

Принципы построения систем мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше и мощностью 25 000 кВА и выше

Бедерак Я.С., инженер, ОАО «Азот» г. Черкассы

Богатырев Ю.Л., инженер, ООО «ДАТОС ЛТД» г. Киев

Наиболее эффективным средством повышения надежности работы силовых трансформаторов, осуществляющих обеспечение электрическими мощностями важного технологического оборудования, является внедрение методов и средств оперативной диагностики. Целью внедрения этих средств является обеспечение эксплуатирующего персонала информацией о:

- текущем техническом состоянии трансформаторов, причинах и дефектах, обусловивших ухудшение состояния всего трансформатора;

- остаточном, на данный момент времени, ресурсе работы трансформаторов на подстанции, т.е. как долго еще возможна их безаварийная эксплуатация при выявленных и развивающихся дефектах;

- эффективности и срокам проведения ремонтных работ, которые должны быть применены к данному оборудованию для поддержания его безаварийной эксплуатации [1].

Все эти три вопроса неразрывно связаны между собой, но наиболее сложной и основополагающей является задача оперативного определения текущего технического состояния трансформаторов.

Для решения этих основных задач и применяются системы мониторинга силовых трансформаторов.

Следует отметить, что уровни систем диагностики и мониторинга могут отличаться существенно в зависимости от рассмотренных выше вопросов. Уровень системы диагностирования определяется количеством диагностических параметров, используемых в системе. Для технического диагностирования оборудования класса изоляции 110 ... 154 кВ эффективным является применение уровня системы диагностики с ограниченным числом диагностических параметров. Например, система диагностики трансформатора 110 кВ может ограничиться достаточно малым числом диагностических параметров – около 7 ... 8 [2].

Для силовых трансформаторов 330 кВ и выше энергоснабжающих организаций целесообразно внедрять системы мониторинга с начала эксплуатации. В трансформаторах напряжением 220 кВ и ниже нецелесообразно внедрять сначала эксплуатации силового трансформатора такие системы. На наш взгляд необходимо разрабатывать системы мониторинга тогда, когда такие трансформаторы почти выработали нормативный ресурс или имеются проблемы с их состоянием.

В настоящее время разработано значительное количество типов систем мониторинга [3], но системы мониторинга заграничного производства (типа FARADAY tMEDIC фирмы GE Energy, система мониторинга фирмы «Стерлинг Групп» и т.п.) надежны, но стоимость их значительна и рассчитаны они преимущественно на силовые трансформаторы классом напряжения 330 кВ и выше.

Целесообразно на силовой трансформатор классом напряжения 220 или 110 кВ установить систему мониторинга блочно-модульной конструкции по согласованию с заказчиком, которая будет обеспечивать надежную и безаварийную эксплуатацию силового трансформатора.

Разрабатываемые системы диагностики реализуются в основном в виде стационарных локальных систем расширенного мониторинга параметров трансформатора, в которых диагностирование – одна из функций мониторинга. Это вызвано тем, что ранее спроектированные и введенные в эксплуатацию подстанции не имеют собственной АСУТП. Мы считаем, что все оборудование подстанций 35 ... 154 кВ, выработавших свой ресурс, должно быть оснащено подсистемами расширенного мониторинга с полным набором первичных датчиков, программных и технических средств для сбора диагностической информации и интеграции в АСУТП. В правильно организованной АСУТП подстанции подсистема расширенного мониторинга не должна иметь собственных технических средств верхнего уровня – она интегрируется в АСУТП подстанции и использует для этих целей единые подстанционные средства визуализации, архивирования и документирования. Верхним уровнем собственно подсистемы мониторинга и диагностирования состояния оборудования в этих решениях являются программные средства их интеграции в АСУТП. Следовательно, разрабатываемые и внедряемые локальные системы расширенного мониторинга должны обеспечивать возможность

интегрирования в АСУТП без существенных доработок. В этом случае замена отдельных единиц оборудования на подстанции и/или расширение номенклатуры первичных датчиков требует модернизации только нижнего уровня подсистемы мониторинга и, незначительно, верхнего. При этом для обеспечения нормальной работы среднего и верхнего уровней расширенного мониторинга требуется выполнить штатные процедуры конфигурирования и ввода новых параметров.

Стационарная система контроля технического состояния трансформаторов должна поставляться вместе с новым трансформатором или монтироваться на трансформаторе, находящемся в эксплуатации, в процессе модернизации системы защиты и диагностики.

Стационарная система мониторинга технического состояния трансформатора устанавливается на самых больших и ответственных трансформаторах, имеющих высокую стоимость (мощность), или обслуживающих наиболее ответственных потребителей электроэнергии на предприятии. Дополнительной причиной, по которой на трансформаторе монтируется стационарная система контроля и расширенного мониторинга, может служить наличие проблем в изоляции силовых трансформаторов. Поэтому наличие системы расширенного мониторинга позволит или увеличить межремонтный период капремонта трансформатора, или вывести его вовремя в ремонт, не допустив аварии и разрушения трансформатора.

Рассчитаем экономическую эффективность систем мониторинга силовых трансформаторов.

За рубежом – по данным СИГРЭ, к системам расширенного мониторинга (СРМ) подходят с позиции, что СРМ предотвращает большинство отказов электрооборудования. Другие экономические преимущества рассматриваются с учетом специфики предприятия или ситуации.

