

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХОБСЛУЖИВАНИЯ, СТАБИЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕМОНТОВ

Y. MATSUSHITA, Kansai Electric Power Co., Inc.

H. CHIDA, Tokyo Electric Power Co., Inc.

S. NOGUCHI, Chubu Electric Power Co., Inc.

K. SASAMORI, Mitsubishi Electric Corporation, Japan

Описано применение систем мониторинга и диагностики с высокоэффективными датчиками для повышения надежности эксплуатации и оптимизации инвестиций в оборудование подстанций. Рассматриваются следующие проблемы: автоматическое получение информации по техническому обслуживанию (ТО); раннее обнаружение места повреждения в КРУЭ; мониторинг состояния (ухудшения) газоплотных участков в стареющем оборудовании; совершенствование и снижение стоимости системы мониторинга. В работе описаны сенсорные технологии для повышения эффективности контроля на подстанциях.

Частота контроля оборудования может быть снижена благодаря автоматическому сбору данных, а стоимость сбора данных может быть снижена за счет использования существующих IP сетей для передачи информации.

Также была доказана целесообразность применения высокоэффективных датчиков давления элегаза в КРУЭ, включая класс напряжения ниже 154 кВ. Благодаря этим датчикам время определения места возникновения отказа уменьшается до 10 секунд, способствуя значительно сокращению времени недоотпуска электроэнергии.

С помощью датчиков давления элегаза было достигнуто снижение утечек элегаза до 0,5% в год. В случае наличия утечки элегаза из стареющего КРУЭ или элегазовых выключателей был предложен план по переоснащению этих видов оборудования на основе оценки стоимости владения.

Описаны точные и надежные датчики, которые имеют аналогичный КРУЭ срок службы. Новая система мониторинга была поставлена в коммерческих целях для обнаружения утечки элегаза при эксплуатации и указания места повреждения в соответствии со стандартом МЭК.

Современными тенденциями в Японии являются медленное увеличение спроса на электроэнергию, сокращение количества специалистов по техническому обслуживанию и увеличение количества стареющего оборудования. В этой ситуации для электроэнергетических компаний обеспечение надежной передачи и распределения электроэнергии высокого качества с минимальными отключениями и по доступной цене является серьезной проблемой. Представление наиболее эффективных стратегий технического обслуживания (ТО) и оптимизации инвестиций в ремонт оборудования в дан-

ном ключе становится очень важным. На рис. 1 показаны задачи, которые необходимо будет решить в обозримой перспективе в области передачи и распределения электроэнергии: 1) получение информации по ТО автоматически с помощью системы мониторинга (СМ), оснащенной современными датчиками, 2) сокращение времени простоя за счет раннего выявления места повреждения в КРУЭ, 3) мониторинг ухудшения газоплотности в стареющем оборудовании, 4) повышение надежности самих устройств мониторинга при снижении затрат на их внедрение и эксплуатацию.

ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА

Повышение эффективности ТО (автоматический сбор данных о ТО)

Существует острая проблема нехватки специалистов по техническому обслуживанию в связи с выходом на



Рис. 1. Задачи, которые необходимо будет решить в обозримой перспективе в области передачи и распределения электроэнергии

пенсию опытных профессионалов и трудностей в найме новых специалистов. Распределительная сеть имеет большое количество подстанций, поэтому переезды специалистов на места для проведения ТО занимают много времени. В данных условиях повышение эффективности ТО с использованием датчиков имеет важное значение для подстанций. На рис. 2 показан пример применения датчиков на ПС. В таблице 1 представлены данные по ТО, собранные с помощью датчиков. В этой системе модуль для передачи информации по ТО собирает выходные сигналы датчиков, преобра-

зует их в цифровые данные, и передает на сервер через сетевой кабель. Терминалы мониторинга в офисе ТО имеют доступ к серверу подстанции через существующую сеть IP, через

Таблица 1. Параметры, полученные по данным ТО

Оборудование	Показатели
Масляный трансформатор	Температура масла
	Уровень масла
	Количество операций РПН
Выключатель	Давление элегаза
	Количество операций РПН
КРУЭ	Давление элегаза
Экран	Температура воздуха

