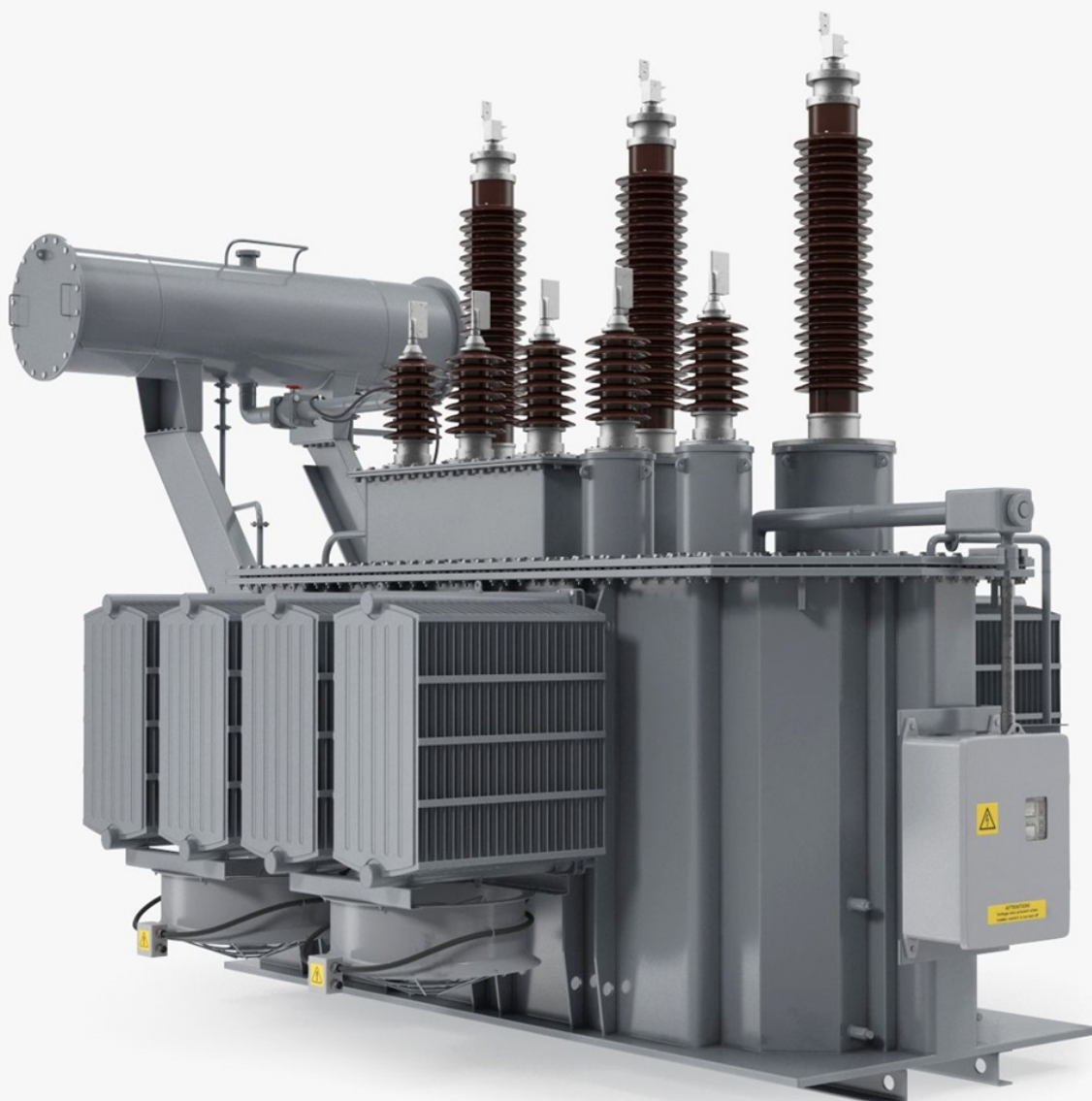




ПРОГРАММНО АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС АСМД Т и КРУЭ



РЕШАЕМАЯ ПРОБЛЕМА

В сфере своей деятельности электросетевые организации оперируют значительным парком энергооборудования, требующего регулярной оценки технического состояния.

Ежегодные финансовые потери, обусловленные перерывами в электроснабжении из-за поломок трансформаторов, существенно влияют на экономические показатели сетевых компаний.

Ключевая проблема заключается в недостаточной точности данных о текущем состоянии и неиспользованном ресурсе находящегося в эксплуатации оборудования, что повышает риск внезапных аварий, вызванных прогрессирующим износом.