Этот подход определяет стратегическую выгоду, основанную на возможности предотвратить большинство отказов. Исключение побочного ущерба также является частью стратегической выгоды.

Для расчета уменьшения степени отказа при применении СРМ под рабочим напряжением должно быть учтено значение степени обнаружения большинства

дефектов. Это значение сложно рассчитать, т.к. только мониторинг значительного числа единиц оборудования в течение нескольких лет может дать достоверный результат. Поэтому сейчас может быть сделана только приблизительная оценка, основанная на опыте применения СРМ в Германии.

При продолжительном наблюдении выделения растворенных в трансформаторном масле газов при дефектах, ускорения старения из-за повышенного влагосодержания масла или аномального нагрева в результате дефектов охлаждающей системы, представляется реальным величина степени определения дефектов активной части в 70 %. Из оценки внутреннего давления масла и определение раннего старения следует, что степень обнаружения дефектов в маслonaполненных вводах составляет примерно 80 %. Благодаря интенсивному контролю в РПН механических и электрических параметров степень обнаружения дефектов РПН составляет около 75 %.

СРМ на базе термической модель, выдает предупреждение в случае возникновения проблем с системой охлаждения (т.е. отказ вентиляторов и маслонасосов, загрязнение охладителей). Степень определения дефектов – более 95 %.

Таблица 1 – Степень повреждения силовых трансформаторов в Германии

Класс напряжения ВН силового трансформатора, кВ	Число единиц	Показатель отказа, f
245	419	1,19 %

Таблица 2 – Причины отключения с простоем более 1 дня и степень определения всесторонней СРМ

Компонент	Риск каждого компонента, r_n	Степень определения дефекта, d_n
Обмотка + сердечник	35%	70%
РПН	40%	75%
Ввод	14%	80%
Вспомогательные устройства	5%	100%

Общую вероятность P_{tot} обнаружения приближающегося отказа системой мониторинга на силовых трансформаторах классом напряжения 245 кВ можно рассчитать умножая показатель отказа (f) в год (Табл. 1), риск каждой части (r_n) и степень обнаружения каждой части (d_n) из Табл. 2:

$$P_{tot} = f \cdot \sum_n (r_n \cdot d_n) = 0,85\% .$$

Т.е. СРМ под рабочим напряжением на силовых трансформаторах 245 кВ может уменьшить число отказов от 1,19 %/год до 0,85 %/год.

Для расчета экономии от предотвращении отказа данная вероятность должна быть умножена на затраты в результате отказа. Эти затраты (капремонт, частичная перемотка) принимаются равными половине стоимости нового трансформатора (C_{HT}). Ежегодная экономия тогда будет равной:

$$S = P_{tot} \cdot E_{mul} = 0,85\% \cdot 0,5 \cdot C_{HT} / год = 0,42\% \cdot C_{HT} / год ,$$

где E_{mul} – затраты случае отказа.

Зависящая от возраста и условий работы трансформатора предположительная степень отказа может быть выше при увеличении экономии. Принимая во внимание только экономию средств в результате предотвращения большинства отказов (P_{tot}), может быть выполнен анализ затрат и результатов от работы СРМ. На основе предположения, что полезный ожидаемый срок службы СРМ составляет 10 лет, экономия S равна:

$$S_{10лет} = P_{tot} \cdot E_{mul} \cdot 10лет = 4,2\% \cdot C_{HT} \cdot C_{HT}$$

Т.е. в течение 10 лет позволяет сэкономить 4,2% от стоимости нового трансформатора. Это положение не зависит от стратегической важности трансформатора. Произведенный расчет сделан без учета побочного ущерба и экономии в результате ремонта по состоянию, который пригоден для всего парка трансформаторов, соответственно финансовая выгода окажется выше.

По официальным данным, опубликованным на сайте фирмы «Вибро-Центр», г. Пермь, Россия стоимость подсистемы контроля технического состояния

трансформаторного оборудования составляет около \$ 60 тыс. (без учета стоимости привязки подсистемы к трансформаторному оборудованию, монтажа и пусконаладки). Стоимость трансформатора напряжением 110 кВ и мощностью 80 000 кВА составляет порядка \$ 2 млн. в ценах 2008 г., т.е. затраты на обеспечение силового трансформатора системой расширенного мониторинга составляют 3 %, что является экономически выгодным и целесообразным в рамках расчетов сделанных выше в сопоставимых данных.

Система расширенного стационарного мониторинга, по определению, базируется на результатах проведения совокупности «on-line» тестов, выполняемых на работающем трансформаторе в автоматизированном режиме. Результаты тестов, выполняемых в режиме «off-line» могут быть использованы встроенными алгоритмами системы мониторинга, однако актуальность таких тестов невелика, т.к. они проводятся, обычно, раз в несколько лет.

Оперативные диагностические заключения стационарной системы мониторинга определяются эффективностью реализованных в ней автоматизированных экспертных алгоритмов. Чем более продуманной и совершенной является встроенная экспертная система, тем выше достоверность оперативной информации о текущем техническом состоянии контролируемого трансформатора. Глубина предлагаемых системой расширенного мониторинга рекомендаций может быть различной, от простой регистрации превышения параметрами пороговых значений, до достаточно обоснованных предложений по стратегии проводимых ремонтных работ.