Таблица 2. Результаты внедрения системы

		До внедрения системы (а)	После внедрения системы (б)	Результат внедрения (б/а)
Время, необходимое для записи данных по ТО	Трансформатор (4 блока)	40 минут	9 минут	23%
	КРУЭ (42 яч.)	32 минуты	5 минут	16%
Время, необходимое для других работ при выездной проверке		183 минуты	176 минут	96%
Всего		255 минут	190 минут	75%

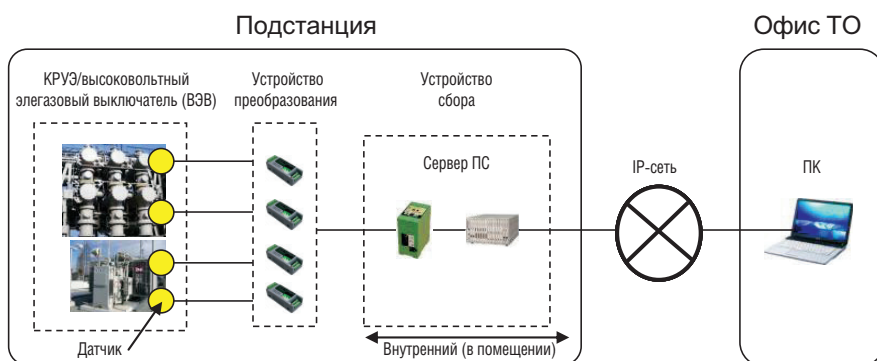


Рис. 2. Конфигурация системы типовой ПС

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

Ведущий рубрики



Дарьян Леонид Альбертович

Доктор технических наук, профессор кафедры «Техника и электрофизика высоких напряжений» НИУ МЭИ.

Основное место работы – ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», где Дарьян Л.А. – заместитель директора по аналитической и методологической работе. Диссертацию кандидата технических наук защитил в 1989 году после окончания аспирантуры Всесоюзного электротехнического института им. В.И. Ленина. В 2000 году ему было присвоено ученое звание «старший научный сотрудник». С 2005 по 2008 гг. учился в докторантуре Новосибирского государственного технического университета, и в 2009 году защитил диссертацию на тему: «Научные основы физико-химической диагностики высоковольтного маслонаполненного электрооборудования с изоляцией конденсаторного типа».

Профессор Дарьян Л.А. – член Российского национального комитета СИГРЭ, с 2000 года представляет Россию в Исследовательских комитетах СИГРЭ, выступает с докладами на международных конференциях. В 2011 году избран членом Российского национального комитета по теоретической и прикладной механике, а с 2013 года – член-корреспондент Академии электротехнических наук РФ.

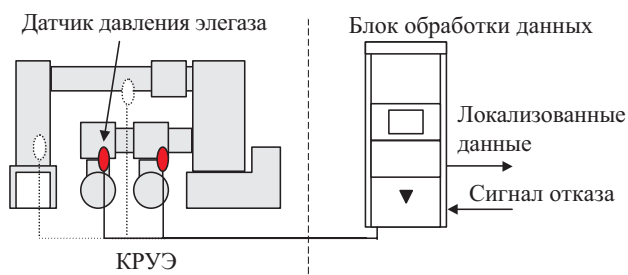


Рис. 3. Конфигурация системы определения места повреждения

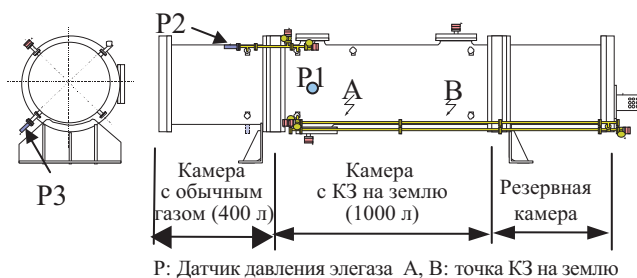


Рис. 4. Схема испытаний КРУЭ с системой заземления

Таблица 3. Условия испытаний и результаты

		Испытание 1	Испытание 2	Испытание 3	Испытание 4	Испытание 5
Условия испытаний	I(A)	99	102	981	206	1036
	t(мс)	266	258	258	257	158
	Точка КЗ	B	A	B	B	B
Результат	P1	■	■	■	■	■
	P2	■	■	■	■	■
	P3	■	■	■	■	■

■ – различимый результат

которую они загружают данные по техническому обслуживанию. Эта система позволяет снизить количество выездных проверок и связанных с ними расходов путем автоматизации сбора данных.

