Актуальные научные исследования в современном мире. 2020. № 11-1 (67). С. 38-43.

[31] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (приказ Минэнерго России от 12.08.2022 № 811).

[32] Ю.М. Савинцев Цифровая парадигма и энергоэффективные трансформаторы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.elec.ru/publications/tsifrovye-tekhnologii-svjaz-izmerenija> (дата обращения: 10.04.2024).

[33] СА 03–002–05. Системы мониторинга агрегатов опасных производственных объектов. Общие технические требования: стандарт ассоциации «Ростехэкспертиза», ассоциации нефтехимиков и нефтепереработчиков и НПСРИСКОМ. – М. : Химическая техника, 2005. – С.42.

[34] СТО 03–003–08. Мониторинг опасных производств. Термины и определения // Мониторинг оборудования опасных производств. Стандарт организации : сб. стандартов НПС РИСКОМ. – М., 2008. – С. 5–24.

[35] Талакин, С. Использование систем онлайн-диагностики для оценки текущего состояния(авто)трансформаторов, в том числе с низким ИТС / С. Талакин, Д. Растегняев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № S3(22). – С. 2-8.

[36] Грунтович, Н.В. Компьютерные системы технического диагностирования маслонаполненных трансформаторов / Н. В. Грунтович, И. В. Петров, П. М. Колесников // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. – 2013. – № 4(55). – С. 94-99.

[37] Баширов, М. Г. Повышение надежности и безопасности эксплуатации силовых маслонаполненных трансформаторов / М. Г. Баширов, А. С. Хисматуллин, И. В. Прахов. – Текст : непосредственный // Безопасность в техносфере. – 2018. – Т. 7, № 2. – С. 15–21.

[38] Лизунова, С. Д. Силовые трансформаторы : справочная книга / А.К. Лоханина. – Москва : Энергоиздат, 2004. – 616 с. – Текст : непосредственный.

[39] Василевский, В. В. Оценка расхода ресурса бумажной изоляции силового маслонаполненного трансформатора с помощью уточненной формулы интеграла старения / В. В. Василевский. – Текст : непосредственный // Электротехника и электромеханика. – 2015. – Вып. 1. – С. 23–28.

[40] Славинский, А. З. Российские высоковольтные вводы: более 80 лет истории / А. З. Славинский, К. Г. Сипилкин, Ю. В. Никитин. – Текст : непосредственный // Электрические станции. – 2015. – № 2 (1003). – С. 70–74.

[41] Тихомиров, П. М. Расчет трансформаторов : учеб. пособие для студентов электротехн. и электромехан. специальностей вузов / П. М.

Тихомиров. – 6-е изд., стер. – Москва : Альянс, 2009. – 526, [1] с. : ил., табл.; 21 см. – Текст : непосредственный.

[42] Лавров, А. Г. Анализ режимов регулирования вторичного напряжения трансформаторов с устройствами РПН / А. Г. Лавров, Е. Н. Попов. – Текст : непосредственный // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2017. – № 5. – С. 53–58.

[43] Голоднов, Ю. М. Контроль за состоянием трансформаторов / Ю. М. Голоднов. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 88 с. – Текст : непосредственный.

[44] Анализ современных методов и аппаратуры контроля качества трансформаторного масла / Я. М. Кашин, Г. А. Кириллов, А. В. Варенов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Адыгейского гос. ун-та. Серия 4: Естественно-математические и технические науки. – 2017. – №3 (206). – С. 109–121.

[45] ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия (с Изменениями № 1, 2, 3). [Текст]. – Взамен ГОСТ 982-68, ГОСТ 5.1710-72. Введ. 1982-01-01. – М.: Стандартинформ, 2011. – 11 с.

[46] ГОСТ 8865-93. (МЭК 85-84) Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация. [Текст]. – Взамен ГОСТ 8865-87. Введ. 1995-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1995. – 10 с.

[47] Назарычев А.Н. Управление техническим состоянием электрооборудования сетевых предприятий – важнейшая составляющая обеспечения надежности электросетевого комплекса России. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.tiees.ru/fileadmin/f/Conference/nazarychev.pdf> (дата обращения: 29.08.2023).

[48] Гавриленко А.В., Долин А.П. Система контроля качества прессовки обмоток и стали трансформаторов по замерам вибрации, контроль состояния маслонасосов. Димрус. Пермь, 2015. С. 60.