Считаем, что современная система расширенного мониторинга силовых трансформаторов (далее – Система) должна посредством мониторинга: частичных разрядов (ЧР) согласно IEC 60270 – 2000-12. «Методы высоковольтных испытаний – измерение частичных разрядов» [4], токов трех фаз трансформатора (сторона ВН или НН) – I_{ϕ} , напряжения трех фаз, (сторона ВН и НН) – U_{ϕ} , токов проводимости вводов – I_{II} , токов нулевой последовательности – I_0 , температуры верхней и нижней части бака трансформатора (t_B и t_H соответственно), влажности H и температуры t окружающего воздуха, токов утечки – I_V , регистрации химического состава растворенных в трансформаторном масле газов: (H_2 – водород, CH_4 – метан,

CO₂ – углекислый газ, C₂H₆ – этан, C₂H₄ – этилен, C₂H₂ – ацетилен, CO – окись углерода, O₂ – кислород), записи измеренных выше величин в базу данных (БД) и оригинального математического аппарата рассчитывать: величину тангенса угла потерь вводов $tg(\delta)$ и величины их емкости C_1 , деформацию обмоток трансформатора на основе оперативного расчета параметра Z_k после электродинамических воздействий на обмотки трансформатора и уточнять «образы дефектов» по результатам регистрации растворенных газов и влаги в трансформаторном масле.

Сохраненные в БД результаты мониторинга указанных параметров, т. е. обработанные по специальным алгоритмам данных, обеспечивают оперативную диагностику вышеуказанного оборудования и прогнозирование остаточного ресурса силовых трансформаторов.

Все эти измерения делаются под рабочим напряжением, т.е. 110, 35 и 6 кВ.

Структура программно-технического комплекса автоматизированной системы мониторинга имеет открытую трехуровневую архитектуру, как по каналам связи, так и программно-аппаратному обеспечению и позволяет расширять функциональные возможности Системы путем добавления новых датчиков, интеллектуальных контроллеров, алгоритмов обработки сигналов и диагностирования новых объектов.

Программно-технический комплекс типовой Системы состоит из 3-х уровней [5]:

Первый уровень (I) – верхний уровень Системы. Организован как подсистема на базе стационарной рабочей станции, выполненной на базе компьютера в промышленном исполнении, дисплея, клавиатуры, источника бесперебойного питания, промышленной локальной сети на базе интерфейса RS-485 (протокол ModBus).

Второй уровень (II) – нижний уровень Системы. Организован на базе интеллектуальных контроллеров-сборщиков данных с датчиков установленных на: трансформаторах. В подсистемах имеются реле «Готовность», «Тревога» и «Предупреждение». Контакты реле, включенные в соответствующие цепи, позволяют организовать немедленное оповещение персонала и отключение

оборудования в случае их срабатывания по аварийным «уставкам». Контакты реле – «гальванически развязанные». Территориально распределенные подсистемы нижнего уровня объединены с подсистемой верхнего уровня по локальной промышленной сети на базе интерфейса RS-485 (протокол ModBus).

Применение термина «интеллектуальные» вызвано тем, что в этих устройствах имеются свои процессоры, память, порты связи и простейшие дисплеи. Кроме этого, в этих контроллерах происходит обработка сигналов: усиление, нормирование, цифровое преобразование и фильтрация. Алгоритмы, записанные в память контроллера, производят выделение полезного сигнала и «отсев» шумов. По введенным «уставкам» в этих приборах срабатывает реле защиты, что дает право применять термин «интеллектуальные». Применяя термин «контроллер» мы подчеркиваем, что это устройство может работать самостоятельно, под управлением собственного ПО.

Сохраняемые в памяти контроллеров архивы событий и данных, глубиной в два года, позволяет проводить оперативную диагностику и прогноз ресурса объектов диагностирования на верхнем (первом) уровне Системы. Кроме наличия в контроллерах оперативной памяти в них записаны специальные алгоритмы позволяющие производить расчет характеристик ЧР: привязку по фазе, PDI , Q_{02} , времени t_H , спектрального анализа; выделения гармоник I_V ; управление изменениями величин «уставок» и срабатыванием реле по их уровням: «норма», «предупреждение», «тревога».

Каждый контроллер связан с верхним уровнем по протоколу ModBus RTU (интерфейс RS-485). Поэтому понятие «интеллектуальный» вполне применимо к применяемым в Системе контроллерам. С целью обеспечения надежности Системы все контроллеры представляют собой автономные системы, т.е. если откажет **I** (верхний) уровень Системы, контроль состояния оборудования будет обеспечен **II** (нижним) уровнем.

Третий уровень (III) – уровень датчиков, установленных стационарно на конкретном силовом и высоковольтном оборудовании подстанции.

Приведем упрощенный вариант решения контроля состояния силовых трехфазных понижающих трансформаторов мощностью 25 000 ... 80 000 кВА.

Силовой трехфазный понижающий трансформатор на рабочие напряжения 110/35/6 кВ, мощностью 25 000 кВА обслуживается подсистемами (контроллерами) **TIM-3** и **TRANSFIX 1.6**.

Упрощенная схема с установленными датчиками на трансформаторе показана на рис. 1.

