

DOI: 10.18721/JEST.27309

УДК 621.314

*А.Е. Монастырский*Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Системы непрерывного мониторинга энергетического оборудования получают в последние годы все более широкое распространение, что обусловлено рядом причин. В первую очередь это определяется существенным постарением парка энергетического оборудования, приводящим к снижению его эксплуатационной надежности. Действительно, для поддержания требуемой надежности "старое" оборудование требует гораздо большее внимание и особенно значительное сокращение периода его контроля. Значительную роль в этом процессе играет цифровизация отрасли. Цифровизация невозможна без использования новейших технологий, к которым относится непрерывный контроль оборудования. Кроме того, цифровизация предполагает сокращение человеческого фактора в эксплуатации на базе более широкого использования компьютерных технологий. В наибольшей степени все это относится к трансформаторному оборудованию. Системы непрерывного мониторинга трансформаторного оборудования начали применяться в конце 80-х годов и к настоящему времени накоплен значительный опыт их разработки и эксплуатации. В работе проанализированы основные принципы построения систем непрерывного мониторинга силовых трансформаторов высших классов напряжения, показана необходимость использования их, особенно для трансформаторов с большим сроком службы, определены требования, предъявляемые к этим системам, приведены параметры, которые необходимо контролировать этими системами. В качестве примера системы непрерывного мониторинга описана система СКИТ, разработанная в Санкт-Петербургском политехническом университете Петра Великого, которая внедрена и проходит промышленную эксплуатацию на ряде энергетических объектах.

Ключевые слова: непрерывный мониторинг, силовые трансформаторы, принципы построения, необходимые параметры, основные требования к системам.

Ссылка при цитировании:

Монастырский А.Е. Современные системы мониторинга технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов // *Материаловедение. Энергетика.* 2021. Т. 27, № 3. С. 97–108. DOI: 10.18721/JEST.27309

Эта статья открытого доступа, распространяемая по лицензии CC BY-NC 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

*А.Е. Monastyrskiy*Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University,
St. Petersburg, Russia

MODERN SYSTEMS FOR MONITORING THE TECHNICAL CONDITION OF POWER OIL-FILLED TRANSFORMERS

Continuous monitoring systems for power equipment have become more and more widespread in recent years, due to a number of reasons. First of all, this is determined by a significant aging of the power equipment park, which leads to a decrease in its operational reliability. Indeed, to maintain

the required reliability, “old” equipment requires much more attention and especially a significant reduction in the period of its monitoring. The digitalization of the industry plays a significant role in this process. Digitalization is impossible without the use of the latest technologies, which include continuous monitoring of equipment. In addition, digitalization implies a reduction in the human factor in operation based on the wider use of computer technology. To the greatest extent, all this applies to transformer equipment. Systems for continuous monitoring of transformer equipment began to be used in the late 80s and by now, considerable experience has been accumulated in their development and operation. The paper analyses the basic principles of constructing systems for continuous monitoring of power transformers of higher voltage classes, shows the need to use them, especially for transformers with a long service life, defines the requirements for these systems, gives the parameters that need to be monitored by these systems. As an example of a continuous monitoring system, the authors describe SKIT system developed at Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. SKIT has been introduced and is being commercialized at a number of energy facilities.

Keywords: continuous monitoring, power transformers, construction principles, required parameters, basic requirements for systems.

Citation:

A.E. Monastyrskiy, Modern systems for monitoring the technical condition of power oil-filled transformers, *Materials Science. Power Engineering*, 27 (03) (2021) 97–108, DOI: 10.18721/JEST.27309

This is an open access article under the CC BY-NC 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

Введение. Силовые трансформаторы высших классов напряжения являются одним из наиболее ответственных и дорогостоящих элементов в системах выработки, передачи и распределения электроэнергии. Контроль и оценка состояния этих аппаратов приобретают в последние годы особую актуальность. Связано это в первую очередь с постепенным старением парка этого оборудования. Действительно, к настоящему времени количество трансформаторов в генерирующих и сетевых предприятиях эксплуатирующихся с превышением нормативного ресурса превосходит в среднем 60%, а в некоторых достигает 96%, с постоянной тенденцией к увеличению этого значения. Эта тенденция обусловлена целым рядом причин. Мощное энергетическое строительство в период 1965–1990 гг. потребовало поставить в эксплуатацию огромное количество трансформаторов. Сейчас эти трансформаторы отработали нормативный ресурс, но заменить их на новые и невозможно, в силу экономических и производственных причин, и нецелесообразно, поскольку их физический ресурс остается еще весьма большим. Вместе с тем эксплуатация трансформаторов с большим сроком службы имеет существенные особенности. Целью настоящей работы является анализ опыта разработки и эксплуатации систем непрерывного мониторинга состояния силовых трансформаторов высших классов напряжения.