В таблице 2 показано время, необходимое для записи данных ТО, во время выездных проверок на ПС, а также сравнение длительности проверок до и после установки системы мониторинга. Поскольку сбор и запись данных по ТО трансформаторов и КРУЭ происходят автоматически, общее время, необходимое для выездных проверок уменьшается примерно на 25 % (снижение примерно на 1 час). Для каждого вида оборудования уменьшение длительности проверок отличается: для трансформаторов уменьшение составляет – до 23 %, а для КРУЭ – до 16 %. Этот результат был достигнут благодаря применению большого количества датчиков, включая датчик давления элегаза, установленных в КРУЭ.

Было обнаружено, что сокращение трудоемкости с помощью системы мониторинга прямо пропорционально количеству датчиков, установленных на подстанции, то есть это влияние наиболее выражено на крупных подстанциях с большим количеством ячеек КРУЭ. Кроме того, применение СМ при возникновении отказов позволяет:

- избежать командирования специалистов по ТО на подстанцию в случае

ложного сигнала тревоги, полученного от системы мониторинга;

- подготовить материалы, необходимые для проведения ремонтных работ на подстанции;

- обеспечить переключение нагрузки и выбор времени переключения после получения аварийного сигнала о температуре масла трансформатора.

СОКРАЩЕНИЕ ВРЕМЕНИ ПРОСТОЕВ (РАННЕЕ ОБНАРУЖЕНИЕ МЕСТА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗА В КРУЭ)

Эффективность системы мониторинга повышается, если она позволяет оперативно обнаружить места повреждения в случае внутренней неисправности КРУЭ. По этой причине СМ широко применяется на ПС, особенно сверхвысокого напряжения. Подстанции класса напряжения ниже 154 кВ имеют много линий, непосредственно подключенных к нагрузке, поэтому отказ КРУЭ может вызвать отключение электропитания большого количества потребителей. При определении места повреждения на подстанциях необходимо учитывать следующие обстоятельства:

1. Подстанции класса напряжения ниже 154 кВ в Японии используют систему заземления через активное сопротивление, в которой ток короткого замыкания очень мал (около 100А), поэтому требуются датчики высокой чувствительности.

2. Стоимость установки устройства для определения места повреждения должна быть достаточно низкой.

В связи с повышением чувствительности и снижением себестоимости датчиков, была разработана система определения места повреждения для применяемой системы заземления через активное сопротивление. На рис. 3 показаны компоненты традиционной системы определения места повреждения. Процесс обнаружения места повреждения осуществляется с помощью датчика давления элегаза в блоке обработки данных, вместе с обработкой сигналов отказов, полученных от системы РЗА. Данная система должна надежно работать для системы заземления ПС класса напряжения 154 кВ и ниже, с учетом низких токов короткого замыкания (КЗ) в отличие от системы заземления ПС СВН. По этой причине, необходимо было проводить испытания на отказ.

На рис. 4 показана схема испытаний системы заземления с указанием мест установки датчиков давления элегаза. Датчики давления элегаза устанавливались непосредственно на баке и трубопроводах, обозначенных как P1–P3 соответственно (всего 3 датчика). Кроме того, места замыканий на землю в баке обозначены как «А» и «Б». В таблице 3 приведены условия и результаты испытаний, а на рис. 5 показана форма выходного сигнала датчика при проведении испытания 1. По приведенным данным видно, что в момент короткого замыкания на землю все датчики обеспечивают требуемую чувствительность (100 Па), что подтверждает их способность обнаружения отказов.

При использовании системы мониторинга для ПС класса напряжения ниже 154 кВ, требуемое время обнаружения места повреждения КРУЭ

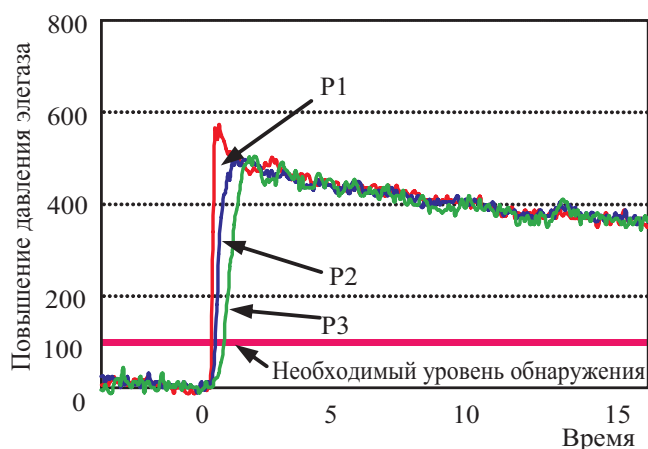


Рис. 5. Временная диаграмма датчиков давления элегаза (испытание 1)