На большинстве подстанций объем диагностической информации, получаемой от трансформаторного оборудования, либо ограничен, либо отсутствует, что делает полноценную диагностику невозможной.

Отсутствие комплексных данных препятствует применению математических моделей и современных алгоритмов анализа. Как правило, о неисправности оборудования становится известно уже после произошедшей аварии.

Наше решение предоставляет прогноз оставшегося срока службы энергооборудования, способствуя предотвращению потенциальных аварийных ситуаций. Раннее обнаружение дефектов позволит проводить своевременное профилактическое обслуживание трансформаторов, избегая их полного выхода из строя.

Применение программно-аппаратного комплекса автоматизированной системы мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования (ПАК АСМДТ) позволит энергетическому предприятию оптимизировать свой производственный цикл.

Качественная оценка состояния трансформаторного оборудования позволяет выполнять долгосрочное планирование технического обслуживания и ремонта оборудования.

Программный комплекс будет поддерживать интеграцию в единую систему планирования производственных процессов энергопредприятия.

Отличительной особенностью комплекса является применение улучшенных основных и дополнительных алгоритмов анализа, поддержка большого объема собираемых и хранимых данных для улучшения точности прогнозирования, использование удобных форм визуализации отображения результатов аналитики состояния силового оборудования.



ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ

Построение АСМД на базе единой информационной модели в терминах международного стандарта CIM (общей информационной модели) позволило получить унифицированную систему, применимую для любого объекта электроэнергетики. К преимуществам решения можно также отнести реализацию на базе ОС Windows и Linux в виде десктопного и веб-приложения, использование отечественной БД TOPAZ Maria DB, зарегистрированной в Министерстве цифрового развития.

Система АСМД способна интегрироваться в единый комплекс АСУТП на электросетевых объектах. Взаимодействие будет осуществляться на базе стандартных коммуникационных протоколов. Также к преимуществам можно отнести универсальность, понятность инженерному составу, информационная целостность и взаимодостаточность алгоритмов.

АСМД – современный высокотехнологичный инструмент, повышающий наблюдаемость оборудования, позволяющий снизить экономические издержки компании, обусловленные дорогостоящими ремонтами и потерями от недоотпуска ЭЭ потребителям, снижением потерь ЭЭ от использования не энергоэффективного оборудования и позволяющий предотвратить аварии, сопровождающиеся тяжелыми экологическими последствиями.

Предлагаемое решение соответствует отраслевым стандартам ПАО Россети СТО 56947007-29.200.10.011 и международным стандартам по диагностике IEC 60076 и CIM IEC 61970/61968

ТЕХНОЛОГИЯ /СУТЬ ИННОВАЦИИ

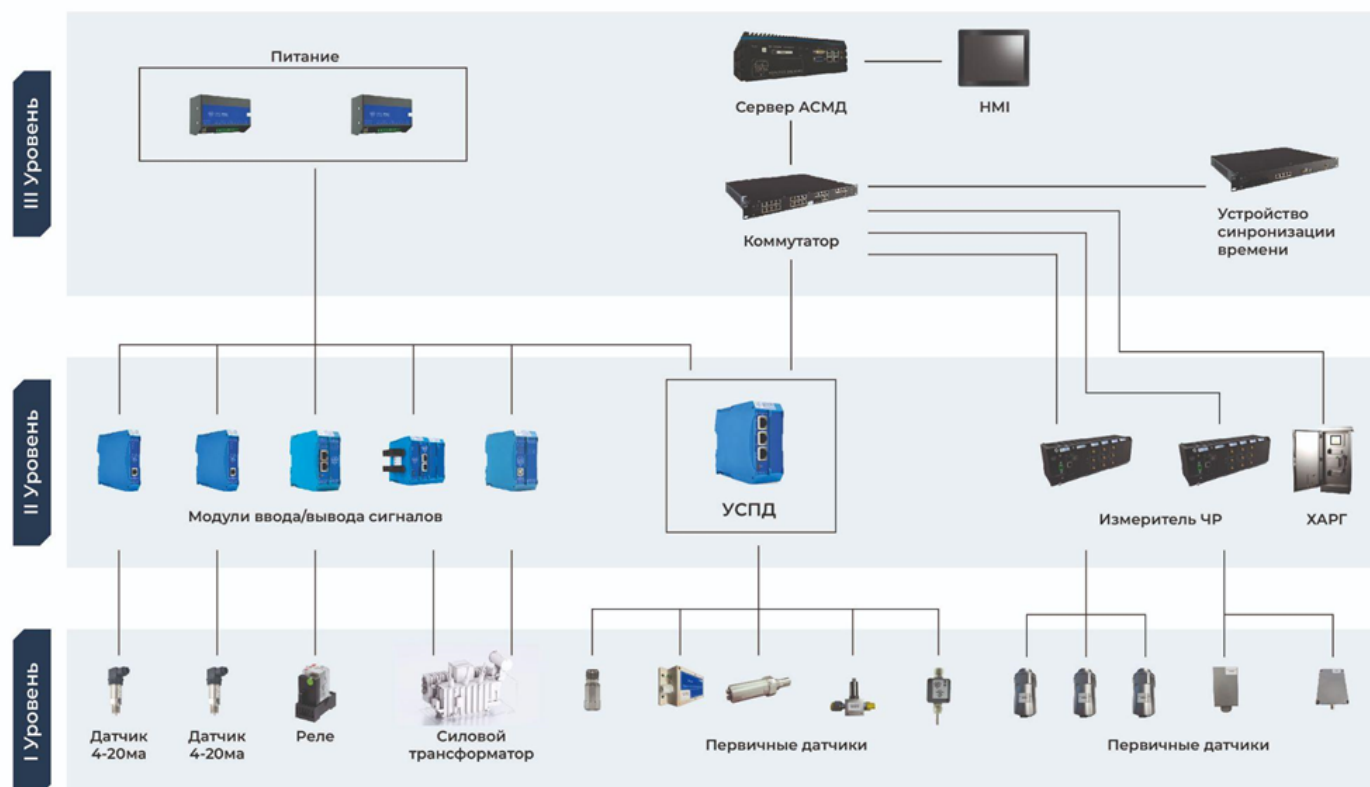
В непосредственной близости от силового оборудования устанавливаются первичные датчики, измеряющие информационные сигналы разной природы.

