

Мониторинг состояния трансформаторов

Hydro-Québec разрабатывает новые технологии определения состояния устройств РПН и вводов.

Патрик Пише (Patrick Picher), Hydro-Québec IREQ, и Клод Райо (Claude Rajotte), Hydro-Québec TransÉnergie

Нydro-Québec имеет в эксплуатации более 2000 сетевых и генераторных трансформаторов со средним сроком эксплуатации более 30 лет и суммарной мощностью более 200 ГВА. Основной целью проекта является обновление парка трансформаторов, которое по понятным причинам имеет как технические, так и финансовые ограничения.

Для разрешения данной ситуации Hydro-Québec применило две стратегии для сохранения необходимых трансформаторов в эксплуатации в ближайшие годы. Первая стратегия заключается в обновлении парка трансформаторов, начиная с тех, состояние которых критично для энергосистемы. Вторая стратегия заключается в сокращении количества отказов с помощью удалённого мониторинга и оптимизированного технического обслуживания.

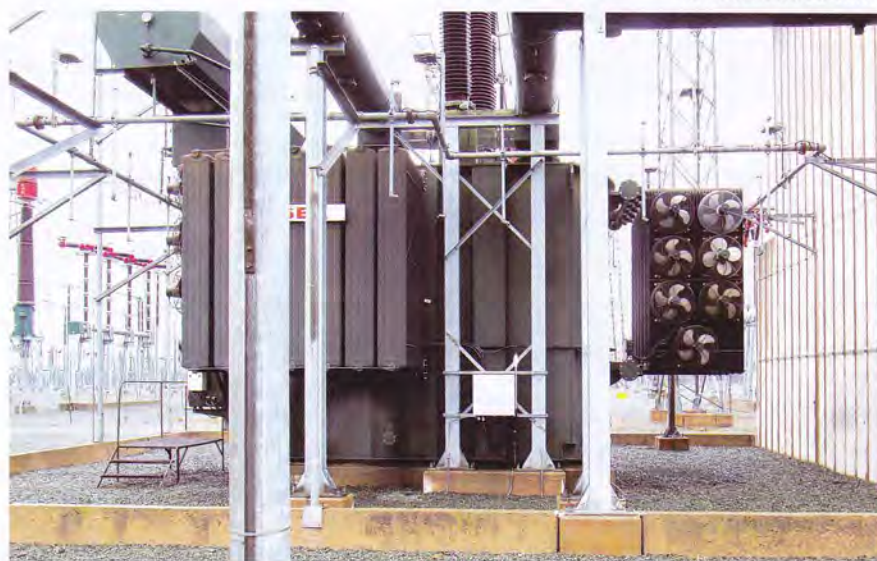
Управление ресурсом трансформаторов

Основным показателем состояния трансформаторов является результат анализа газов в трансформаторном масле. Hydro-Québec ежегодно производит отбор проб масла из трансформаторов и комплексный

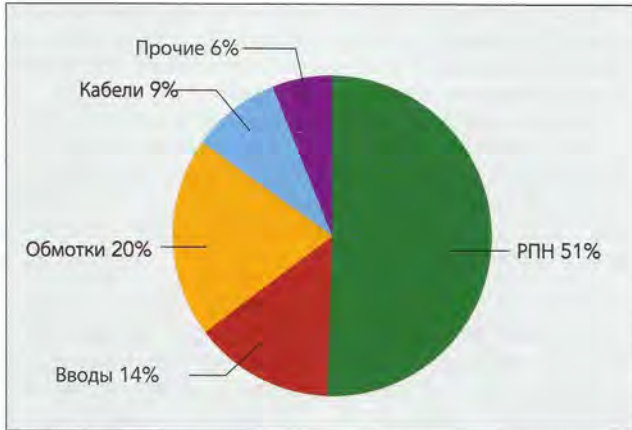
анализ масла каждые четыре года. Эта процедура применяется с 70-х годов XX века, и база данных содержит более 40000 результатов анализов. Параллельно с проверками на месте установки Hydro-Québec применяет мониторинг трансформаторов, с конца 80-х — мониторинг газов в режиме онлайн. Для этой цели применяется технология Hydraq для всех существующих и новых трансформаторов и реакторов с номинальным напряжением 735 кВ, а также для всех новых трансформаторов с номинальным напряжением 315 кВ. В середине 90-х Hydro-Québec распространила действие программы на все трансформаторы мощностью 47 МВА или с номинальным напряжением 120 кВ и выше.