Основная часть

Анализ аварийности силовых трансформаторов показывает, что отказы, связанные с выработкой физического ресурса составляют (по разным источникам) только 7–20% [4]. Остальные отказы обусловлены появлением и развитием в трансформаторах различных видов дефектов, основная масса которых, при своевременном их выявлении, могла бы быть устранена. Поэтому основной задачей при эксплуатации трансформаторов является своевременное выявление появившихся дефектов, на ранних стадиях их развития, и устранение их. Для решения этой задачи в предыдущие годы была разработана система периодического контроля, нашедшая отражение в РД 34.45-51.300-97 “Объемы и нормы испытаний электрооборудования” [5]. В соответствии с ним минимальный период контроля силовых трансформаторов составляет 6 месяцев для нормально работающего трансформатора. Очевидно, что периодичность контроля должна определяться временем развития дефекта, т.е. должна быть существенно меньше этого времени. Действительно, наибольшее количество дефектов, развивающихся в трансформаторах с малым сроком экс-

плуатации (меньше нормативного ресурса — "молодые" трансформаторы), имеют большое время развития, измеряющееся годами — т.н. медленно развивающиеся дефекты. По оценкам их количество в "молодых" трансформаторах составляет порядка 75%, и именно для них разрабатывалась система периодического контроля. Однако кроме медленно развивающихся дефектов в трансформаторах существуют дефекты, которые развиваются в течение нескольких месяцев — быстро развивающиеся дефекты, а также дефекты, время развития которых измеряется сутками и даже часами, т.н. внезапные отказы. Система периодического контроля практически не в состоянии своевременно выявлять эти дефекты, но учитывая, что их количество для "молодых" трансформаторов не превышает 25%, с этим приходилось мириться.

По мере увеличения срока эксплуатации количество быстро развивающихся дефектов и внезапных отказов в трансформаторах увеличивается и для трансформаторов со сроком эксплуатации превышающем 30 лет ("старые" трансформаторы) количественное соотношение дефектов выглядит примерно следующим образом: 40% — медленно развивающиеся дефекты, 40% — быстро развивающиеся дефекты, 20% — внезапные отказы [1]. Очевидно, что для таких трансформаторов существующая система периодического контроля оказывается неудовлетворительной.

Ситуация с надежностью силовых трансформаторов усугубляется еще тем обстоятельством, что по мере развития отечественного трансформаторостроения основной параметр, определяющий физический ресурс трансформаторной изоляции — допустимая рабочая напряженность в середине первого масляного канала, постоянно увеличивалась. В сороковые годы прошлого века она была принята с "запасом" — 3,5 кВ/мм. В пятидесятые годы она была увеличена до 4 кВ/мм, в шестидесятые — до 4,5 кВ/мм и т.д. до восьмидесятых годов она достигла значения 5,5 кВ/мм. Длительные исследования ресурсных характеристик трансформаторной изоляции, проведенные в ведущих отечественных лабораториях ВИТ, ВЭИ, ЛПИ, показали, что это последнее значение соответствует физическому ресурсу 30-35 лет. А зависимость ресурса от допустимой напряженности подчиняется степенному уравнению с показателем степени ~40. Понятно, что даже небольшое снижение допустимой рабочей напряженности приводит к существенному увеличению физического ресурса. Чем раньше выпускался трансформатор, тем большие запасы по ресурсу он имел. К настоящему времени мы подходим к рубежу, когда трансформаторы, выпущенные в восьмидесятых годах, подходят к выработке физического ресурса. Трансформаторы выпущенные в семидесятых годах имели запасы, но и отработали на 10 лет дольше и приближаются к этому же рубежу, и т.д. Таким образом, если в ближайшие годы не будет решена задача своевременного (на ранних стадиях) выявления и устранения дефектов в трансформаторах, их аварийность будет лавинообразно нарастать. Единственным кардинальным решением этой проблемы является использование систем непрерывного контроля, которые позволяют выявлять даже внезапные отказы.

К основным требованиям, предъявляемые к таким системам относятся [2]:

1. Однозначное выявление любых видов дефектов, появляющихся в трансформаторах.
2. Простота и надежность работы.
3. Отсутствие факторов, ухудшающих работу самого трансформатора.
4. Минимальные эксплуатационные затраты и требования к квалификации обслуживающего персонала.
5. Минимальная стоимость аппаратуры.

Приведенные требования являются в определенной степени противоречивыми, поэтому для удовлетворения их системы должны оптимизироваться. Действительно, для удовлетворения первого требования количество параметров, контролируемых системой должно быть достаточно велико, что противоречит требованию минимальной стоимости. Требование простоты и надежности противоречит возможностям сложных измерений ключевых параметров. Поэтому наиболее трудной задачей при создании систем непрерывного контроля является выбор минимально необ-

ходимого набора параметров, обеспечивающих удовлетворение первого требования. Разработка таких систем началась в восьмидесятые годы прошлого века. Первые их реализации показали, что помимо основной задачи – выявления появившихся опасных дефектов – они способны решать и ряд дополнительных задач, связанных с повышением удобства эксплуатации, с возможностью снижения эксплуатационных затрат, с обеспечением возможности регулирования ресурса, а также с получением более детальной информации о процессах, происходящих в трансформаторе, которая может использоваться для совершенствования конструкции трансформаторов. Необходимо отметить, что реализация дополнительных функций влечет за собой значительное увеличение стоимости этих систем, которая в конечном счете ложится на плечи потребителя. Поскольку широкое внедрение таких систем является достаточно затратным, необходимо минимизировать затраты без снижения эффективности контроля. Это и является основой методики выбора оптимальных систем непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов. Для решения этой задачи необходимо прежде всего выбрать минимально необходимый набор контрольных параметров силовых трансформаторов, позволяющий выявить любой вид дефектов, появляющихся в трансформаторе.