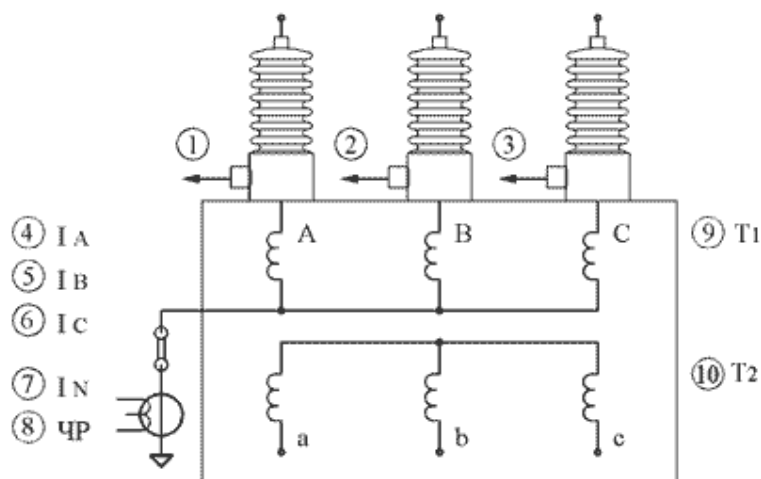


Рисунок 1 – Упрощенная схема контроля силового трансформатора

Объекты диагностирования и контроля в трансформаторе [5]:

- ввода 110 кВ, параметры: $C1$, $tg(\delta)$, изоляция – PDI , Q_{02} (основывается на датчиках контроля ЧР 1, 2, 3, 8 (см. рис.1.);

- изоляция главных обмоток: PDI , Q_{02} (основывается на датчиках 1, 2, 3, 8), контроль концентраций газов: H_2 , CH_4 , CO_2 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , O_2 ; влаги в масле (контроль концентраций газов выполняет устройство «**TRANSFIX 1.6**»);

- форма обмоток, параметры: ток в нейтрали I_N , несимметрия сопротивления обмоток (выполняется на датчиках тока в нуле обмотки ВН трансформатора), ток в фазах обмотки ВН (датчики тока 4, 5, 6, подключенные к вторичной обмотке встроенного трансформатора тока 110 кВ);

- система охлаждения трансформатора: параметры T_1 , T_2 – температура верхней и нижней части бака трансформатора (датчики температуры 9 и 10).

Контролируемые параметры и используемые методы контроля приведены в таблице 3.

Таблица 3

Контролируемый параметр	Используемый метод контроля
Состояние главной изоляции	Измерение и анализ ЧР в изоляции трансформатора. Выявление типа дефекта, корреляция интенсивности ЧР и типа выявленного дефекта с данными хроматографии.
Контроль состояния вводов	Контроль токов проводимости вводов. Отключение трансформатора при возникновении предаварийной ситуации, контроль ЧР.
Контроль сопротивления обмоток фаз	Измерение и анализ тока в нейтрали трансформатора. Выявление несимметрии сопротивлений обмоток, возникающей при нарушении формы обмоток после воздействия токов КЗ.
Контроль работы системы охлаждения	Контроль разницы температур верхней и нижней части бака трансформатора, с учетом нагрузки и температуры окружающей среды.

Датчики климата устанавливаются в непосредственной близости от объекта для контроля температуры и влажности окружающего воздуха в районе объекта диагностирования.

Подсистема для контроля концентраций газов **TRANSFIX 1.6** (возможно применять также устройство **Hydran**).

Назначение подсистемы **TRANSFIX 1.6** – выделение из трансформаторного масла растворенных газов методом фотоакустической спектроскопии для анализа растворенных газов (АРГ).

Подсоединение подсистемы **TRANSFIX 1.6** к бакам трансформаторов для отбора проб масла для АРГ выполняется с помощью трубок из нержавеющей стали диаметром ¼".

Упрощенная схема устройства **TRANSFIX 1.6** с набором трубок для подключения к трансформатору показана на рис. 2.

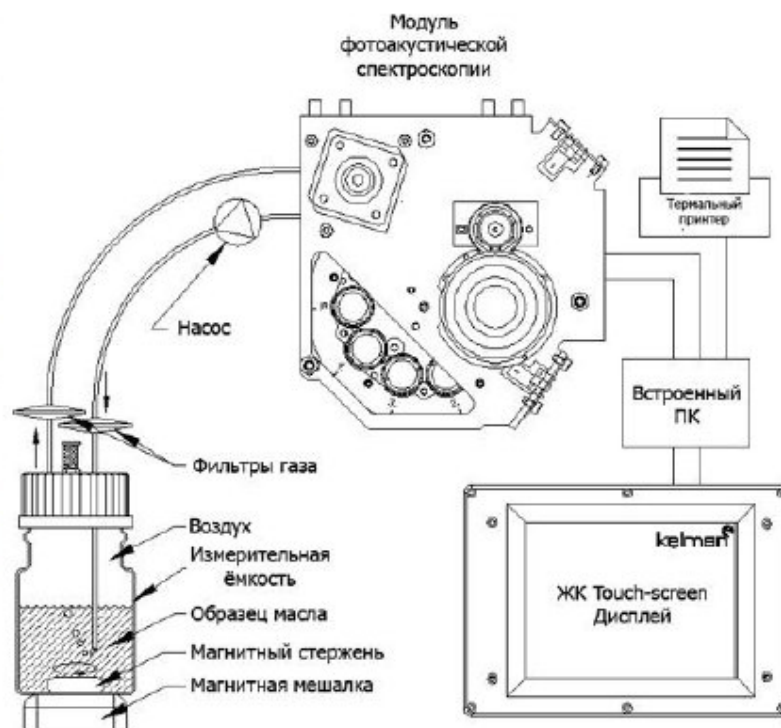


Рисунок 2 – Упрощенная схема устройства **TRANSFIX 1.6**

Датчики наружной температуры необходимы для контроля температуры окружающего воздуха в районе объекта диагностирования.