было сокращено с нескольких часов до 10 секунд, что значительно снижает время простоя и, следовательно, недоотпуска электроэнергии.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ (МОНИТОРИНГ ГАЗОПЛОТНОСТИ УЗЛОВ)

Для КРУЭ, герметичность является важным параметром при проведении технического обслуживания, поэтому ремонт при возникновении утечек элегаза должен проводиться надлежащим образом. Стандарт МЭК по применению SF6 – 62271-303 был пересмотрен, и в настоящее время допустимая утечка элегаза для электроэнергетического оборудования лимитирована значением 0,5 % в год. При обнаружении любых утечек необходимо принимать меры по их устранению в кратчайшие сроки [1]. Поскольку в КРУЭ используется много уплотнительных колец, при обнаружении первой утечки элегаза, можно предположить, что процесс будет усугубляться из-за ухудшения состояния колец в стареющем оборудовании. При возникновении утечки элегаза можно контролировать процесс утечки. На основе оценки стоимости владения, которая учитывает стоимость ремонта и остаточный срок службы оборудования, можно предложить оптимальный план по восстановлению оборудования. Следует отметить, что в области восстановления оборудования при «медленных» утечках элегаза в настоящее время ведутся активные исследования [2].

На рис. 6 приведены данные, показывающие «медленные» утечки элегаза в процессе старения КРУЭ класса напряжения 84 кВ (с установленными датчиками давления элегаза) на открытой подстанции, расположенной на берегу моря. По горизонтальной оси приведены данные за 3 года. При этом до времени до срабатывания плотномера была зафиксирована небольшая утечка элегаза. После закачки элегаза до необходимого количества, данные, полученные от системы мониторинга в удаленном центре мониторинга, подтвердили, что тенденция утечки элегаза продолжается. Ржавчины, вызванные морскими ветрами и упущенные при выездной проверке, были обнаружены и устранены [3]. На этом примере, когда скорость утечки элегаза составила лишь 1% в год, а тенденция утечки была обнаружена с удаленного центра технического обслуживания, доказано, что с помощью высокочувствительных датчиков в реальных условиях эксплуатации может осуществляться контроль даже за небольшими утечками элегаза. На рис. 7 показаны графики, построенные по фактическим данным [2].

На основании собранных за 1 месяц данных, изменение плотности элегаза было аппроксимировано в виде линейной зависимости, а утечка элегаза подтвердилась после детального обследования. Так как угол наклона прямой, показанный на рис. 7, по оценке составил менее 0,2 %, то можно сделать вывод, что датчик давления элегаза позволяет обнаружить утечку элегаза 0,2 % в год.

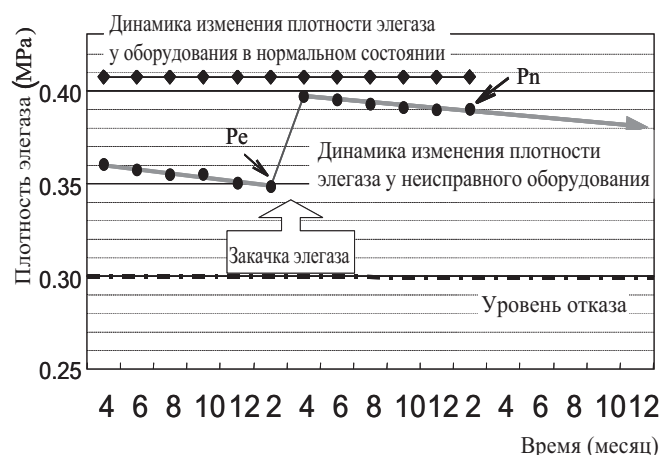


Рис. 6. Данные о «медленной» утечке элегаза

Применение описанных высокочувствительных и высокоточных датчиков давления газа, позволяет обнаружить незначительные утечки элегаза, которые при использовании серийных датчиков можно было бы обнаружить лишь через 20 лет эксплуатации. Было подтверждено, что мониторинг «медленных» утечек элегаза в стареющем КРУЭ является одним из самых достоверных показателей для управления активами.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ

При проведении ТО КРУЭ по состоянию, датчики должны обеспечивать высокую надежность, точность и стабильность мониторинга КРУЭ с целью диагностики долгосрочных тенденций по выбранным критериям оценки. Желательно, чтобы датчики имели срок службы и частоту отказов, эквивалентные показателям КРУЭ. В Японии были разработаны и уже применяются датчики давления элегаза, имеющие высокую точность, стабильность и длительный срок службы. В табл. 4 приведено сравнение параметров серийного и нового датчиков давления элегаза.

Как показано в табл. 4 пороговая чувствительность и стабильность новых датчиков в 100 и более раз превышают аналогичные показатели серийных датчиков, а срок службы новых датчиков выше в 2 раза. Новые датчики позволяют на ранней стадии выявлять признаки утечки элегаза. Срок службы и частота отказов новых датчиков соответствуют указанным показателям КРУЭ, что

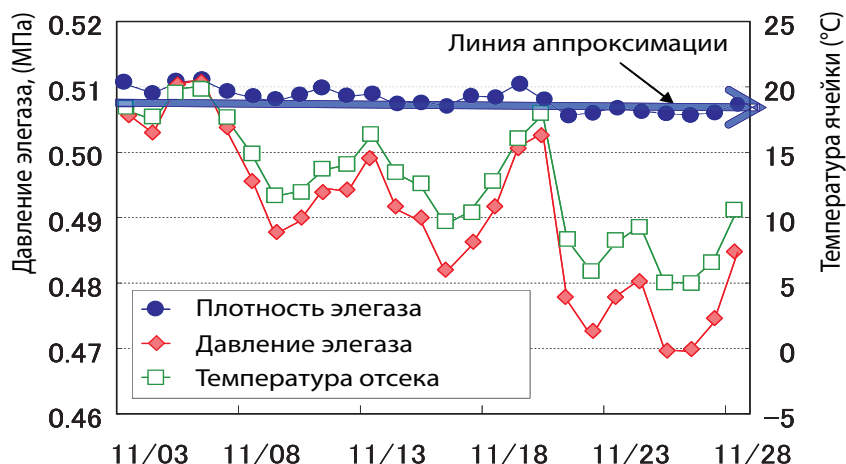


Рис. 7. «Медленная» утечка элегаза из стареющего элегазового выключателя

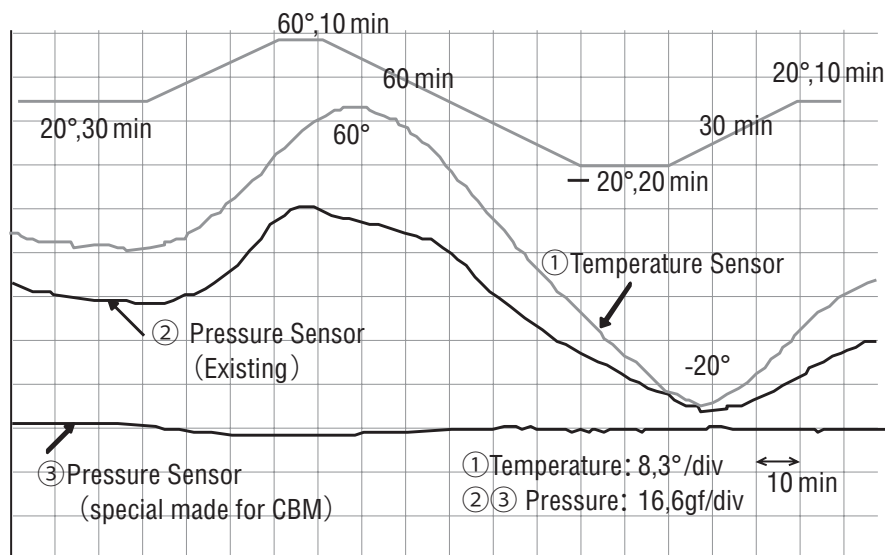


Рис. 8. Распределение температуры

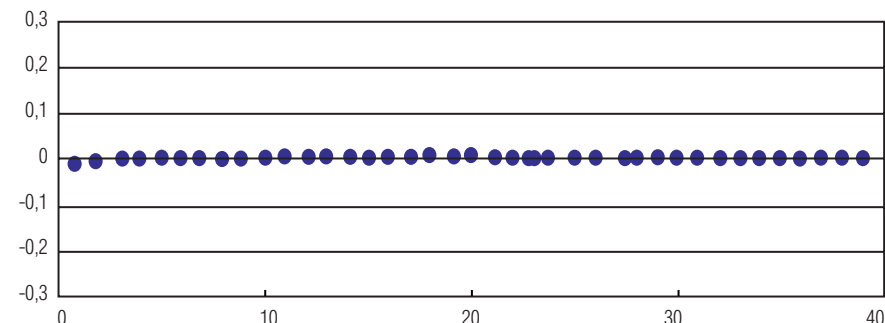


Рис. 9. Распределение температуры

Таблица 4. Параметры датчиков давления элегаза

	Новый датчик	Серийный датчик
Пороговая чувствительность	0 Па (100 Дб) 1	кПа (60 дБ)
Точность	±0,1 %	±0,5 %
Срок службы	Более 40 лет	10–15 лет
Стабильность	±0,004 % / год	±0,1 % / год
Суммарная погрешность	0,15–0,25 % / год (<0,5 % / год)	1–2 % / год (>0,5 % / год)

подтверждается испытаниями и опытом эксплуатации.