[49] Левин, В. М. Экспресс-оценка состояния силовых трансформаторов для обеспечения эксплуатационной надежности / В. М. Левин, Н. Н. Керимкулов. – Текст : непосредственный // Системы. Методы. Технологии. – 2016. – № 4 (32). – С. 101–109.

[50] Бондаренко В.Е. Математические основы технической диагностики объектов электрических сетей: учеб. пособие в 2 частях. Ч. 1 / В. Е. Бондаренко, О.В. Шутенко, Д. Н. Баклай // Харьков: НТУ «ХПИ», 2017. – 256 с. – URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/185576822.pdf> (дата обращения: 29.08.2023).

[51] Экспертные системы. Искусственный интеллект и экспертные системы: учебное пособие [электронный ресурс]: – Режим доступа: http://expro.ksu.ru/materials/ii_i_es/book.html (дата обращения 10.01.2023).

[52] СТО 56947007- 29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

[53] Захаров О.А. Цифровизация электросетевого комплекса: пути решения или система прогностики и мониторинга / О. А. Захаров. – Текст : электронный // РУМ. Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей. – 2019. – № 3 (587). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://prana-system.com/novosti/novosti/cifrovizaciya-elektrosetevogo-kompleksa-puti-resheniya-ili-sistema-prognostiki-i-monitoringa> (дата обращения: 20.05.2022).

[54] Shengtao, L. Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective / L. Shengtao, L. Jianying // High Voltage IET. – 2017. – № 2. – P. 82-91.

[55] Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».

[56] О решении многокритериальных задач принятия решений на основе парных сравнений / Н. К. Кривулин, Т. Абильдаев, В. Д. Горшечникова [и др.] // Компьютерные инструменты в образовании. – 2020. – № 2. – С. 27-58. – DOI 10.32603/2071-2340-2020-2-27-58.

[57] ГОСТ Р 27.102-2021 Надежность в технике.

[58] Хоботова Л.В., Непринцева Е.В., Шубин С.А. (2022). Стратегия цифровой трансформации: оценка цифровой зрелости электроэнергетической отрасли России. Стратегические решения и риск-менеджмент, 13(3): 234–244. DOI: 10.17747/2618-947X-2022-3-234-244.

[59] Manusov, V. Z. Diagnostics of Technical State of Modern Transformer Equipment Using the Analytic Hierarchy Process / V. Z. Manusov, D. V. Orlov, V. V. Frolova // Proceedings of the International Conference on Environment and Electrical Engineering and Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 2018. –P. 1-6. Doi: 10.1109/EEEIC.2018.8493904.

[60] Ушаков В.Я. Диагностика силовых трансформаторов: учебное пособие / В.Я. Ушаков, В.А. Лавринович, А.В. Мытников; под ред. В.Я. Ушакова; Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический ун-т. – 2022. – 79 с.

[61] Таджикибаев А.И. Научные основы систем оценки технического состояния электрооборудования электротехнических комплексов: спец. 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы»: дис. д-ра техн. наук. / Таджикибаев Алексей Ибрагимович, Самарский гос. техн. ун-т. – Самара, 2006. – 373 с.

[62] Левин В.М. Модели и методы адаптивного управления эксплуатационным состоянием оборудования электрических сетей: спец. 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»: дис. д-ра техн. наук. / Левин Владимир Михайлович; Новосибирский гос. техн. ун-т. – Новосибирск, 2017. – 361 с.

[63] Денисова Л.А. Разработка супервизорной системы автоматического управления на основе нечёткого логического вывода / Д. М. Алексейцев, Л. А. Денисова // Автоматизация в промышленности. – 2019. – № 1. – С. 46-52.

[64] Cerón, A. Onboard visual-based navigation system for power line following with UAV / A. Cerón, I. Mondragón, F. Prieto. // International Journal of Advanced Robotic Systems. – 2018. – 15(2). – URL: <https://doi:10.1177/1729881418763452>.

[65] Смекалов, В. В. Создание программно-технического комплекса для принятия решения о воздействии на электросетевое оборудование с учетом его технического состояния и индекса важности на основе современных методов диагностики и обработки данных / В. В. Смекалов, А. А. Волошин, А. А. Гусарова. – Текст : электронный // РУМ. Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей. – 2019. – № 3 (587). – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://cisees.ru/RUM/eMagazine/Articles/Details/3109> (дата обращения: 17.06.2021).