Для трансформаторов высших классов (110 кВ и выше) напряжения "катастрофические" отказы (под катастрофическими понимаются отказы, приводящие либо к утилизации, либо к дорогостоящему ремонту) связаны в основном с повреждением изоляции. Для надежного выявления дефектов в изоляции трансформаторов высших классов напряжения необходимо контролировать сравнительно небольшую группу параметров: электрическую прочность масла, газы, растворенные в масле, диэлектрические характеристики основной изоляции высоковольтных вводов и частичные разряды в основной изоляции и изоляции вводов. К сожалению, прямой контроль электрической прочности масла достаточно сложен, поэтому необходимо контролировать параметры, определяющие электрическую прочность масла: появление в масле эмульгированной влаги и механических примесей. Контроль механических примесей может проводиться фотометрическим методом, а появление эмульгированной влаги может выявляться либо определением точки росы – прямое измерение, либо косвенно путем измерения влажности твердой изоляции и температуры. Практически любые дефекты, появляющиеся в трансформаторе, сопровождаются выделением газов, растворяющихся в масле. На этом принципе основывается мощный диагностический инструмент – "Хроматографический анализ растворенных газов" (ХАРГ). Однако для некоторых видов дефектов, связанных с развитием на начальной стадии маломощных частичных разрядов, ХАРГ обладает существенным запаздыванием. Поэтому система должна позволять контролировать изменение характеристик частичных разрядов, свободных от этого недостатка. Стоимость наиболее простых систем, обеспечивающих контроль перечисленных параметров достигает всего 350...400 тыс.руб, что составляет менее 1% от стоимости трансформатора мощностью 40 тыс. кВА.

Системы для более мощных трансформаторов могут оснащаться измерителями дополнительных параметров, которые связаны с удобством эксплуатации и возможностью регулирования ресурса. К ним относятся контроль вибраций, параметра Z_k , контроль РПН, контроль и управление системой охлаждения трансформатора и др. Стоимость таких систем увеличивается по сравнению с простейшими на порядок и более, поэтому экономическая целесообразность их применения оправдывается для трансформаторов мощностью 400 тыс. кВА и более.

Особое место занимают системы, предназначенные для получения информации о процессах, развивающихся в трансформаторах в эксплуатации, с целью совершенствования конструкции и оптимизации режимов работы трансформаторов. Заинтересованными в таких системах являются в первую очередь производители трансформаторов. Эти системы оказываются наиболее дорогими и включают в себя помимо указанных контроль распределения температуры вдоль обмотки, контроль состояния магнитной системы, контроль изменения геометрии обмоток, более мощ-

ные измерители характеристик частичных разрядов и др. К сожалению, такие системы появляются пока только у зарубежных производителей. Эти системы решают не только задачи получения информации об аппарате, но и управляют режимами работы трансформатора, фиксируют историю работы, составляют аналитические прогнозы по остаточному ресурсу, выполняют различные вспомогательные функции. Разработка таких систем нацелена на перспективу создания "интеллектуальных" трансформаторов, не требующих участия человека в эксплуатации. Стоимость столь сложных систем весьма высока, однако она должна окупаться отсутствием эксплуатационных затрат, продлением ресурса трансформаторов, повышением надежности энергоснабжения. Такие подходы сейчас активно развиваются в мире в виде технологий "Smart Grid" – полностью автоматизированное энергоснабжение.

Следует отметить негативную тенденцию, наблюдаемую при внедрении систем непрерывного контроля силовых трансформаторов. Как было показано выше, наиболее необходимыми такие системы оказываются для "старых" трансформаторов. В то же время этими системами сейчас оборудуются в основном новые трансформаторы, для которых они станут необходимыми через 20 ... 30 лет. Связано это по-видимому с организационными причинами распределения средств по статьям: проще выделить средства при приобретении нового оборудования, чем для обеспечения эксплуатации старого. Тенденция эта порочна и ее надо преодолевать.

Исходя из изложенного следует принять, что основной задачей для обеспечения надежной работы парка силовых трансформаторов является широкое внедрение наиболее простых и дешевых систем непрерывного контроля на максимальном количестве "старых" трансформаторов. Одновременно с этим целесообразно для наиболее мощных и ответственных трансформаторов применение систем с дополнительными функциями. Что же касается применения наиболее сложных систем, то их реализацию должны взять на себя заводы-изготовители.