Отдельная подсистема **TRANSFIX 1.6** совместно с контроллером (подсистемой) **TIM-3** работают через базу данных прикладного программного обеспечения (БД ППО) на верхнем уровне Системы. Методы диагностирования посредством параметров измеренных контроллером **TIM-3** объединяются с методами диагностирования посредством параметров измеренных контроллером **TRANSFIX 1.6** в ППО верхнего уровня и диагностический процессор «выдает» объединенную диагностическую справку, а подсистемы **TRANSFIX 1.6** и **TIM-3** формируют также сигналы контроля через релейные контакты.

Трансформатор представляет собой сложную конструкцию, состоящую из нескольких обмоток с различного типа изоляцией, изоляцией магнитной системы, изоляцией вводов.

Диагностика основана на измерениях характеристик ЧР, ёмкости вводов ($C1$), тангенса угла диэлектрических потерь ($tg(\delta)$), изменения комплексной проводимости изоляции вводов, газохроматографическом анализе растворенных в

масле газов и содержания влаги. Согласно введенным в действие в России с 01.06.2006г. «Методические указания по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов МУ 0634-2006» предлагают следующие критерии оценки состояния электрооборудования:

<i>Норма</i>	<i>Норма со значительными отклонениями</i>	<i>Ухудшенное состояние</i>	<i>Предаварийное состояние</i>
---------------------	---	--	---

На оценку состояния влияют развивающиеся в трансформаторе дефекты.

Выявляемые на ранних стадиях дефекты:

в трансформаторе:

- 1) Разрушение маслбарьерной изоляции в баке;
- 2) Состояние изоляции обмоток каждой фазы А, В, С;
- 3) Дуга в масле, твердая изоляция не затронута;
- 4) Термическое разложение масла;
- 5) Термическое разложение маслбарьерной изоляции;
- 6) Пиролиз* целлюлозной изоляции;
- 7) Пиролиз масла.

во вводах трансформатора:

- 1) старение масла и бумаги остова;
- 2) зауглероживание поверхности фарфоровой юбки изолятора.

*Пиролиз (от греч. πυρ - огонь, жар и lysis - разложение, распад) — термическое разложение органических соединений (нефтепродуктов, и прочего) без доступа воздуха.

Аварии вводов часто происходит из-за частичного перекрытия слоев из металлической фольги, используемой для регулировки электрического поля внутри ввода. Такие частичные перекрытия не приводят к полному отказу ввода, однако увеличиваются от слоя к слою до тех пор, пока напряженность электрического поля на оставшихся обкладках не увеличится настолько, что это приведет к полному пробое изоляции ввода. Если возникает частичное перекрытие одного слоя, то емкость ввода увеличится в соответствии с таблицей 4 на ΔС.

Таблица 4 – Значение ΔC при перекрытии одной обкладки для маслонеполненных вводов.

Напряжение, кВ	Число обкладок	ΔC , %
123	28	3,6
45	42	2,4
400	60	1,7
550	70	1,4

Изменение емкости ΔC ввода может быть обнаружено системой мониторинга сравнением выходного сигнала датчика напряжения со средним значением с других двух фаз. Результат обрабатывается алгоритмом «Усреднение» для устранения небаланса сетевого напряжения и колебаний из-за изменений температуры. Это представляется возможным, т.к. процесс старения – весьма длительный процесс. При превышении значений включается сигнал тревоги.

Возможно выполнить также при помощи систем мониторинга контроль системы принудительного охлаждения и устройства РПН на базе более сложного устройства – контроллера «ТДМ» производства фирмы НВП «Виброцентр» г. Пермь, РФ.

Для решения задачи мониторинга и диагностирования технического состояния трансформаторов с системой охлаждения и РПН возможно применять более развитый контроллер «ТДМ».

Блок – схема системы мониторинга и диагностики технического состояния трансформаторного оборудования на базе устройства «ТДМ» представлена на рис. 3.

Внешний вид стойки, в которой находится I (верхний-) уровня типовой системы мониторинга с рабочей станцией показан на рис. 4.