Новые датчики, цена которых находится на уровне серийных датчиков, обычно используются для построения управляемой «цифровой» подстанции и являются многофункциональными – применяются в том числе в качестве плотномеров. На рис. 8 показаны характеристики новых датчиков давления и температуры элегаза. На рис. 9 представлены данные по стабильности и длительности работы новых датчиков. Коэффициент температурной погрешности новых датчиков давления элегаза согласно данным на рис. 8 составляет меньше $\pm 0,01\% / ^\circ\text{C}$ в диапазоне температуры от -20°C до 60°C . Это означает, что стабильность новых датчиков более чем в 10 раз превышает стабильность серийных, коэффициент температурной погрешности которых составляет $\pm 0,1\% / ^\circ\text{C}$. Поэтому стабильность измерений обеспечивается при любых температурах.

Данные на рис. 9 подтверждают, что новые датчики давления элегаза могут эксплуатироваться в течение 40 лет без ТО и без необходимости специальной калибровки. Это сокращает стоимость технического обслуживания системы мониторинга, а также способствует повышению ее надежности. [3].

СОКРАЩЕНИЕ ЗАТРАТ

Поскольку новые датчики имеют высокую точность обнаружения и долговременную стабильность, они могут быть использованы для различных целей: для обнаружения утечки элегаза в нормальном режиме, а также для нахождения места повреждения в аварийном режиме. Эта функция позволяет упростить конфигурацию системы, способствуя тем самым сокращению стоимости всей системы. На рис. 10 показан принцип работы системы обнаружения повреждений для КРУЭ, которая была представлена в разделе Сокращение времени простоев. При возникновении внутреннего короткого замыкания на землю происходит увеличение давления элегаза в неисправной ячейке КРУЭ за счет энергии образовавшейся дуги. Это повышение давления зависит от величины тока короткого замыкания и объема неисправной ячейки КРУЭ.