В Санкт-Петербургском Политехническом Университете Петра Великого разработана Система непрерывного Контроля состояния Изоляции силовых Трансформаторов высших классов напряжения СКИТ [3]. Комплекс СКИТ предназначен для измерения параметров, определяющих зарождение любого вида дефектов в изоляции трансформаторов, а также процессы старения и разрушения изоляции. Он позволяет производить измерения следующих параметров:

- концентрация растворенных в масле газов 50...1000 ppm;
- влажность твердой изоляции 0...10 %;
- концентрация механических примесей с размерами в диапазоне 5...500 мкм до 100 000 шт. в 100 см³
- tgδ высоковольтных вводов 0,1...10%
- емкость изоляции остова 100...3000 пФ
- частичные разряды в изоляции электрическим и акустическим методами с построением амплитудных спектров ч.р. и фазовых диаграмм по кажущемуся заряду в диапазоне 10^{-11} ... $3 \cdot 10^{-6}$ Кл и интенсивностью до 10^5 имп/с.

Помимо указанных характеристик дополнительно могут обеспечиваться измерения вспомогательных параметров, включающих уровень масла в расширительном баке, влажность трансформаторного масла, температуру масла (можно контролировать температуру верхних слоев масла, работу системы охлаждения – температура на входе и выходе охладителя), температуру воздуха, термограммы поверхности бака, давление масла во вводах и др.

Блок-схема комплекса диагностики представлена на рис. 1, а внешний вид одного из вариантов на рис. 2.

В состав комплекса входят:

- Блок встроенных датчиков (БВД), выполненный в виде герметичного блока, устанавливаемого на бак трансформатора или трубопроводы системы охлаждения, в состав которого входят:

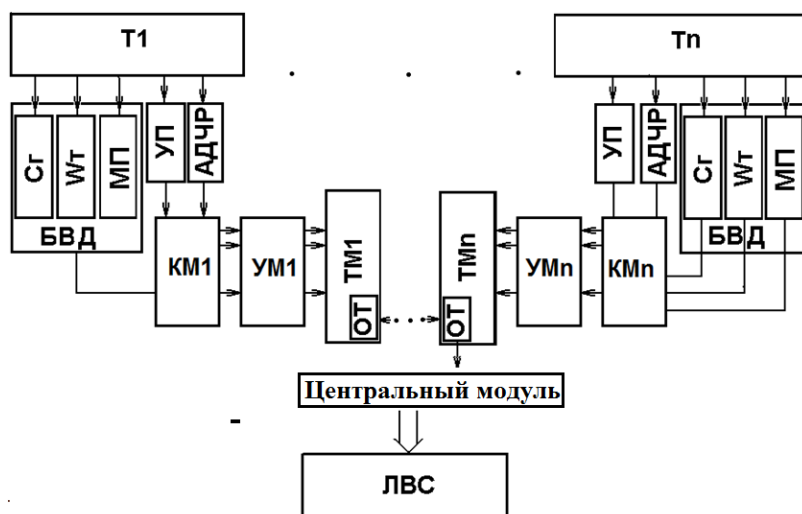


Рис. 1. Блок – схема диагностического комплекса "СКИТ"
 Fig. 1. Block diagram of the "SKIT" diagnostic complex

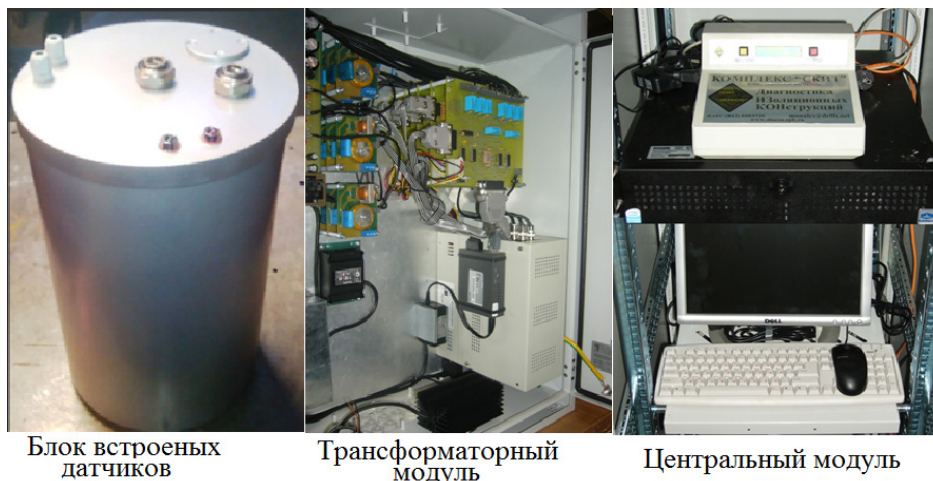


Рис. 2. Внешний вид варианта комплекса
 Fig. 2. Exterior of the complex variant

измерители концентрации растворенных в масле газов (условное обозначение Сг), влажности твердой изоляции (Вт) и концентрации механических примесей (Ммп).