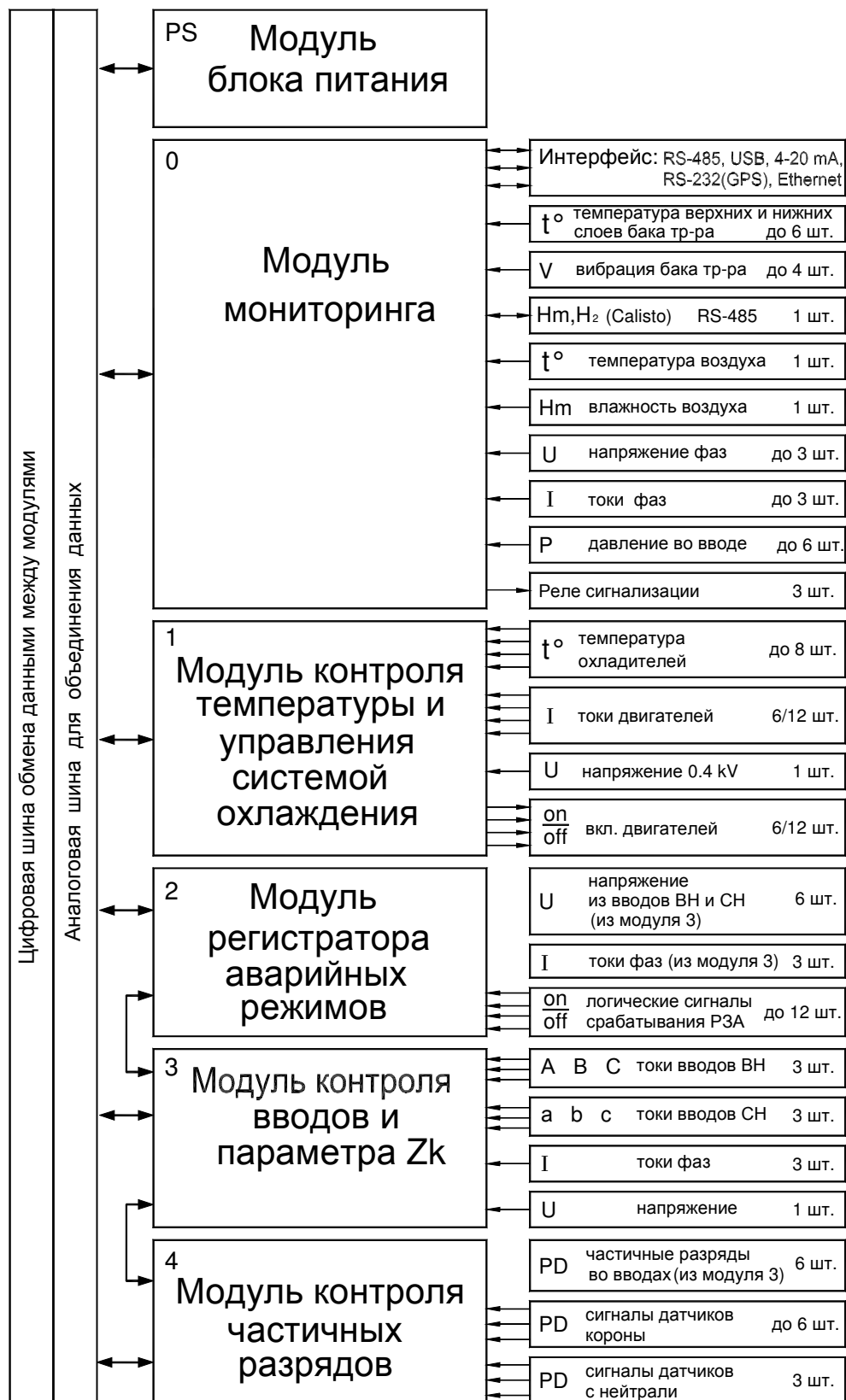


Рисунок 3 – Блок-схема системы мониторинга и диагностики технического состояния трансформаторного оборудования на базе устройства «TDM»

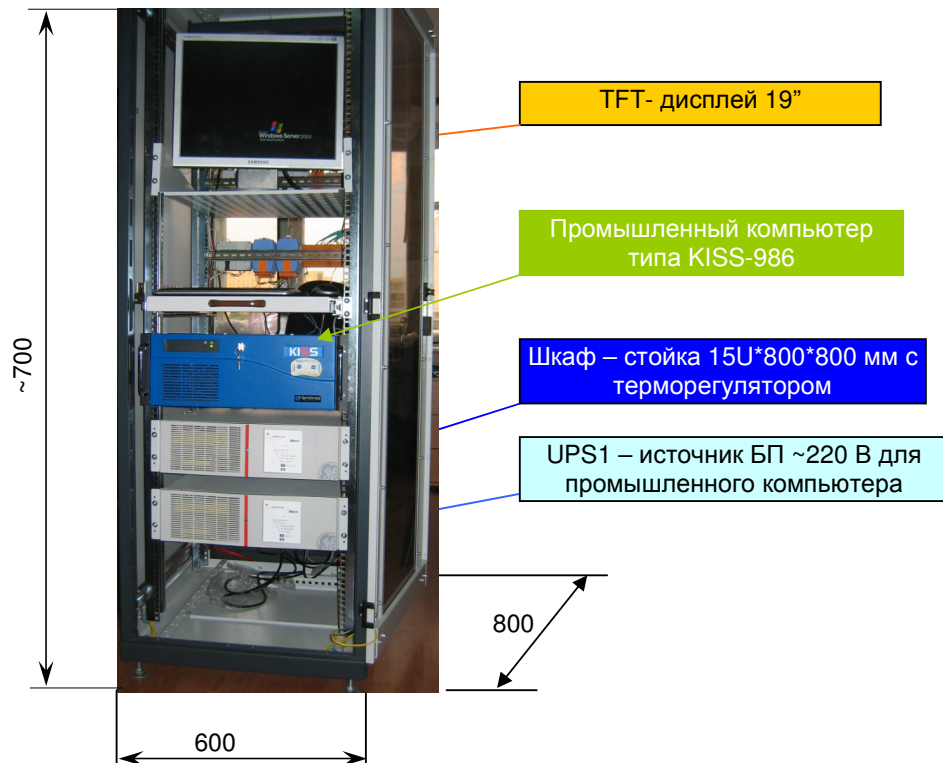


Рисунок 4 – Внешний вид стойки верхнего уровня с рабочей станцией типовой системы мониторинга