Кроме того, в конце 90-х Hydro-Québec начала постепенно заменять механические указатели температуры на цифровые контроллеры и индикаторы температуры масла и обмоток, составляя таким образом комплекс по онлайн мониторингу своих трансформаторов. Эти разработки доказали свою эффективность в определении зарождающихся отказов в баке трансформатора, улучшении системы охлаждения трансформатора и системы сигнализации и защиты по температуре.

Статистика ремонтов Hydro-Québec показывает, что причинами двух третей отказов трансформаторов являются устройства РПН и вводы. Поэтому Исследовательский институт Hydro-Québec (Hydro-Québec IREQ) разрабатывал технологии мониторинга этих двух основных компонентов, которые позволили бы перейти от систематического технического обслуживания к техническому обслуживанию по необходимости и техническому обслуживанию, предотвращающему отказы, используя лучшие способы удалённого мониторинга. В настоящее время технологии находятся в процессе подготовки к промышленному применению и переводу в ближайшем будущем на коммерческую основу партнёрами Hydro-Québec.



Типичная подстанция Hydro-Québec. Показан один из установленных сетевых трансформаторов.



Классификация отказов основных частей трансформатора.

Технология мониторинга устройства РПН

Технология мониторинга устройства РПН использует токоизмерительные клещи на двигателе привода устройства РПН в шкафу управления трансформатора и вибро-акустический датчик на баке устройства РПН, расположенный настолько близко к переключателю устройства РПН. Измеренный ток используется в качестве сигнала для начала измерений в устройстве РПН. Как только результаты измерений записаны от обоих сенсоров, начинается обработка сигналов и обобщённых данных для диагностики. Положение устройства РПН и его температура также записываются, так как эти данные влияют на результаты измерений.

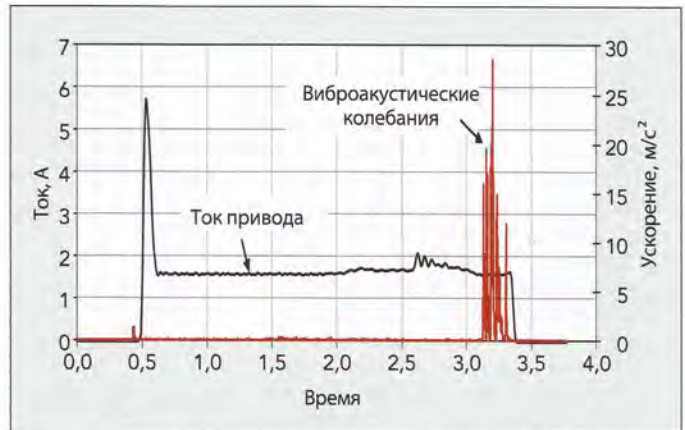
Некоторые параметры могут быть использованы для определения существенных изменений, которые могут стать причиной отказа. Эти параметры позволяют проверить время срабатывания, определить амплитуду тока и его график (в частности, величину пускового тока), задержку между запуском двигателя и переключением устройства РПН и время переключения. Анализ вибраций, возникающих при переключениях, позволяет определить величину и продолжительность воздействий, возникающих при размыкании и замыкании контактов устройства РПН.

Метод мониторинга основан на двух уровнях диагностики: первый определяет любые существенные изменения в измеренных величинах, второй производит более точный анализ состояния и позволяет определить возможный отказ (например, из-за износа контактов, положения контактов, возникновения дуги или неисправности двигателя).

Преимуществами виброакустической технологии диагностики состояния устройства РПН являются возможность определения широкого спектра неполадок и применение непроникающего контроля с использованием датчиков, расположенных вне бака устройства РПН.