- Комплект акустических датчиков со струбцинами крепления их на корпусе трансформатора.
- Трансформаторный модуль с размещенными в нем измерителями диэлектрических характеристик изоляции вводов (tgб), частичных разрядов (ИЧР) и контроллером, осуществляющим управление трансформаторным модулем и передачу информации в центральный модуль.
- Коммутационный модуль, переключающий измерительные каналы.
- Управляющий модуль коммутаций.
- Центральный модуль (ЦМ) на основе компьютера с платой сопряжения и соответствующим программным обеспечением.

В состав комплекса могут входить до 15 (по числу трансформаторов на объекте) трансформаторных модулей с первичными датчиками и измерителями, которые связаны оптоволоконными линиями с центральным модулем.

Блок встроенных датчиков представляет собой герметичную полость, устанавливаемую с помощью коаксиальных трубопроводов в дренажные отверстия коллекторов радиаторов или термосифонных фильтров. В масляной полости устанавливаются датчики концентрации газов, влажности твердой изоляции и концентрации механических примесей в масле. Электронные схемы измерителей устанавливаются в водонепроницаемой крышке блока. Измерение концентрации газов в масле основывается на принципе равновесного газосодержания в системе масло-газ, разделенной полупроницаемой маслостойкой мембраной. Датчик представляет собой газовую полость с установленным в ней полупроводниковыми чувствительными элементами, меняющим свое электрическое сопротивление в зависимости от концентрации газов окружающих его. Газовая полость представляет собой тонкостенный полимерный капилляр. Газы, проникая через стенку капилляра, создают внутри капилляра газовую смесь, равновесную с содержанием газа в масле. При измерении газ из капилляра продувается микрокомпрессором на полупроводниковые сенсоры.

Измерение влажности твердой изоляции основывается на принципе равенства относительной влажности компонентов системы. За счет миграции влаги при изменении температуры трансформатора из твердой изоляции в масло и обратно влажность целлюлозного материала, внесенного в трансформатор, уравнивается с влажностью основной изоляции. Влажность внесенного материала определяется по величине его диэлектрической проницаемости. Датчик влажности представляет собой конденсатор с картонной изоляцией, емкость которого зависит от влажности картона.

Измерение концентрации механических примесей производится световым методом. Прозрачная трубка, через которую при помощи плунжерного насоса с определенной скоростью прокачивается масло, освещается направленным источником света. Если примеси в масле отсутствуют, весь свет от источника попадает на фототранзистор, который обеспечивает протекание исходного тока. При попадании в поток частицы механической примеси часть света поглощается, а часть рассеивается. Световой поток на фототранзистор уменьшается, что приводит к снижению тока фототранзистора, причем величина снижения пропорциональна величине механической частицы. Измеряя количество и величину изменений тока при прокачке определенного объема масла, можно определить количество и величину механических частиц в этом объеме.

Акустические датчики состоят из пьезоэлектрического преобразователя и предварительного усилителя. Цилиндрический корпус датчика с помощью подпятника и струбцины устанавливается на стенке бака трансформатора, плотно прижимается к стенке бака и имеет с ней акустический контакт. Для обеспечения акустического контакта поверхность бака трансформатора в месте установки датчика зачищается от краски и шлифуется, а при установке датчика на его чувствительный элемент наносится несколько капель касторового масла. При частичных разрядах во внутренней изоляции трансформатора возникают акустические колебания, которые воздействуют на пьезоэлектрический преобразователь, преобразующий акустический сигнал в электрический. Электрический сигнал поступает на предварительный усилитель. Предварительное усиление позволяет соединить акустический датчик с измерителем ЧР кабелем длиной до 100 м без снижения чувствительности измерений. Питание акустического датчика осуществляется от стабилизированного источника +12В, расположенного в измерителе ЧР. Измерение характеристик ЧР может производиться в непрерывном режиме. Внешний вид датчика показан на рис. 3.

Трансформаторный модуль размещается во влагозащищенном термостабилизированном шкафу, состоит из промышленного компьютера, блока коммутации, а также блоков питания, сопряжения с центральным модулем и других вспомогательных элементов. В трансформаторный модуль по коаксиальным кабелям и витой паре поступают аналоговые сигналы от датчиков, которые преобразуются при помощи платы АЦП в цифровой вид и передаются по волоконно-оптической линии связи в центральный модуль.



Рис. 3. Внешний вид акустического датчика ЧР
 Fig. 3. Top view of the acoustic PD sensor