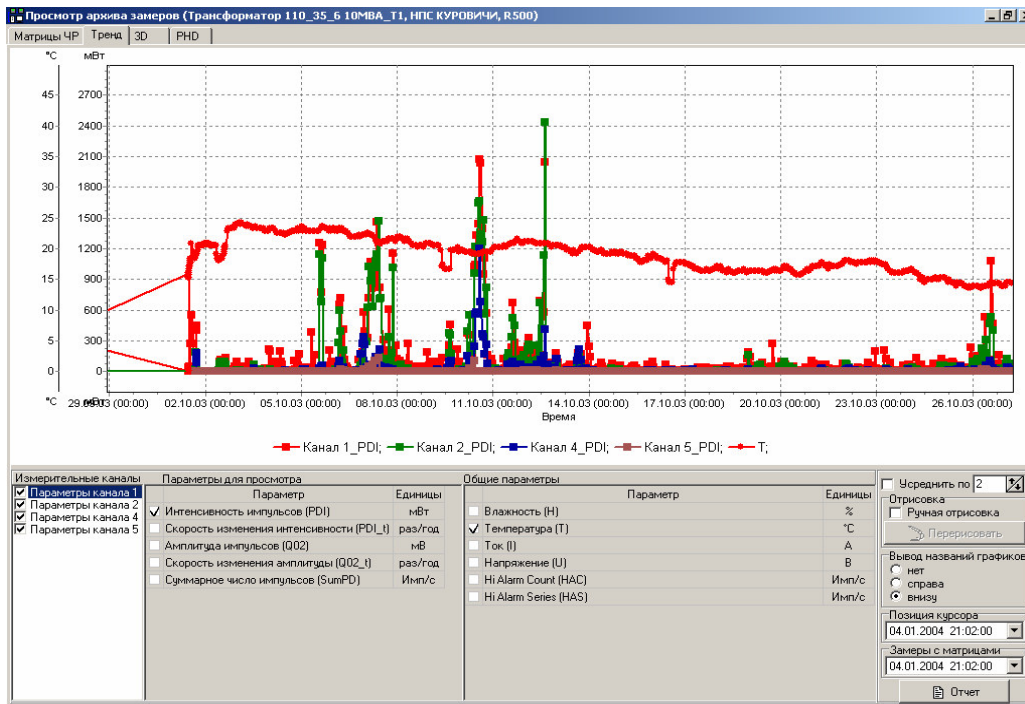


Рисунок 5 – Пример отображения одного из параметров технического состояния трансформатора

Для оценки состояния маслonaполненного оборудования и идентификации аномального состояния используются следующие стандартные газы [6]:

H_2 – водород;

CH_4 – метан;

C_2H_6 – этан;

C_2H_4 – этилен;

C_2H_2 – ацетилен;

CO – окись углерода;

CO₂ – двуокись углерода;

O₂ – кислород;

N₂ – азот.

В таблице 5 приведены основные причины образования стандартных газов в трансформаторном масле.

Таблица 5

Газы	Характеристика состояния
H_2	ЧР малой энергии Специфический газ при воздействии температуры (особенно на масло, приготовленное методом гидроочистки)
C_4H_8 бутен-1	По данным ИОХ АН России -ключевой газ при температуре 200-300 ⁰ С, может составлять свыше 90% от общего количества газов
C_3H_6 C_2H_6 CH_4	Ключевые газы при пиролизе масла при 300-500 ⁰ С
C_2H_4	Симптом перегрева выше 500 ⁰ С; возможно образование углерода
C_2H_2	Возникновение перегрева с температурой 800-1200 ⁰ С (сопровождается выделением этилена и других углеводородов); Образование пузырьков газа; Сильные разряды или дуга в масле (сопровождается выделением водорода)
CO	Пиролиз целлюлозной изоляции
CO ₂	Окисление масла (сопровождается поглощением кислорода)

Оценка состояния трансформаторов по результатам анализа растворенных в трансформаторном масле газов (АРГ).

Нормальное состояние. Новые трансформаторы

В соответствие с требованиями стандартов в трансформаторе нормально не должно быть мест, имеющих температуру свыше 130 °С, а уровень ЧР не должен превышать 300 пКл. Соответственно, в новом трансформаторе должно быть небольшое количество «дефектных» газов.

МЭК 60599-97 характеризует нормальный уровень образования газов в виде ограниченной скорости выделения каждого компонента:

Водород $H_2 < 5$ мл/сутки;

Метан $CH_4 < 2$ мл/сутки;

Этан $C_2H_6 < 2$ мл/сутки;

Этилен $C_2H_4 < 2$ мл/сутки;

Ацетилен $C_2H_2 < 0,1$ мл/сутки;

Окись углерода $CO < 50$ мл/сутки;

Двуокись углерода $CO_2 < 200$ мл/сутки.