[66] Байдюк А.М. Оценка технического состояния и надежности электрических машин / А. М. Байдюк, Г. В. Комарова. – Текст : непосредственный // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2019. – № 3. – С. 78–84.

[67] Левин В.М. Моделирование потока отказов силовых трансформаторов в условиях эксплуатации / В. М. Левин. – Текст : непосредственный // Современные энергетические системы и комплексы, и управление ими : материалы VIII междунар. науч.-практ. конф. – Новочеркасск, 2008. – С. 4–8.

[68] Ананьев Н. С. Методы и средства анализа данных в системах поддержки принятия решений: дис. канд. техн. наук: 05.25.05 / Ананьев Николай Сергеевич. – М., 2005. – 123 с.

[69] Башмаков А. И. Интеллектуальные информационные технологии: учебное пособие / А. И. Башмаков, И. А. Башмаков – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2005. - 304 с.

[70] Беркинблит М. Б. Нейронные сети / М. Б. Беркинблит - М.: МИРОС и ВЗМШ РАО, 1993. - 96 с.

[71] Гладков Л. А. Генетические алгоритмы: Учебное пособие. - 2-е изд. / Л. А. Гладков, В. В. Курейчик, В. М. Курейчик - М: Физматлит, 2006. - С. 320.

[72] База и генератор образовательных ресурсов МГТУ им. Н. Э. Баумана. Кафедра САПР. Основы САПР [Электронный ресурс] офиц. сайт. – Режим доступа http://bigor.bmstu.ru/?cnt/?doc=140_CADedu/CAD.cou (дата обращения 10.01.2023).

[73] Экспертные системы. Искусственный интеллект и экспертные системы: учебное пособие [электронный ресурс] – Режим доступа http://expro.ksu.ru/materials/ii_i_es/book.html (дата обращения 10.01.2023).

[74] Хальясмаа, А. И. Машинное обучение как инструмент повышения эффективности управления жизненным циклом высоковольтного электрооборудования / А. И. Хальясмаа. – Текст : непосредственный // Вестник Иркут. гос. техн. ун-та. – Иркутск, 2020. – Т. 24, № 5 (154). – С. 1093–1104.

[75] Классические методы машинного обучения: учебное пособие / А.В. Кугаевских, Д.И. Муромцев, О.В. Кирсанова [электронный ресурс] – Режим доступа <https://books.ifmo.ru/file/pdf/3075.pdf> (дата обращения 10.05.2024).

[76] Основы машинного обучения /О.В. Лимановская, Т.И. Алферьева [электронный ресурс] – Режим доступа https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/88687/1/978-5-7996-3015-7_2020.pdf (дата обращения 11.05.2024).

[77] Флах П. Машинное обучение. Наука и искусство построения алгоритмов, которые извлекают знания из данных. – М.: ДМК Пресс, 2015.

[78] Шалев-Шварц Ш., Бен-Давид Ш. Идеи машинного обучения: от теории к алгоритмам. – М.: ДМК Пресс, 2019.

[79] Воронов, И. В. Обзор типов искусственных нейронных сетей и методов их обучения / И. В. Воронов, Е. А. Политов, В. М. Ефременко // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2007. – № 3(61). – С. 38-42.

[80] Byerly J., Schneider C., Schloss R. et al. Real-time circuit breaker health diagnostics. CPRE 2017: Proceedings of the 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2017. pp. 1-6.

[81] Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети / А. П. Ротштейн. - Винница: УНИВЕРСУМ-Винница, 1999. – 320 с.

[82] Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс: пер. с англ. / С. Хайкин. – 2-е изд. – Москва : Изд. дом «Вильямс», 2006. – 1104 с. – Текст: непосредственный.

[83] Левин, В.М. Интеллектуальная диагностика оборудования – компонент активно-адаптивной электрической сети / В. М. Левин, Д. В. Танфильева. – Текст : непосредственный // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2012. – № 2. – С. 272–275.

[84] Рубанов В.Г. Интеллектуальные системы автоматического управления. Нечеткое управление в технических системах: учебное пособие/ В. Г. Рубанов, А. Г. Филатов, И. А. Рыбин. Режим доступа <http://nrsu.bstu.ru/>.

[85] Управление знаниями. Базы знаний [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://sites.google.com/site/upravlenieznaniami/inzeneria-znaniy/bazy-znaniy.html> (дата обращения: 20.02.2024).