Центральный модуль предназначен для сбора, обработки, анализа и архивирования измерительной информации, передачи ее на сервер хранения, формирования и передачи аварийной информации оперативному персоналу. Основными элементами ЦМ является компьютер, который соединяется с трансформаторными модулями с помощью оптоволоконных кабелей. Компьютер оснащается устройством сопряжения и соответствующим программным обеспечением. Программное обеспечение обеспечивает автоматический сбор измерительной информации, предварительную обработку и архивирование ее, анализ получаемой информации и постановку диагноза состояния трансформаторов на основе измерительной информации комплекса. Одновременно измерительная информация может передаваться в сервер хранения по локальной вычислительной сети, а аварийная информация, сигнализирующая об аномальном состоянии трансформатора или сбоях в работе комплекса, передается оперативному персоналу по специальному каналу связи. Основной рабочей программой для пользователя является программа отчетов. Данная программа предназначена для просмотра результатов измерения комплекса и устанавливается как на основном компьютере комплекса, так и на любом компьютере в локальной сети, с которого требуется получить информацию о состоянии трансформаторов. Основное окно программы показано на рис. 4. Информация об измеряемых параметрах может представляться либо в виде таблиц с численными значениями параметров, либо в виде графиков изменения параметров во времени, либо в виде осциллограмм. Информация хранится в стандартной SQL базе и при помощи OPC сервера может быть передана в любую систему АСУ. Примеры представления информации показаны на рис. 5.

Графики и осциллограммы строятся на трехцветном зелено-желто-красном поле. Если измененные значения располагаются на зеленой части, считается, что дефекты отсутствуют. Выход значений в желтую зону означает появление аномалий, а переход в красную зону означает либо появление опасных аномалий, либо появление дефекта. При необходимости переход в желтую или красную зоны может сопровождаться выработкой аварийного сигнала, передаваемого по специальному каналу связи оперативному персоналу.

Целесообразность применения систем мониторинга должна определяться исходя из экономических показателей с учетом снижения затрат на эксплуатацию, ремонт, повышение надежности оборудования, продление его ресурса. К сожалению до настоящего времени экономистами не выработана корректная методика расчета экономической эффективности внедрения новой техники, а те методики, которые существуют, опираются на весьма приблизительные исходные

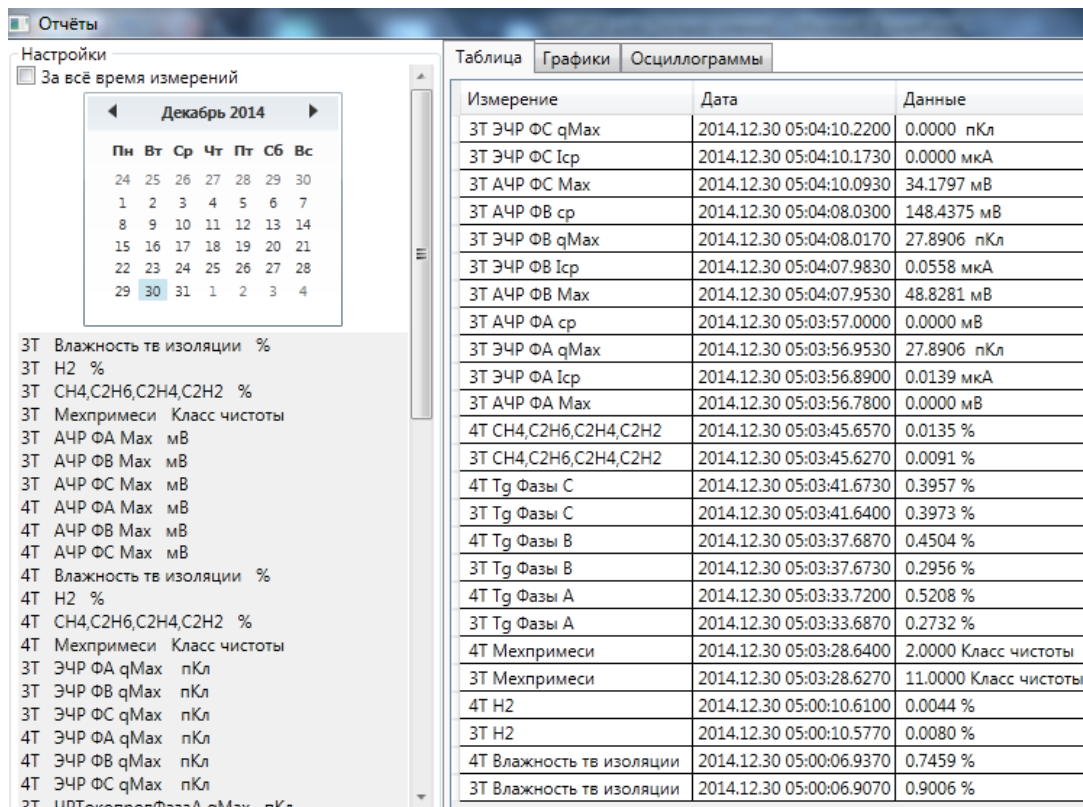


Рис. 4. Основное окно программы отчетов
 Fig. 4. The main window of the reports program

данные, что приводит к результату: "Что хочешь, то и получишь". Поэтому при определении экономической целесообразности приходится использовать принцип экспертных оценок.