Проведенное СИГРЭ обобщение данных заводских испытаний трансформаторов под нагрузкой (так называемый Heat Run Test) подтвердило, что в нормальном оборудовании при рабочих нагрузках выделяется незначительное количество газа. Результаты этих исследований приведены в таблице 6.

Таблица 6

Газы	Результаты испытания 162 бездефектных трансформаторов. Усредненные данные после испытаний
H_2	0,71 ppm
CO	1,59 ppm
CO_2	8,99 ppm
C_2H_2	0,06 ppm
C_2H_4/ C_2H_6	1,59

Нормальное состояние в эксплуатации

Учитывая множественность причин образования газов в эксплуатации, за нормальный уровень принимают значения концентрации газов, наблюдаемых в 90 % нормально работающих трансформаторах либо по экспертной оценке на основании опыта.

Стандарт IEEE [6] устанавливает четыре уровня, позволяющие оценить риск эксплуатации оборудования с неизвестной историей. Кроме предельных концентраций индивидуальных газов, устанавливается также уровень суммы горючих газов (ОГГ)

Состояние 1 – Удовлетворительное;

Состояние 2 – Уровень горючих газов выше нормального; возможно наличие дефекта требуется выяснение;

Состояние 3 – Высокий уровень деградации; вероятно наличие дефекта; требуется дополнительное расследование;

Состояние 4 – Продолжение эксплуатации может привести к повреждению.

В таблице 7 приведены ключевые отношения газов.

Таблица 7

Отношение концентраций газов	Характеристика состояния
$\frac{CH_4}{H_2}$	Частичные разряды
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	Разряды, дуга. Распознавание тепловых и дуговых процессов в контакторе РПН
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Пиролиз масла
$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	Электрические разряды
$\frac{CO_2}{CO}$	Пиролиз целлюлозы; отношение используется при появлении значительных концентраций CO
$\frac{C_2H_2}{H_2}$	Проникновение газов в основной бак из бака контактора РПН
$\frac{N_2}{O_2}$	Поглощение кислорода Нарушение герметичности уплотнений
$\frac{C_4H_8}{\sum C_xH_y + H_2}$	Пиролиз масла при температуре 150-300 ⁰ C

Невозможно провести достоверную диагностику состояния трансформаторного оборудования, основываясь только на параметрах измеренных одинаковых физических величин, например, ЧР. В системе учитываются не только токи нагрузки, ЧР и их производные, но и анализ растворенных газов в трансформаторном масле и его влагосодержание. В идеале необходимо было бы включить в БД и результаты термографирования трансформатора. Эти результаты термографирования сейчас вводятся в БД вручную после их предварительной обработки.

Алгоритм диагностирования и прогноза технического состояния согласно разработкам фирмы «Диакс» г. Москва условно состоит из четырех частей:

1. Формирование БД измеренных под рабочим напряжением параметров;
2. Мониторинг всех заявленных параметров и сравнение их с введенными «уставками»: «Норма», «Норма со значительными отклонениями», «Ухудшенное состояние», «Предаварийное состояние», «Авария».
3. Если один из заявленных измеренных параметров перешел из одного из заявленного состояний в другое, то включается математический аппарат обработки данных из БД: корреляционные функции, параболические или линейные аппроксимации и др. Строится тренд развития. По нему идет выявление развивающихся дефектов и их место возникновения. При этом учитываются методики распознавания дефектов построенных на базе отличных друг от друга физических величинах.
4. Формирование объединенной диагностической справки по силовому трансформатору и прогноз технического состояния по наихудшему параметру.

Системы мониторинга силовых трансформаторов способны также автоматически определять оптимальное число задействованных охладителей для обеспечения требуемой температуры верхних слоев масла при колебаниях нагрузки и температуры охлаждающей среды [7].

Решение этой задачи дает возможность избежать:

- включения избыточного числа охладителей, что дает существенную экономию электроэнергии;
- увеличения вязкости масла и образования излишней влаги при колебаниях температуры, что приводит к снижению ресурса оборудования.

Такие системы позволяют отслеживать режимы работы трансформатора и на основании полученной информации выполнять моделирование тепловых процессов с выдачей рекомендаций по оптимальному управлению охлаждением.

Поддержание одной температуры положительно сказывается на общем состоянии трансформатора и значительно продлевает его срок службы.

Литература

1. Технические средства диагностики: Справочник. Ключев В.В., Пархоменко П.П., Абрамчук В.Е. и др. Под общей редакцией Ключева В.В. — М.: Машиностроение, 1989.
2. Бедерак Я.С., Богатырев Ю.Л. Система мониторинга силовых трансформаторов, журнал «Промэлектро», 2008, №3.
3. Вдовико В.П. Диагностика высоковольтного электрооборудования и эффективность её применения. <http://www.pnpbolid.ru/publish.php>
4. IEC 60270 – 2000-12. «Методы высоковольтных испытаний – измерение частичных разрядов».
5. Богатырев Ю.Л. Роторное и высоковольтное оборудования. Переходим на ТОФС. – Минск: журнал «Энергия и менеджмент», 2008, №1.
6. IEEE Std 1415TM – 2006. "IEEE Guide for Induction Machinery Maintenance Testing and Failure Analysis".
7. Е.Ю. Комков, А.И. Тихонов. Разработка модели управления системой охлаждения силовых трансформаторов.– Москва: журнал «Автоматизация в промышленности», 2008, №8.