Сигналы обрабатываются аналитическими моделями, по результатам работы которых в автоматическом режиме делается вывод о состоянии диагностируемого оборудования на текущий момент времени.

Алгоритмы разработаны сотрудниками компании на основе международных стандартов. Ключевой особенностью является интеллектуальная система перекрестного анализа результатов работы аналитических моделей, выдающая сведения о потенциальном месте неисправности диагностируемого оборудования, а также прогнозирующая его остаточный ресурс. Интеграция со смежными системами производится на базе стандартных коммуникационных протоколов с использованием современных технологий информационного обмена – Modbus, МЭК - 60870-5-101/104, МЭК - 61850.



СТРУКТУРНАЯ СХЕМА КОМПЛЕКСА



К **Уровню I** относятся датчики, выполняющие непосредственное измерение диагностических и информационных параметров, в том числе, в составе технических устройств, а также, выходные каналы устройств РЗА и АСУ ТП выдающие сигналы, являющиеся первичными данными для устройств второго уровня АСМД.

Уровень II – является совокупностью устройств, которые обеспечивают сбор и обработку сигналов, полученных от датчиков первого уровня, включая методики косвенных измерений. Средствами второго уровня реализованы следующие функции:

- ▶ математическая обработка принятых сигналов;
- ▶ решение расчетно-аналитических задач;
- ▶ связь с оборудованием уровня III;

Уровень III выполняется в виде единого централизованного ПТК АСМД. Допускается интеграция этого уровня в единую систему АСУ ТП энергообъекта.

На третьем уровне производится:

- ▶ обработка и отображение параметров технического состояния контролируемого оборудования и его компонентов в различных состояниях;
- ▶ функции самодиагностики дистанционного конфигурирования компонентов и проверки исправности аппаратуры нижних уровней АСМД;
- ▶ шлюзовые функции;
- ▶ связь с ресурсами АСУ ТП;
- ▶ передача неоперативной (технологической) информации результатов диагностирования на уровне управления по существующим каналам передачи неоперативной информации;
- ▶ формирование электронной базы результатов измерений и отчетных документов по результатам диагностирования.

Название устройства	Характеристики	Значение
TOPAZ TM PM7	Диапазон измерения каналов тока, А: - измерительные трансформаторы - защитные трансформаторы Диапазон измерения каналов, В	от 0,01 до 50 от 0,05 до 200 от 5,75 до 440
TOPAZ TM AIN	Диапазон измерений (DC): - тока, мА - напряжения, В	от 0 до 20, от 4 до 20 от 0 до 10, от 0 до 5
TOPAZ BЧ - 6DB2	Количество каналов регистрации ЧР Кажущийся заряд, пКл	3 или 6 0,1 - 20
TOPAZ DB2	Ток проводимости основной изоляции вводов, ма	0 - 700
TOPAZ CHR	Содержание водорода (H ₂) в масле, % об Содержание метана (CH ₄) Содержание ацетилена (C ₂ H ₂) в масле, % об Содержание этилена (C ₂ H ₄) в масле, % об Содержание этана (C ₂ H ₆) в масле, % об Содержание угарного газа (CO) в масле, % об Содержание углекислого газа (CO ₂) в масле, % об	менее 0,001 0,001 - 0,005 0,005 - 0,05 более 0,05
TOPAZ TM DT	Диапазон измерения температуры, °С	-60 ... +50
TOPAZ DLF	Кажущийся заряд (КРУЭ), пКл	5 - 1000
TOPAZ DUHF	Кажущийся заряд (КРУЭ), пКл	5 - 1000
TOPAZ DSF6-TPH	Диапазон измерения давления, кПа Плотность элегаза, кг/м ³ Температура, °С	0 - 1200 0 - 100 -40 ... +60