Согласно этому принципу система оказывается экономически целесообразной, если ее стоимость, при безусловной надежности выявления дефекта, не превышает определенного процента от стоимости основного оборудования. Оценка величины этого процента определяется по опыту эксплуатации аналогичных систем для других видов оборудования. По данным японских экономистов эта величина составляет 15%, в США она принимается равной 9%. Исходя из сложностей внедрения мониторинговых систем в России, особенно на начальном этапе, нами была принята величина 2%. При таком подходе экономическая эффективность системы оказывается очевидной: если установить системы непрерывного контроля на 50-ти трансформаторах со значительным сроком службы, то по крайней мере один отказ будет предупрежден, т.е. система себя окупит. Исходя из такого подхода и понимая, что для трансформаторов 110 кВ малой мощности стоимость описанной системы велика, был предложен ряд упрощенных систем: СКИТ А1, СКИТ А2 и СКИТ С1.

Комплекс СКИТ А1 (автономный вариант с минимальной комплектацией) предназначен для трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов мощностью до 40 МВт, напряжением до 110 кВ. Комплекс имеет датчик растворенных в масле газов (водорода, окиси углерода и суммы горючих газов), датчик влажности твердой изоляции, датчик температуры масла и представляет собой прибор, устанавливаемый на радиатор системы охлаждения или термосифонный фильтр. Данные, получаемые от датчиков, обрабатываются встроенным микроконтроллером и выводятся на внутренний дисплей. Также во встроенной памяти сохраняется краткая (1 мес.) предыстория с возможностью ее загрузки в память переносного компьютера, подключаемого через встроенный

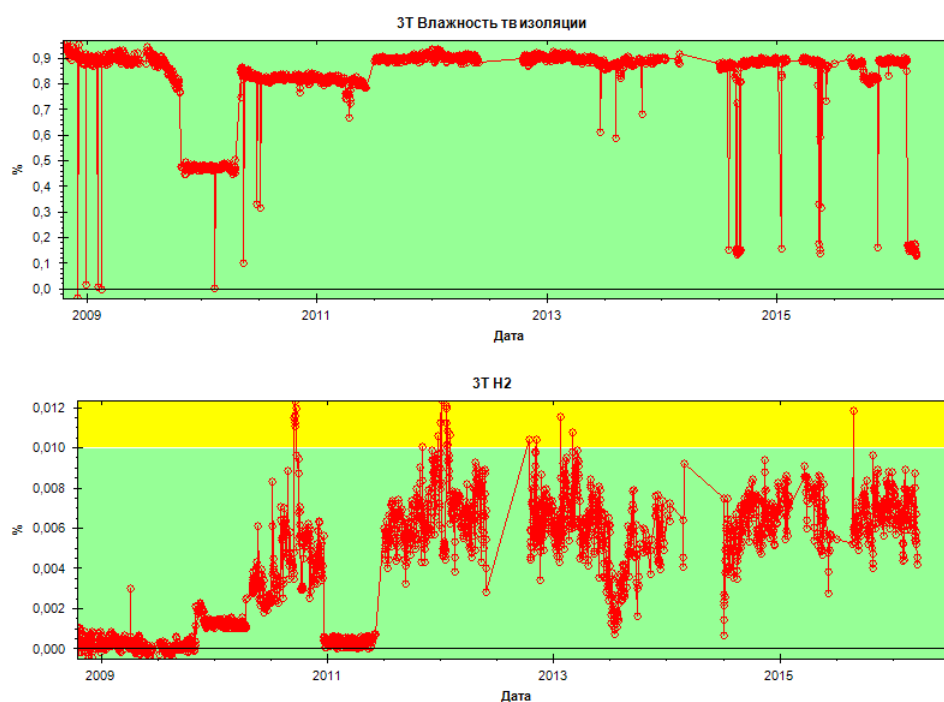


Рис. 5. Вид графиков

Fig. 5. View of graphs

USB-порт. Для удобства обслуживающего персонала, на переднюю панель устройства выводятся крупные светодиоды для сигнализации о текущем состоянии оборудования.

Комплекс СКИТ А2 (автономный вариант с максимальной комплектацией) предназначен для трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов мощностью до 63 МВт, напряжением до 110 кВ. Комплекс имеет датчик растворенных в масле газов (водорода, окиси углерода и суммы горючих газов), датчик влажности твердой изоляции, датчик температуры масла, датчик tgδ изоляции вводов НК-методом и датчик механических примесей в масле. Остальные функции такие же как и в СКИТ А1.

Комплекс СКИТ С1 (сетевой вариант упрощенный без быстродействующего АЦП) предназначен для трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов мощностью до 125 МВт, напряжением до 220 кВ. Комплекс имеет датчик растворенных в масле газов (водорода, окиси углерода и суммы горючих газов), датчик влажности твердой изоляции, датчик температуры масла, датчик tgδ изоляции вводов НК-методом, датчик механических примесей в масле, электрические датчики частичных разрядов (без снятия осциллограмм), акустические датчики частичных разрядов (без снятия осциллограмм). Комплекс представляет собой основной прибор, устанавливаемый на радиатор системы охлаждения или термосифонный фильтр, а также устройства присоединения к измерительным выводам высоковольтных вводов и акустические датчики частичных разрядов, устанавливаемые на бак трансформатора. Данные, получаемые от датчиков, обрабатываются встроенным микроконтроллером и выводятся на внутренний дисплей. Также во встроенной памяти сохраняется краткая (1 мес.) предыстория с возможностью ее загрузки в память переносного компьютера, подключаемого через встроенный USB-порт. Для удобства обслуживающего персонала, на переднюю панель устройства выводятся крупные светодиоды для сигнализации о текущем состоянии оборудования.