[86] Кафтанников, И. Л. Проблемы формирования обучающей выборки в задачах машинного обучения / И. Л. Кафтанников, А. В. Парасич // Вестник

ЮУрГУ. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника.
– 2016. – №3.

[87] Hastie T. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction / T. Hastie, R. Tibshirani, J. Friedman. – Изд-во: Springer, 2009. – 745 с.

[88] 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

[89] Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

[90] Obando, E. D. Solar Radiation Prediction Using Machine Learning Techniques: A Review / E. D. Obando, S. X. Carvajal and J. Pineda Agudelo // Proceedings of the IEEE Latin America Transactions. – 2019. –Vol. 17, №. 04. –P. 684-697. Doi: 10.1109/TLA.2019.8891934.

[91] 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: 1-22.

[92] Руководство по эксплуатации Intellix GLA 100.

[93] Компания Димрус: [Электронный ресурс] официальный сайт – Режим доступа: https://dimrus.com/index_e.html/ (дата обращения: 30.08.2023).

[94] РД 153-34.0-20.363-99 «Методика инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ», утвержденный Департаментом стратегии развития и научно-технической политики ПАО «ЕЭС России» 14.12.1999.

[95] Компания Димрус [Электронный ресурс] официальный сайт – Режим доступа: https://dimrus.com/index_e.html/ (дата обращения: 19.09.2023).

[96] Руководство по эксплуатации датчиков вибрации ИВД-3 [Электронный ресурс] официальный сайт – Режим доступа: <https://www.prosoft.ru/products/vzryvozashchita-i-uso/datchiki/datchiki->

[vibratsii/apparatura-vibratsionnogo-kontrolya-tsva/datchiki-vibratsii-serii-ivd3/](#)

(дата обращения: 30.08.2023).

[97] ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

[98] ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения.

[99] Владимиров О.В., Ившин И.В., Шамаев Е.В. Математическое моделирование виброакустических процессов в ДВС. Материалы 10-го науч. тех. Семинара - «Внутрикамерные процессы в энергетических установках, струйная акустика, диагностика» КВАКИУ. - Казань.1998. с.98-99.

[100] Automated Diagnostic System for Power Transformers using a QR Code / N. Rozhentcova, A. Galyautdinova, R. Khayaliev [et al.] // International Journal of Technology. – 2020. – Vol. 11, No. 8. – P. 1519-1527. – DOI 10.14716/ijtech.v11i8.4540.

[101] ГОСТ 34100.3 2017 Неопределенность измерения.

Приложение А

Листинг программы для ЭВМ: «Программа оценки технического состояния силового трансформатора на основе машинного обучения»

Тип ЭВМ: IBMPC– совмест. ПК

Язык программирования: Python

ОС: Windows 7/8.1/10/11

```
# импорт необходимых библиотек
from tensorflow import keras
import pandas as pd
from sklearn.model_selection import train_test_split
from sklearn.preprocessing import StandardScaler
from sklearn.metrics import mean_squared_error, r2_score
import openpyxl

# Чтение данных из файла формата *.xlsx
df = pd.read_excel("data.xlsx")
df = df.drop('N', axis=1)

# Разделение данных на X (признаки) и Y (целевая переменная)
X = df.drop(['Y'], axis=1)
Y = df['Y']

# Разделение данных на обучающий и тестовый наборы
X_train, X_test, Y_train, Y_test = train_test_split(X, Y, test_size=0.2,
random_state=42)

# Разделение обучающего набора на обучающий и валидационный наборы
X_train, X_val, Y_train, Y_val = train_test_split(X_train, Y_train,
test_size=0.25, random_state=42)

# В этом случае test_size=0.25 означает, что 25% данных будут использованы для валидации,
```

```

# а оставшиеся 75% - для обучения и тестирования обучения
# Нормализация данных
scaler = StandardScaler()
X_train_scaled = scaler.fit_transform(X_train)
X_val_scaled = scaler.fit_transform(X_val)
X_test_scaled = scaler.transform(X_test)
# Задаём оптимальное количество нейронов
_neurons = 1024
# Задаём оптимальное количество эпох
_epochs = 25
# Создание модели с одним скрытым слоем и одним выходным слоем
model = keras.Sequential([
keras.layers.Dense(_neurons, activation='relu', input_shape=(12,)),
keras.layers.Dense(1)])
# Компиляция модели
model.compile(optimizer='adam', loss='mean_squared_error')
# Обучение модели
history = model.fit(X_train_scaled, Y_train, epochs=_epochs,
batch_size=16, validation_data=(X_val_scaled, Y_val))
# Предсказываем на тестовых данных
Y_pred = model.predict(X_test_scaled)
# Оценка производительности модели
mse = mean_squared_error(Y_test, Y_pred)
r2 = r2_score(Y_test, Y_pred)
# Вывод информации о результатах обучения модели
print(f'Mean Squared Error: {mse}')
print(f'R^2 Score: {r2}')