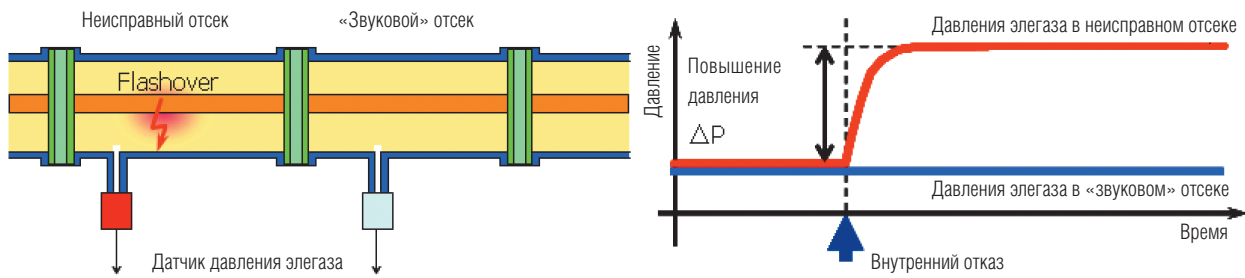


Рис.10. Принципы обнаружения места повреждения для КРУЭ

Повышение давления в ячейке с системой заземления через активное сопротивление составляет всего около 100 Па, но разрешение современных датчиков давления элегаза, согласно данным из табл. 4, вполне позволяет обнаружить его. Кроме того, повышение давления элегаза при КЗ и при увеличении температуры элегаза можно легко отличить, так как они имеют различные постоянные времени. С другой стороны, для контроля малых утечек элегаза (менее 0,5 % в год), необходимо отслеживать медленное изменение плотности элегаза в течение длительного периода по данным об изменении давления и температуры элегаза.

На основе алгоритма для определения места повреждения и утечки элегаза, новый датчик давления может обнаружить не только утечки элегаза, происходящие со скоростью менее 0,5 % в год в течение длительного времени в режиме нормальной эксплуатации, но и определить местонахождение неисправности, которая возникает при коротком замыкании. Эта система многофункционального мониторинга уже установлена на подстанциях, и подтверждено, что ее применение способствует упрощению структуры СМ и снижению стоимости на 50 %.

В целях повышения экономической эффективности автоматического сбора данных по ТО, необходимо рассмотреть снижение первоначальной стоимости и эксплуатационных затрат во время периодического ТО. Для сокращения затрат вместо разработки специальных серверных устройств и устройств сбора на подстанции применяются устройства общего назначения. Таким образом, снижается стоимость разработки и установки системы.

Также необходимо отметить, что при установке нового объекта, например, описанной выше системы на подстанции, обслуживающий персонал должен пройти обучение, необходимое для работы с системой.

ВЫВОДЫ

В работе описано применение системы мониторинга и диагностики на основе высокоэффективных датчиков для повышения качества обслуживания и оптимизации инвестиций в оборудование подстанций.

Описаны сенсорные технологии, направленные на повышение эффективности ТО оборудования на подстанциях. При этом частота выездных проверок может быть снижена путем получения данных по ТО в автоматическом режиме, а стоимость систем мониторинга может быть уменьшена за счет использования существующих IP сетей.

При установке высокоэффективного датчика давления элегаза можно определить места возникновения повреждений в КРУЭ в течение 10 секунд. Это способствует значительному сокращению времени простоя оборудования в результате быстрого обнаружения неисправности и проведения соответствующего ремонта.

С помощью описанных датчиков давления элегаза были проанализированы «медленные» утечки элегаза, составляющие не более 0,5 % в год. В случае появления утечки элегаза из стареющего КРУЭ или элегазового выключателя был предложен план по переоснащению такого оборудования на основе оценки стоимости владения.

Новые датчики давления элегаза обладают не только высокой точностью и стабильностью, но также имеют эквивалентные КРУЭ срок службы

и частоту отказов. Они могут обнаружить как «медленные» утечки элегаза, так и определить место повреждения в момент возникновения неисправности, что способствует снижению затрат на восстановительные работы.

Изменение задач, которые необходимо будет решить в обозримой перспективе в области передачи и распределения электроэнергии, обусловленное необходимостью применения датчиков давления элегаза с высокой эффективностью и надежностью, длительным сроком службы и низкой частотой отказов позволили сократить объем работ по техническому обслуживанию и ускорить время восстановления оборудования. Предполагается, что использование этих датчиков на стареющем оборудовании будет расти.

ЛИТЕРАТУРА

1. IEC/TR62271-303 «High-voltage switchgear and controlgear- Part 303: Use and handling of sulfur hexafluoride(SF6)», Edition 1.0, 2008-07
2. Shinichi Nagata, Wataru Hoshijima, Koji Ueda, Chieko Nishida «Field test of SF6 Gas Slow Leakage Monitoring Equipment for Deterioration diagnosis of Highly Aged GCB» The 2012 Annual Meeting Record IEE Japan, Vol.6, No.6-315, pp.540 (2012)
3. Koji Yoshii, Kenji Shimizu, Takashi Nakajima, Mitsuhiro Kamei, Tatsuro Kato, Yoshimune Matsuyama «Monitoring and diagnostic techniques for GIS/GCB» CIGRE SC A3&B3 Joint Colloquium in Tokyo, 2005.
4. Mitsuhiro Kamei, Osamu Takai «Influence of sensor Information accuracy on condition-based maintenance Strategy for GIS/GCB maintenance» IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 26, No. 2, April 2011.