Разработанные алгоритмы и возможность сравнения результатов предыдущих измерений на том же устройстве РПН позволяет существенно повысить точность контроля в режиме реального времени. Мониторинг в режиме реального времени имеет следующие дополнительные преимущества:

- диагностика в реальном времени в реальных условиях эксплуатации;
- повышенная точность по сравнению с периодическими проверками;



Пример типичной акустической сигнатуры устройства РПН.

- выявление неполадок, вызванных быстрым ухудшением свойств;
- соотнесение результатов диагностики с прочими данными, доступными на подстанции (например, нагрузка и температура).

Практический опыт

Два прототипа системы мониторинга состояния устройства РПН были установлены в феврале 2010 года и к настоящему моменту были проконтролированы 23000 переключений. Анализ результатов измерений был произведён для определения поведения устройства РПН в условиях реальной эксплуатации и определения требований для разработки точного и надёжного алгоритма автоматического мониторинга.

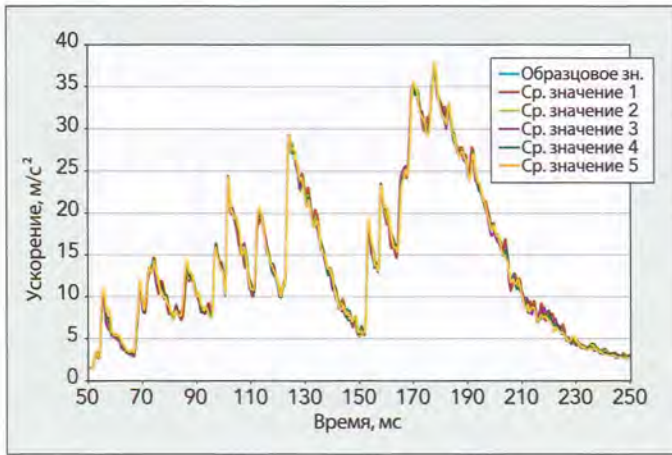
Алгоритм мониторинга основан на кратко- и долгосрочных изменениях, позволяющих определить различные возможные типы отказов. Отрегулированный по времени метод позволяет снизить естественные изменения акустических сигнатур устройства РПН в хорошем состоянии. Влияние температуры принимается в расчёт, так как общее время переключения при низкой температуре может быть превышено при высокой температуре более чем на 10%, что в свою очередь может быть расценено системой как отказ. Способ был применён для новых устройств РПН вакуумного типа и показал великолепную повторяемость результатов измерений.

Новая технология мониторинга вводов

Традиционный способ испытания изоляции (напряжением 10 кВ) показывает ограниченную способность предотвращать или определять отказы вводов трансформаторов на начальной стадии их появления. Диагностика в режиме онлайн имеет преимущество в смысле оценки состояния изоляции при рабочем напряжении и рабочей температуре. Кроме того, так как измерения проводятся в режиме реального времени, на трансформаторе, находящемся в эксплуатации, проведение диагностики позволяет выявить неполадки с коротким периодом проявления.

Практическое применение методов определения параметров изоляции, таких как ёмкость, коэффициент мощности и тангенс угла диэлектрических потерь, измеренных на вводе, показывает, что результаты измерений на вводах одной фазы более точны, чем метод

МОНИТОРИНГ



Виброакустические измерения на вакуумном устройстве РПН.

суммирования токов или любой расчёт по результатам измерений на разных фазах.

Технология, применяемая для таких измерений, требует электрического соединения между вводами, на которых проводятся измерения, и центральной измерительной системой, а также синхронной фиксации сигналов от вводов для определения фазового угла. Кабели, необходимые для такого распределённого измерения, увеличивают расходы на его применение и, следовательно, ограничивают применение этого метода мониторинга вводов трансформаторов при большом их количестве.

Для разрешения этой проблемы Исследовательский институт Hydro-Québec (Hydro-Québec IREQ) разработал новый принцип распределённых измерений с применением передатчиков GPS для обеспечения синхронизации по времени. Это позволяет снизить стоимость применения данной технологии (не нужны кабели между трансформаторами) и обеспечить требуемую точность измерений.