```

Приложение Б

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022682481

Определение уровня технического состояния силового трансформатора

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет» (RU)*

Авторы: *Ившин Игорь Владимирович (RU), Басенко Василий Романович (RU), Галяутдинова Алсу Ренатовна (RU)*

Заявка № 2022669840

Дата поступления 26 октября 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 23 ноября 2022 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b80077e14e40f0a94eabd24145d5c7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 20.03.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

Приложение В

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024662931

Программа оценки технического состояния силового трансформатора на основе машинного обучения

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет» (RU)*

Авторы: *Галяутдинова Алсу Ренатовна (RU), Соловьев Сергей Анатольевич (RU), Петров Кирилл Алексеевич (RU)*

Заявка № 2024660920

Дата поступления 17 мая 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 03 июня 2024 г.




*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 429b6a0fe3853164baf96f83b73b4aa7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов

Приложение Г

Утверждаю
Главный специалист Управления
энергетики ПАО «Татнефть»
 Усманов И.К.

Подпись _____ ФИО _____
12 октября 2021 года
дата

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Данным актом подтверждается, что результаты исследования по теме «Интеллектуальная система оценки работоспособности трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ», актуальны и внедрены на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина.

Автор: ассистент кафедры ЭПП ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» Галяутдинова А.Р.

Научный руководитель: директор ИЭЭ, д.т.н., профессор Ившин И.В.

Исследования внедрены на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина.

Новизна внедренных результатов: Создана интеллектуальная система оценки работоспособности трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая включает в себя систему мониторинга и методику оценки технического состояния оборудования трансформаторной подстанции. Интеллектуальная система имеет трехуровневую структуру: первый уровень - контрольно-измерительные приборы, второй - программируемые логические контроллеры, третий - система сбора и обработки данных. На третьем уровне осуществляется оценка работоспособности трансформаторной подстанции в режиме реального времени, с использованием разработанной методики расчета технического состояния оборудования трансформаторной подстанции. Интеллектуальная система обеспечивает процесс удаленного наблюдения и контроля за состоянием действующего оборудования, прогнозирования изменения технического состояния в режиме реального времени.

Эффект от внедрения: Созданная интеллектуальная система оценки работоспособности трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ повышает надежность функционирования оборудования, снижает экономические затраты на техническое обслуживание и ремонт, предотвращает аварийные ситуации в электрической сети, позволяет мониторить изменения контролируемых параметров оборудования в режиме реального времени. Применение данной системы решает актуальную проблему перехода к организации технического обслуживания и ремонта основного электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по фактическому состоянию.

Ответственный за внедрение Хазиев И.Н.

Приложение Д

Утверждаю:
 Директор ООО ДИМУРУС
 Ботов С.В.
 ФИО
 Подпись
 09.07.2024
 дата



АКТ

о внедрении результатов научной работы по теме «Интеллектуальная система онлайн-мониторинга и диагностики работающего силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ»

Комиссия в составе: председатель, директор ООО Димрус Ботов С.В., член комиссии главный инженер ООО Димрус Русов В.А., рассмотрев научную работу Галяутдиновой А.Р. на тему «Интеллектуальная система онлайн-мониторинга и диагностики работающего силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях 35/6(10) кВ», подтверждает, что полученные научные результаты использованы и внедрены в ООО «Димрус»:

1. Интеллектуальная система онлайн-мониторинга и диагностики силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях, позволяющая проводить в режиме реального времени диагностику с применением искусственных нейронных сетей работающего силового маслонаполненного трансформатора.

2. Методика онлайн-мониторинга и диагностики силового маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях, позволяющая производить анализ полученных измерений, оценить техническое состояние, диагноз и эксплуатационный ресурс силового маслонаполненного трансформатора.

3. Алгоритм и программное обеспечение для реализации интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и диагностики силового трансформатора маслонаполненного трансформатора в распределительных сетях.

Председатель комиссии

Ботов С.В.

Члены комиссии:

Русов В.А.