Все оборудование трехуровневой структуры от датчиков до серверов является разработкой компании.

Наша компания является разработчиком семейства продуктов программного обеспечения, направленного на автоматизацию технологических процессов в электроэнергетике и промышленности, накопленный нами опыт позволяет быть уверенными в конечном результате.

В рамках решения задач диагностики силового трансформатора реализованы ряд математических моделей – подсистем, каждая из которых отвечает за диагностику отдельных аспектов эксплуатации оборудования.

ПОДСИСТЕМЫ АСМДТ

1. Временные превышения напряжения по сторонам контролируемого объекта	Анализ и регистрация в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3 при длительности превышений 20 с.
2. Мощность контролируемого оборудования	Постоянный расчет активной и реактивной мощности, $\cos$ по сторонам контролируемого объекта.
3. Температура наиболее нагретой точки обмотки	Постоянный расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки Т по данным температуры верхних слоев масла (измеренной датчиком) и нагрузки в соответствии МЭК 60076 - 7.
4. Содержание влаги в изоляции	Преобразование данных относительного влагосодержания масла в абсолютное. Расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева. Определение температуры закипания, запас по температуре закипания.
5. Старение изоляции. Прогноз старения и общего износа	Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения и общего износа (МЭК 60076-7).
6. Состояние и эффективность системы охлаждения	Расчет температуры верхних слоев масла по МЭК 60076-7 и сравнение ее с фактической. Непрерывный контроль режима работы системы охлаждения (уровней охлаждения), электродвигателей маслонасосов и вентиляторов.
7. Состояние устройства РПН	Расчет перепада температур масла в основном баке и баке контактора РПН. Определение механического и электрического износа контактов.
8. Оценка состояния изоляции вводов	Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкости их изменения).
9. Внутренние потери в трансформаторе	Расчет внутренних потерь активной части трансформатора.