Эти измерения требуют высокоточного оборудования, так как сдвиг фазы примерно на одну десятую градуса между двумя вводами может означать предотказное состояние одного из вводов. Высокая точность ещё более важна, если речь идёт о вводах сверхвысокого напряжения, так как они имеют в своём составе множество ёмкостных элементов, соединённых последовательно (например, около 100 в вводе 735 кВ).

Новая система распределённых измерений

Децентрализованная измерительная система состоит из устройства мониторинга трансформатора (TMU), которое передаёт атрибутированные по времени GPS-результаты измерения в устройство диагностики трансформатора (TDU), используя имеющуюся на подстанции коммуникационную сеть.

Устройство мониторинга трансформатора подключено к датчикам ввода трансформатора и находится в шкафу управления. Вход устройства мониторинга трансформатора также может быть отрегулирован для измерения образцового сигнала от трансформатора напряжения. Антенна GPS установлена на передатчике сигналов времени устройства мониторинга трансформатора. Устройство диагностики трансформатора, установленное в ОПУ, получает данные от устройства мониторинга трансформатора, вычисляет тангенс угла

диэлектрических потерь и амплитудные значения величин, сохраняет данные, производит тенденционный анализ, производит локальную диагностику и передаёт предупреждения в центр мониторинга.

Модульный принцип организации системы позволяет пользователю комбинировать пары контролируемого оборудования на подстанции с помощью конфигулятора устройства диагностики трансформатора. Это позволяет обслуживающему персоналу получать и анализировать данные удалённо.

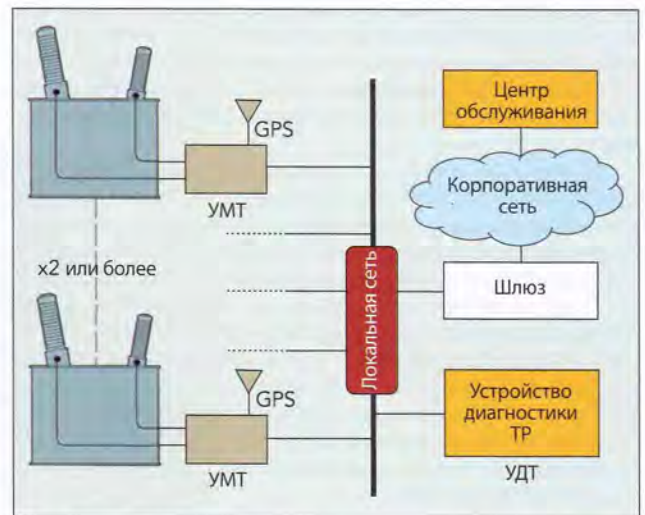
Практический опыт

Система была установлена на трёх фазах однофазного автотрансформатора 735/230 кВ мощностью 370 МВА, всего было установлено девять устройств, соединённых параллельно. Ежедневные изменения в децентрализованной системе были близки к мгновенному разбросу, что показывает её высокую работоспособность по сравнению со стандартным способом измерений.

Типичная дневная стабильность измерений тангенса угла диэлектрических потерь оказывалась лучше 0,05% кроме особых событий, таких как переключения в сети или дождь. В обоих случаях тангенс угла диэлектрических потерь изменялся во время события и базовая линия оказывалась несколько иной, соответствующей новым условиям эксплуатации (например, температуре трансформатора или очистке изоляторов). Небольшие изменения динамики также отмечены для амплитудных значений измеряемых величин.

Во время практических испытаний системы дождь шёл много раз. Метеорологические данные были собраны с метеорологических станций, при этом было замечено, что флуктуации тангенса угла диэлектрических потерь превосходят 0,15% во время дождя, однако базовая линия флуктуаций соответствует нормальной базовой линии флуктуаций в течение дня.