Приложение Е

Исполнитель
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
 420066, РТ, г. Казань,
 ул. Красносельская, д.51
 ИНН/КПП 1656019286/165601001
 р/сч 03214643000000011100
 в Отделении-НБ Республика Татарстан
 Банка России,
 БИК 019205400
 Корр.счет 40102810445370000079
 УФК по Республике Татарстан (ФГБОУ ВО
 «КГЭУ» л/с 20116Х79020)
 ОКПО 02066776, ОГРН 1021603065637
 Тел./факс: (843) 519-42-02

Заказчик
ООО «Газпром трансгаз Казань»
 420073, РТ, г. Казань, ул. А. Кутуя д.41
 ИНН 1600000036
 КПП 166001001 (для счет-фактур КПП
 168150001)
 р/сч 40702810700000081087
 Банк ГПБ (АО), г. Москва
 БИК 044525823
 Корр. счет 30101810200000000823 в ГУ
 Банка России по ЦФО
 Код ОКПО 09807684
 ОГРН 1027700167110
 Тел.: (843) 288-22-30

Акт

сдачи-приемки оказанных услуг

по договору на оказание информационно-консультационных услуг по вопросам создания системы мониторинга трансформаторных подстанций с истекшим сроком эксплуатации на базе передового парка контрольно-измерительных приборов предиктивной диагностики для своевременного принятия управленческих решений №1054-23-п от «08» ноября 2023 г.

«28» 12 2023 г.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань», именуемое в дальнейшем «**Заказчик**», в лице главного инженера – первого заместителя генерального директора Чучалова Михаила Владимировича, действующего на основании доверенности № 56 от 16 марта 2023 г., с одной стороны, и Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет» (ФГБОУ ВО «КГЭУ»), именуемое в дальнейшем «**Исполнитель**», в лице проректора по науке и коммерциализации Ившина Игоря Владимировича, действующего на основании доверенности №13-д от 17.03.2023, с другой стороны, далее также совместно именуемые «**Стороны**», составили настоящий акт о том, что Исполнителем оказаны информационно-консультационные услуги в установленный договором срок и в полном объеме.

Краткое описание выполненных работ: подготовлены рекомендации по созданию системы мониторинга трансформаторных подстанций с истекшим сроком эксплуатации на базе передового парка контрольно-измерительных приборов предиктивной диагностики для своевременного принятия управленческих решений..

Стоимость выполненных работ составляет **219 000 (двести девятнадцать тысяч) рублей 00 копеек, в том числе НДС 20%**.

Стороны в рамках исполнения вышеуказанного договора претензий друг к другу не имеют.

Исполнитель
 Проректор по науке и коммерциализации

И.В. Ившин

М.П.

«28» 12 2023 г.

Заказчик
 Главный инженер – первый заместитель
 генерального директора

М.В. Чучалов

М.П.

«28» 12 2023 г.

Главный энергетик -
 начальник ОГЭ
 Н.Ф. Асадуллин

Приложение Ж

УТВЕРЖДАЮ

Первый проректор-проректор по учебной работе ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

 А.В. Леонтьев

12.08.2024



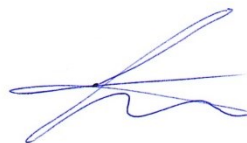
АКТ

о внедрении результатов научных исследований по теме «Интеллектуальная система онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора, находящегося под напряжением, в распределительных сетях 35/6(10) кВ» в учебный процесс Казанского государственного энергетического университета

Данным актом подтверждается, что результаты научной работы аспиранта Галяутдиновой А.Р. на тему «Интеллектуальная система онлайн-мониторинга и контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора, находящегося под напряжением, в распределительных сетях 35/6(10) кВ» внедрены в учебный процесс кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» и используется при проведении практических, лабораторных работ с магистрами в рамках дисциплины «Надежность и диагностика систем электроснабжения при выборе оптимальных технических решений» по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

В рамках практических занятий студенты изучают применение интеллектуальной системы онлайн-мониторинга и контроля технического состояния в работающий силовой маслонаполненный трансформатор в распределительных сетях, методику онлайн-мониторинга и оценки технического состояния для анализа полученных измерений, определение эксплуатационного ресурса в режиме реального времени силового маслонаполненного трансформатора.

Заведующий кафедрой
«Электроснабжение
промышленных предприятий»



А.Р. Сафин

Директор Института
электроэнергетики и электроники



Р.В. Ахметова