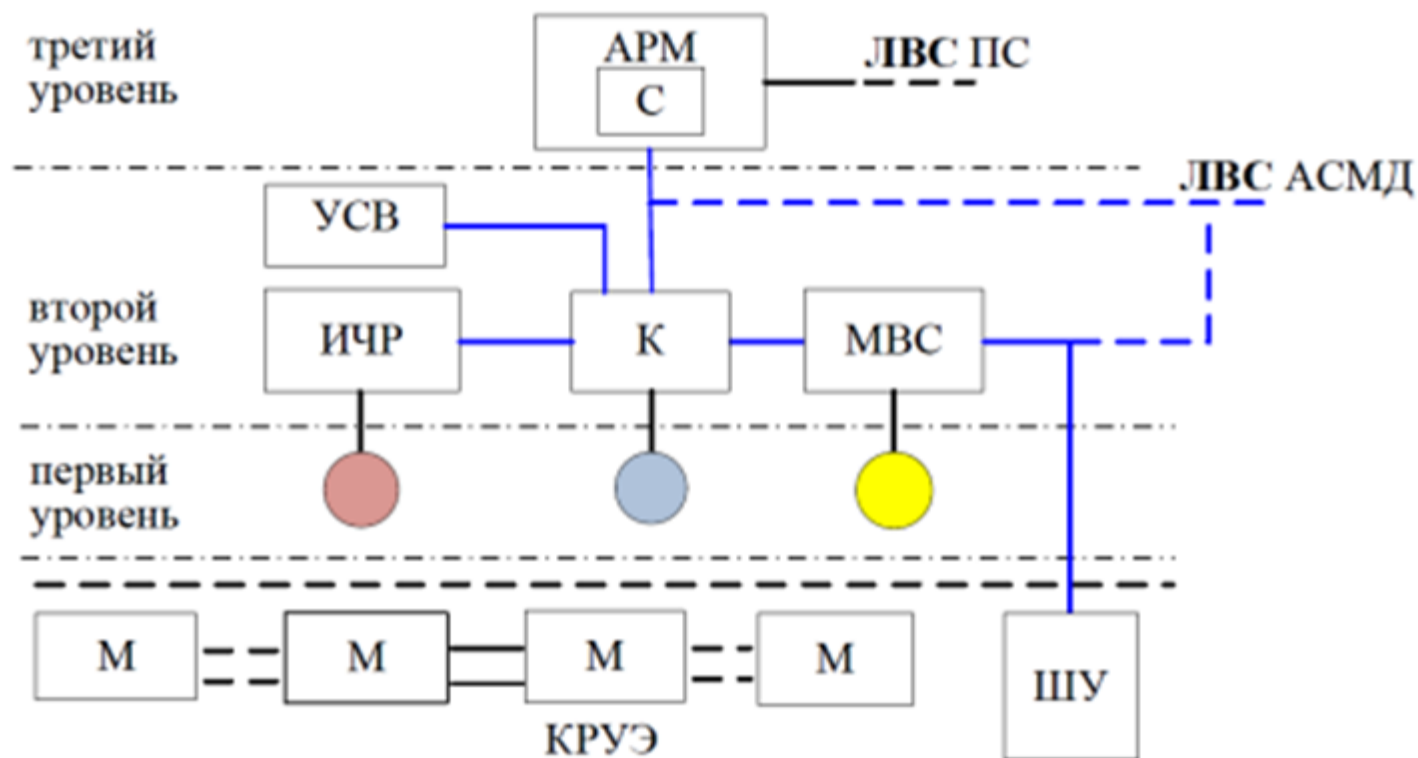
10. Расчет ЧР и построение частотных характеристик	Расчет кажущегося заряда и энергии единичного ЧР. Построение амплитудно-фазных, амплитудно-временных диаграмм с определением степени опасности типа дефекта источников ЧР.
11. Нагрузочная способность трансформатора	Расчет нагрузочной способности трансформатора по МЭК 60076-7, МЭК 60076-2 в том числе выдача времени возможной работы до достижения предельных параметров при текущей нагрузке и режима работы системы охлаждения. Допустимые величины и время перегрузки без ущерба для общего срока службы.
12. Комплексная оценка состояния оборудования	Комплексная оценка технического состояния силового оборудования на «текущий» момент эксплуатации. Расчет индекса технического состояния контролируемого оборудования с учетом критериев оценки, определенных Приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении оценки технического состояния технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей». Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований СТО 34.01-23.1-001-2017.
13. ХАРГ	На основе непрерывного мониторинга содержания примесей газа в масле силового трансформатора, получаемых от хроматографа, делается вывод о виде текущей неисправности трансформатора. Реализованы методики: • Дюваля • Роджерса • МЭК 60599 • Дорненбурга • РД-153-34.0-46.302-00
14. Вибродиагностика	Производится оценка виброизмерений, получаемых от нескольких датчиков, установленных на корпусе трансформатора. Оценивая изменение показателей вибрации силового оборудования с течением времени можно делать вывод об ухудшении конструктивных характеристик.

В рамках решения задач диагностики КРУЭ реализованы ряд математических моделей – подсистем, каждая из которых отвечает за диагностику отдельных аспектов эксплуатации оборудования.

1. Временные превышения напряжения по сторонам контролируемого объекта	Анализ и регистрация в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3.
2. Расчет ЧР и построение частотных характеристик	Расчет кажущегося заряда и энергии единичного ЧР. Построение амплитудно-фазных, амплитудно-временных диаграмм с определением степени опасности типа дефекта источников ЧР.
3. Оценка состояния изоляции вводов	Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкость и их изменения, ЧР).
4. Состояние элегаза	Расчет параметров элегаза (плотность, наличие примесей, давление, влажность, утечка) (МЭК 60480).
5. Контроль ресурса выключателя	Оценка механического и коммутационного ресурса силовых выключателей ячеек КРУЭ.
6. Комплексная оценка состояния оборудования	Комплексная оценка технического состояния силового оборудования на «текущий» момент эксплуатации. Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований СТО 34.01-23.1-001-2017.

СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ КРУЭ 220 кВ ПО СХЕМЕ ЗН





М - модули КРУЭ

ШУ - шкаф управления

К - коммутатор

ИЧР - измеритель частичных разрядов

С - сервер

МВС - модуль вывода сигналов

ЛВС - локально-вычислительная сеть

АРМ - автоматизированное рабочее место инженера

 - датчик ЧР

 - датчик температуры

 - устройство контроля плотности элегаза

УВС - устройство синхронизации времени