Таким образом, отсечение внешних влияний является важным аспектом при разработке алгоритма диагностики вводов. Алгоритм отсечения основан на временном постоянстве измерений по отношению к стандартному отклонению после нескольких успешных измерений отклонения тангенса угла диэлектрических потерь. Результат измерения считается непригодным,

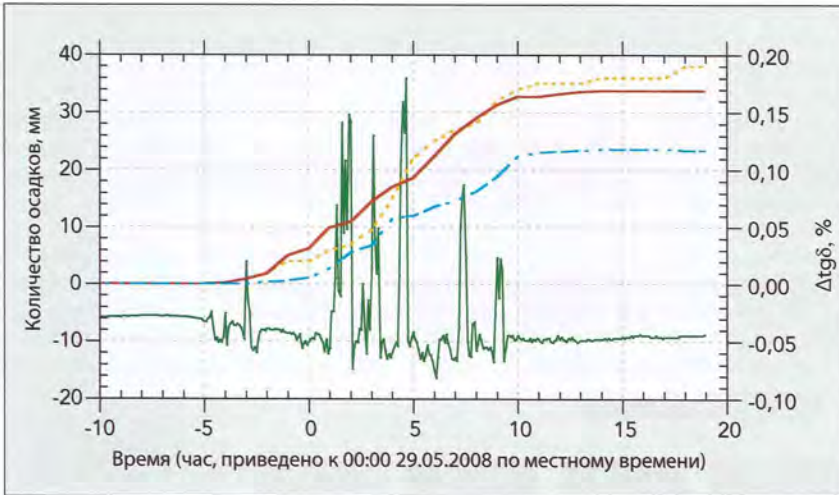


Новая распределённая система измерений для вводов.

Информация о мониторинге состояния

Применение технологий мониторинга предоставляет новые возможности эксплуатации и ремонта трансформаторов. При традиционном подходе сигнал и данные мониторинга отправляются исключительно в центр управления, который сообщает их персоналу подстанции. При новом подходе в центр управления направляются только критически важные сообщения, в то время как удалённый центр обслуживания применяет алгоритмы для подготовки предупреждений. Удалённый центр мониторинга имеет всю информацию о состоянии трансформатора, необходимую для технического персонала при обнаружении неисправностей, и передаёт рекомендации по техническому обслуживанию персоналу подстанции.

Другим важным аспектом проекта по мониторингу является обеспечение определения состояния трансформаторов, что позволит определить приоритет технического обслуживания и инвестиций. Hydro-Québec применяет матрицы рисков для оптимизации своей



Данные, полученные от трёх метеостанций (красная, оранжевая и синяя линии), показывают влияние дождя на измерение $\Delta tg\delta$ (зелёная линия).

если стандартное отклонение превышает пороговое значение. Пороговое значение может быть задано вручную или определено на основании статистического анализа результатов измерений, проведённых ранее.

КОММЕНТАРИЙ

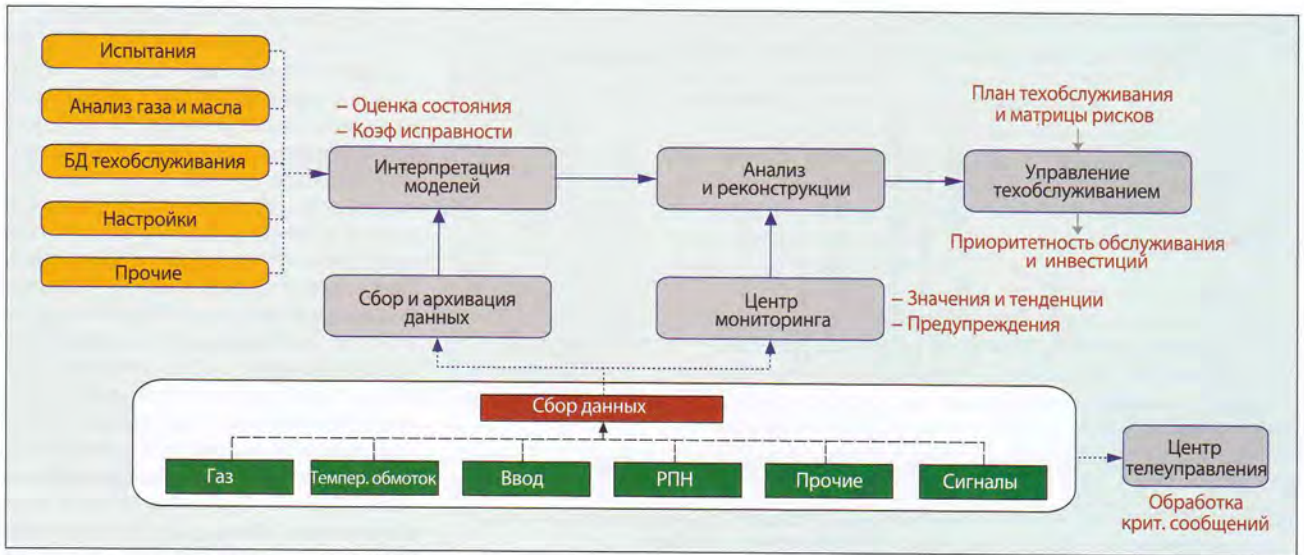
Леонид Дарьян, заместитель директора по аналитической и методологической работе ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», д.т.н.