КОММЕНТАРИЙ ВЕДУЩЕГО РУБРИКИ

Предлагаемая читателям статья была представлена в этом году на 45-й Сессии СИГРЭ в Париже по тематике Исследовательского Комитета ВЗ «Подстанции». Выбор именно этой статьи для рубрики «Зарубежный опыт» не случаен. На упомянутой Сессии СИГРЭ был проведен семинар по элегазовой тематике, на котором прошло обсуждение следующих вопросов:

- важность применения элегаза в электроэнергетике;
- сокращение выбросов элегаза с помощью изменения конструкций, условий ввода в эксплуатацию и непосредственно эксплуатации;
- анализ элегаза для оценки состояния КРУЭ;
- оценка остаточного срока службы для КРУЭ с упором на элегаз;
- управление скоростью выбросов элегаза на электроэнергетическом оборудовании в Норвегии, Японии, Швейцарии и Франции.

В предлагаемой статье рассматривается применение систем автоматической диагностики на основе мониторинга (СМид) с использованием высокочувствительных датчиков давления для повышения надежности эксплуатации и оптимизации инвестиций в элегазовое оборудование подстанций. Интересно отметить, что применение простых и недорогих датчиков давления, описанных в статье, позволяет не только контролировать утечку элегаза, но и определять место к.з. в ячейке КРУЭ даже в условиях ограничения токов к.з. Отмечено, что датчики должны иметь срок службы и показатели надежности, эквивалентные оборудованию, на которое они установлены. При этом желательно, чтобы не было необходимости проведения их калибровки в течение всего срока эксплуатации.

В данной статье также затронут вопрос создания удаленных центров технического обслуживания (УЦТО) электроэнергетического оборудования (ЭЭО), который является одним из приоритетных направлений повышения эффективности управления активами. Особую актуальность это направление получило в последние годы в связи со значительным старением парка ЭЭО, разработкой и внедрением большого количества датчиков и математических моделей для мониторинга состояния ЭЭО, развитием ИТ-технологий.

Несмотря на растущую тенденцию применения систем мониторинга и диагностики ЭЭО во всем мире хотелось бы обратить внимание на то, что в настоящее время, как в нашей стране, так и за рубежом, отсутствуют нормативные документы, регламен-

тирующие технические требования к системам мониторинга оборудования подстанций. Исключение составляют силовые трансформаторы, для которых был разработан стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.200.10.011-2008 и стандарт американского института инженеров-электриков IEEE Std C57.143 -2012 (IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components).

В то же время в этом направлении намечались положительные тенденции, так как в настоящее время на стадии реализации находится проект «Разработка общих технических требований и типовых технических решений к автоматизированной системе мониторинга и диагностики оборудования подстанции ОАО «МОЭСК», выполняемый ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» и компанией «КРОК». По нашему мнению, следующим шагом должно явиться создание соответствующей нормативно-технической документации, регламентирующей требования к выбору, установке, эксплуатации и обслуживанию СМид для электроэнергетического оборудования и линий электропередачи.

В заключение хотелось отметить, что в Российской Федерации, как и во всем мире, наблюдается сокращение количества высококвалифицированных специалистов, обеспечивающих эффективное функционирование объектов электроэнергетики, в том числе и в области диагностики электроэнергетического оборудования и линий электропередачи (ВЛ). Выход из сложившейся ситуации – создание удаленных центров контроля и диагностики технического состояния ЭЭО и ВЛ (УЦКиД). Создание удаленных центров может стать привлекательным направлением деятельности и для изготовителей оборудования в условиях, когда электроэнергетические предприятия будут заключать договоры на постгарантийное обслуживание оборудования с изготовителями этого оборудования. Создание УЦТО изготовителями оборудования, помимо обеспечения финансовой стабильности за счет сервисных договоров, позволит решать также задачи постоянного совершенствования конструкции и технологии изготовления оборудования для обеспечения надежности в течение всего срока службы, с одной стороны, и снижения эксплуатационных расходов, с другой.

Приглашаем читателей принять участие в дискуссии на страницах издания по вопросу целесообразности создания УЦКиД.