В этой версии СКИТ предусмотрена возможность подключения в локальную вычислительную сеть с помощью волоконно-оптической (или любой иной) линии связи для передачи отсня-



Рис. 6. Внешний вид комплекса упрощенных вариантов
Fig. 6. The appearance of a complex of simplified options

той с датчиков информации и аварийных сообщений на удаленный компьютер. Внешний вид упрощённых вариантов показан на рис. 6.

Выводы

Опыт эксплуатации комплексов СКИТ показал, что первичные датчики и преобразователи имеют достаточную надежность и проработали уже более 20 лет в условиях крайнего севера. Автоматизированные системы за последние 9 лет установлены на 40 объектах (92 трансформатора) и в настоящее время работают в полном объеме.

Опыт эксплуатации комплексов СКИТ выявил ряд недостатков в конструкции блока встроенных датчиков. Не надежной оказалась пленочная полимерная мембрана, которая была заменена на капиллярную. Фитинги медных трубопроводов с течением времени за счет разных температурных коэффициентов меди и латуни создают капельные течи масла. Этот недостаток был устранен отказом от медных трубопроводов и заменой подключения БВД к одному дренажному отверстию с коаксиальными трубопроводами и применением масляного насоса, прокачивающего масло через БВД.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] **Monastyrskiy A.Ye.** Sistemy nepreryvnogo monitoringa izolyatsii silovykh transformatorov. V sb. Metody i sredstva otsenki sostoyaniya energeticheskogo oborudovaniya. Vyp. 27. Sovremennyye problemy proizvodstva, ekspluatatsii i remonta transformatornogo oborudovaniya. Izd. PEI PK, S.Peterburg, 2004.

[2] **Monastyrskiy A.Ye., Pulikov P.G., Rusov V.A., Tadzhibayev A.I.** Monitoring silovykh transformatorov. Izdatelstvo PEI PK, 2013 g.

[3] **Monastyrskiy A.Ye.** Sistema nepreryvnogo kontrolya sostoyaniya izolyatsii silovykh transformatorov vysshikh klassov napryazheniya "SKIT". V sb. Elektroenergetika 2008, SPb., PEIPK, 2008.

[4] **Vanin B.V., Lvov Yu.N., Lvov M.Yu., Neklepaev B.N., Antipov K.M., Surba A.S., Chichinsky M.I.** On damage to power transformers with a voltage of 110 – 500 kV in operation // Electric stations, 2001, No. 9. P. 53–58.

[5] RD 34.45-51.300-97 Scope and standards of electrical equipment testing. – 97 – 6th ed. M.: ENAS, 2001. 256 p.

[6] **Alekseev B.A.** Condition monitoring (diagnostics) of large power transformers. – M.: Publishing house NTs ENAS, 2002. 216 p.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

МОНАСТЫРСКИЙ Александр Евгеньевич – *ведущий инженер, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, канд. техн. наук.*
E-mail: monalex2008@yandex.ru

Дата поступления статьи в редакцию: 05.08.2021

REFERENCES

[1] **A.Ye. Monastyrskiy**, Sistemy nepreryvnogo monitoringa izolyatsii silovykh transformatorov. V sb. Metody i sredstva otsenki sostoyaniya energeticheskogo oborudovaniya. Vyp. 27. Sovremennyye problemy proizvodstva, ekspluatatsii i remonta transformatornogo oborudovaniya. Izd. PEI PK, S.Peterburg, 2004.

[2] **A.Ye. Monastyrskiy, P.G. Pulikov, V.A. Rusov, A.I. Tadzhibayev**, Monitoring silovykh transformatorov. Izdatelstvo PEI PK, 2013 g.

[3] **A.Ye. Monastyrskiy**, Sistema nepreryvnogo kontrolya sostoyaniya izolyatsii silovykh transformatorov vysshikh klassov napryazheniya "SKIT". V sb. Elektroenergetika 2008, SPb., PEIPK, 2008.

[4] **B.V. Vanin, Yu.N. Lvov, M.Yu. Lvov, B.N. Neklepaev, K.M. Antipov, A.S. Surba, M.I. Chichinsky**, On damage to power transformers with a voltage of 110 – 500 kV in operation // Electric stations, 2001, No. 9. P. 53–58.

[5] RD 34.45-51.300-97 Scope and standards of electrical equipment testing. – 97 – 6th ed. M.: ENAS, 2001. 256 p.

[6] **B.A. Alekseev**, Condition monitoring (diagnostics) of large power transformers. – M.: Publishing house NTs ENAS, 2002. 216 p.

THE AUTHOR

MONASTYRSKIY Aleksandr E. – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
E-mail: monalex2008@yandex.ru

Received: 05.08.2021