В статье «Мониторинг состояния трансформаторов» сотрудники Исследовательского центра (IREQ) канадской компании Hydro-Quebec Патрик Пише и Клод Райо описывают опыт удалённого мониторинга и оценки технического состояния силовых трансформаторов с целью обеспечения безаварийной эксплуатации, с одной стороны, и оптимизации технического обслуживания — с другой. Стоящая перед электроэнергетической компанией задача — достаточно тривиальная для сложившейся в мировой электроэнергетике ситуации: оборудование стареет, а средств для обновления устаревшего оборудования не хватает. Стратегия компании Hydro-Quebec заключается в оснащении трансформаторов, находящихся в эксплуатации 30 и более лет, системами мониторинга. По данным, приведённым авторами, основное количество отказов трансформаторов связано с отказами РПН (51%) и высоковольт-

ных вводов (14%). В связи с этим основное внимание уделяется непрерывному контролю состояния именно этих функциональных узлов трансформаторов. Интересно отметить, что контроль состояния вводов производится с применением систем GPS, что позволяет обеспечить необходимую точность и снизить стоимости измерительных систем. Схема сбора, передачи и обработки данных о контролируемых параметрах трансформатора построена следующим образом. Вся информация поступает в режиме реального времени в два центра — Центр управления и Центр дистанционного мониторинга. Задачей Центра управления является принятие необходимых оперативных мер при возникновении проблем с трансформатором, например перераспределение нагрузки, отключение и т.д. В Центр управления направляются только наиболее важные сообщения — предупредительные или аварийные сигналы. Таким образом, Центры управления «разгружаются» от излишней информации. В Центре дистанционного мониторинга концен-

трируется вся информация о состоянии трансформаторов. В случае обнаружения повреждённого или других отклонений в режиме реального времени проводится анализ ситуации и выдача рекомендаций опытных экспертов по дальнейшим действиям в рамках технического обслуживания. Таким образом, появляется возможность устранения проблем на ранней стадии их возникновения, до того как они становятся критическими и передаются в Центр управления. Решение задач в Центре дистанционного мониторинга осуществляется на базе соответствующего аналитического обеспечения, работающего в режиме реального времени. Оба Центра имеют доступ к одним и тем же исходным данным, поступающим от систем мониторинга оборудования подстанции. В заключение отметим, что создание корпоративного Центра непрерывного контроля состояния оборудования энергообъектов является актуальной для электроэнергетических компаний Российской Федерации задачей, которая позволит повысить эффективность управления активами на объектах электроэнергетики.



Маршрутизация информации для сбора, обработки и оценки состояния трансформатора.



КОММЕНТАРИЙ

Евгений Алсуфьев, заместитель исполнительного директора по развитию ООО «РАКУРС-ИНЖИНИРИНГ»

Безусловно, развитие систем мониторинга и диагностики необходимо для повышения надёжности эксплуатации силовых масляных трансформаторов. При этом их развитие требует не только совершенствования методики и алгоритмов диагностики, но и наличия соответствующих программно-технических комплексов, способных по своим техническим характеристикам выполнять требуемые диагностические задачи постоянно в реальном времени. К таким характеристикам относятся надёжность, способность обрабатывать и хранить большие объёмы информации; в части измерений электрических параметров предъявляются особые требования по быстродействию. Компанией «Ракурс» был разработан специализированный программно-технический комплекс автоматизированной системы мониторинга и управления трансформатором ПТК «АСМУТ», обладающий всеми необходимыми характеристиками. ПТК «АСМУТ» выполнен в соответствии с действующими нормативными документами, аттестован в Федеральной сетевой компании и внесён в реестр средств измерений.

В составе комплекса реализованы все передовые общепризнанные методики диагностирования неисправностей. По мере появления соответствующих требований в состав комплекса могут включаться новые подзадачи.

К настоящему моменту в российском энергетическом комплексе «Ракурс» внедрено более 20 таких систем. Они успешно эксплуатируются на важных объектах промышленной энергетики и тепловых станциях, обеспечивая надёжную и бесперебойную работу трансформаторного оборудования.

Возможность проведения комплексной диагностики всего трансформатора на базе стандартных надёжных промышленных контроллеров, лёгкая масштабируемость системы, «бесшовная» интеграция в другие системы управления — это далеко не полный перечень преимуществ комплекса «АСМУТ». Кроме того, он позволяет контролировать и дополнительное оборудование.

активности. Для определения приоритета инвестиций и выделения ресурсов на техническое обслуживание из различных баз данных выделяется индекс состояния (индекс исправности). Данные мониторинга трансформаторов, собранные удалёнными центрами мониторинга, позволят производить обновление этой информации быстрее и в некоторых случаях точнее.

Улучшение оценки состояния

Исследовательский институт Hydro-Québec (Hydro-Québec IREQ) разработал новые технологии мониторинга устройств РПН и вводов трансформаторов, так как эти элементы являются причинами двух третей серьёзных отказов трансформаторов в сетях Hydro-Québec. Эти технологии, тщательно протестированные практически и доступные для вводов трансформаторов и устройств РПН, позволят предотвратить серьёзные отказы путём их раннего обнаружения.

Применение этих технологий также снизит стоимость обслуживания трансформаторов и время проведения работ, так как некоторые мероприятия, требующие вывода трансформатора из эксплуатации (измерение коэффициента мощности или забор проб масла), станут не нужны. Частота проверок устройства РПН также может быть снижена благодаря применению системы онлайн мониторинга и диагностики.

Результаты диагностики, проведённой новой системой, интегрированы в информационную модель Hydro-Québec для дополнения существующих данных и улучшения общей оценки состояния трансформаторов. Новая технология обеспечит надёжную работу трансформаторов Hydro-Québec и улучшит обслуживание трансформаторов, обусловленное их состоянием.

Hydro-Québec выражает благодарность

Работа, описанная в настоящей статье, стала возможна благодаря усилиям сотрудников Hydro-Québec и Исследовательского института Hydro-Québec (Hydro-Québec IREQ) Мишеля Гавена (Michel Gauvin), Силвии Рендо (Sylvain Riendeau), Франсуа Леонарда (Francois Léonard), Луи Дюпона (Lois Dupont) и Жана Голе (Jean Goule). TDWR

Патрик Пише (Patrick Picher, picher.patrick@ireq.ca) получил степень бакалавра в Университете Шербрука, Канада (Sherbrooke University, Canada), в 1993 и степень доктора философии (Ph. D) в Политехнической школе Монреаля, Канада (École Polytechnique de Montréal, Canada), в 1997. С 1999 г. работает исследователем и менеджером проектов в Исследовательском институте Hydro-Québec (Hydro-Québec IREQ), где занимается моделированием трансформаторов, их диагностикой и мониторингом. Патрик Пише является членом многих рабочих групп CIGRÉ и IEC, в настоящее время явля-

ется секретарём исследовательского комитета CIGRÉ A2 — трансформаторы.

Клод Райо (Claude Rajotte, rajotte.claude@hydro.qc.ca) окончил Высшую техническую школу в Монреале, Канада (École de Technologie Supérieure in Montréal, Canada), и начал свою карьеру в Исследовательском институте Hydro-Québec (Hydro-Québec IREQ), где занимался исследованиями, связанными с диагностикой электрических аппаратов. В 1990 году он стал сотрудником департамента технического обслуживания Hydro-Québec, где занимается способами технического обслуживания, диагностикой аппаратов, мониторингом и системами баз данных, а также исследованиями и разработками. С недавних пор Клод Райо стал заниматься спецификацией трансформаторов, разработкой проектов, оценкой оставшегося срока службы и технической поддержкой. Он является членом Общества инженеров Квебека (Ordre des Ingénieurs du Québec) и председателем исследовательского комитета CIGRÉ A2 — трансформаторы.

КОММЕНТАРИЙ

Валерий Печёнкин, директор по НИОКР ЗАО «Трансформер», к.т.н.



Предложенные технологии диагностики позволяют максимально использовать остав-

шийся ресурс трансформатора с большим сроком службы и гарантируют своевременный вывод из эксплуатации оборудования, находящегося в предаварийном состоянии.

Мониторинг трансформаторов. В качестве основного критерия состояния изоляции сетевых и генераторных трансформаторов авторы предлагают мониторинг газов в режиме онлайн. Несмотря на очевидность эффективности данного показателя, более интегрированным критерием является уровень ЧР, отражающий влияние большего числа факторов, отрицательно воздействующих на изоляцию, и напрямую связанный со сроком службы электрооборудования. В частности, выявление ошибок в конструкции и технологии уже на начальной стадии эксплуатации. Кроме того, данный параметр отражает возможную недостаточную стойкость к токам КЗ вследствие изменения геометрии активной части (АЧ): в настоящее время для большинства новых трансформаторов мощностью выше 40 МВА механическая прочность проверяется только расчётом.

Технология мониторинга устройства РПН. Предложенные

токоизмерительная/вибраакустическая технологии позволяют оценить:

- надёжность крепления контактов (самоотвинчивание крепёжных гаек приводит к значительному подгоранию контактов и разрегулировке кинематических элементов);
- текущее состояние привода и вероятность выхода из строя токоограничивающих резисторов;
- степень воздействия внешней температуры (в виде поправки к общему времени переключения).

Технология мониторинга вводов. Повреждение вводов особенно опасно и связано, как правило, не только с разрушением ввода, но и значительным повреждением самого трансформатора. Контролируя такие важные параметры, как ёмкость, коэффициент мощности и тангенс угла диэлектрических потерь, авторы не учитывают основной причины — электрический пробой изоляции ввода, вызванный проникновением влаги. Предупредить перекрытие внутренней изоляции для герметичных вводов можно путём своевременного газохроматографического анализа пробы масла из вводов. Таким образом, без учёта данного фактора в технологии мониторинга состояния вводов утверждение авторов о снижении эксплуатационных затрат за счёт исключения операции забора проб масла является, мягко говоря, спорным.

В качестве альтернативы ме-

роприятию забора пробы масла можно рекомендовать тепловизионный метод контроля, не требующий вывода оборудования из работы. Функция свёртки термограммы позволяет перейти к «образу» термограммы — нормированной гистограмме распределения площади объекта по температурному диапазону. Сравнение текущей и исходной гистограммы позволяет сделать вывод о появлении аномалии в работе оборудования — скрытого дефекта с местным перегревом.

Заключение. Внедрение «умных» трансформаторов с возможностью их последующей интеграции в интеллектуальные сети является важным шагом в повышении энергоэффективности электроснабжения. На протяжении последних 5—10 лет обсуждение этой проблемы в России происходит регулярно на всевозможных семинарах самого высокого уровня, но практическим решением этой задачи занимаются отдельные специалисты или творческие коллективы в силу научного интереса или надежды на возможное использование их результатов работы в будущем. Вследствие этого известны лишь отдельные фрагменты реального внедрения удалённого мониторинга и диагностики электрооборудования. Системная работа в этом перспективном секторе энергетики с обобщением и классификацией положительных решений, к сожалению, не ведётся.