

Применение оптоволоконных систем

для прямого измерения температуры высоковольтных трансформаторов

В статье рассмотрен один из весьма перспективных способов прямого измерения рабочих температур мощных высоковольтных трансформаторов на основе оптоволоконных систем непрерывного измерения и контроля.

Григорий Лазарев

lazarev@vniie.ru

Александр Новаковский

al_novak@vniie.ru

Юрий Габриелян

GUV@viels.spb.ru

Введение

Термические нагрузки трансформаторов являются фактором, определяющим срок их эксплуатации. Причем наиболее ограничивающим с этой точки зрения конструкционным материалом является изоляция обмоток, скорость износа которой зависит от изменения рабочей температуры в процессе эксплуатации трансформатора, влажности, типа изоляции, а для трансформаторов с масляным охлаждением обмоток — от уровня кислорода и кислотности в масле. Основная причина износа определяется процессами деструкции полимерных цепочек материала изоляции.

Поскольку одним из определяющих эксплуатационных параметров трансформатора является температура, то определение «горячих» точек в обмотках является важной задачей не только производителя, который в принципе должен снабжать трансформатор системой мониторинга для постоянного контроля и регистрации текущих и предельных значений температур обмоток и масла, но и пользователя.

Следует заметить, что точное местоположение и температура «горячих» точек обмоток на практике обычно неизвестны. Они являются расчетными параметрами, получаемыми на основе тепловых моделей или аналитически при конструировании трансформаторов, и в значительной мере зависят от технологии и качества производства. Обычно в трансформаторах имеются индикаторы температуры масла в верхней части бака и индикаторы температуры обмотки, причем температурный датчик обмотки физически находится не в ней.

В большинстве существующих систем мониторинга и контроля трансформаторов изменения текущих реальных температур не считываются. Применяемые «аварийные» реле конструируются так, чтобы срабатывать и подавать сигнал в тех случаях, когда температура превышает некоторый заранее установленный предел (уставку). Это означает, что информация об изменениях температуры до момента достижения ею предельно допустимого значения, при котором срабатывает защита и которое являет-

ся критическим для трансформатора, фактически отсутствует.

Риск повреждения трансформатора может быть значительно снижен, если отслеживать постоянно токи нагрузки и температуры наиболее «горячих» точек. Хотя предотвратить термический износ изоляции невозможно, постоянный мониторинг температуры позволяет оценить изменения состояния изолирующего материала обмоток и предотвратить аварии, которые возникают в результате медленных процессов деградации изоляции.

Применение системы контроля целесообразно как для блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд электростанций (ТЭС, ГЭС и ГАЭС, АЭС), так и для мощных трансформаторов электроподстанций распределительных сетей. Ее применение оказывается весьма эффективным и для мощных высоковольтных преобразовательных трансформаторов, работающих, как правило, с переменными нагрузками в условиях воздействия на их обмотки высших гармоник, генерируемых подключенными к ним мощными полупроводниковыми преобразователями.

Принцип действия оптоволоконных систем прямого измерения температуры в обмотках высоковольтных трансформаторов

Оптоволоконные температурные датчики прямого измерения температуры в обмотках высоковольтных трансформаторов были созданы в приборостроительной компании FISO Technologies Inc, специализирующейся на разработках и производстве оптоволоконных сенсоров и датчиков для измерения различных физических параметров (температуры, давления, перемещения и т. п.) [1].

Температурные датчики FISO используют свойство поглощения или пропускания белого света арсенидгалиевым (GaAs) полупроводником. При увеличении температуры пропускаемый (то есть не поглощаемый) спектр полупроводника сдвигается

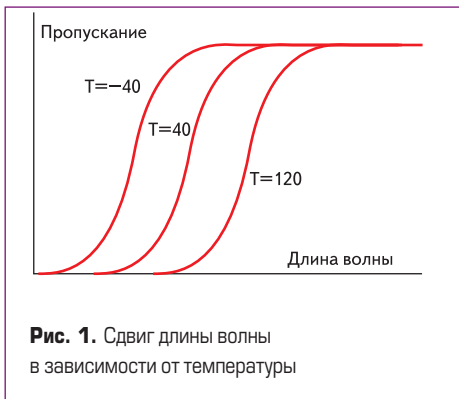


Рис. 1. Сдвиг длины волны в зависимости от температуры

в сторону волн большей длины. При любой заданной температуре пропускание света определенной длины волны возрастает фактически с 0 до 100%. Этот скачок называется «сдвигом поглощения», а соотношение между длиной волны, на которой происходит сдвиг поглощения, и температурой предсказуемо (рис. 1).

Почему происходит этот сдвиг? Это явление возникает при изменении запрещенной энергетической зоны полупроводника. Это понятие связано с энергией, необходимой для приведения электронов полупроводникового элемента в возбужденное состояние (в противоположность нормальному, стабильному состоянию). По мере поступления энергии в виде тепла в полупроводник с увеличением температуры эта зона уменьшается – все меньше дополнительной энергии требуется для возбуждения электронов.

Электроны возбуждаются фотонами (частичами света) на входе в полупроводник. Если фотон несет достаточно энергии для перемещения электрона через зону, то он поглощается. Если энергии у фотона недостаточно, то он пропускается. Чем меньше длина волны фотона, тем большей энергией он обладает. Поскольку запрещенная энергетическая зона уменьшается при повышении температуры полупроводника, и все меньше энергии требуется для преодоления этой зоны, то при этом поглощаются фотоны со все меньшей энергией (то есть большей длиной волны). В результате сдвиг поглощения уходит на все большую длину волны.

Исходя из этого, можно узнавать температуру полупроводника, имея информацию о его сдвиге поглощения в настоящий момент. Важ-

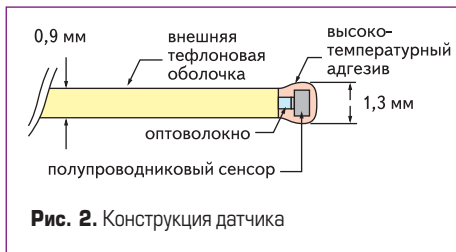


Рис. 2. Конструкция датчика

но отметить, что данное явление не зависит от яркости света, а только от длины волны.

Для измерения температуры в обмотках трансформаторов FISO был разработан датчик типа TPT-32, рассчитанный на диапазон температур от -40 до +250 °C при точности измерения ±2 °C. Время запаздывания измерения 250 мс [2].

Для преобразования сигнала датчика TPT-32 применяют совместимый многоканальный преобразователь Nortech Sentinel (рис. 2), имеющий от одного до шести каналов измерения с частотой дискретизации 0,1 Гц. Преобразователь имеет аналоговые выходы 4–20 мА (0–10 В), порты RS-232 и RS-485. Имеется также возможность подсоединения модема и 7 реле [3]. Следует отметить, что тип сбора данных — последовательный.

Система Nortech основана на преобразовании сигнала прямого контактного измерения температуры.

Маленький полупроводник GaAs с одной стороны прикреплен к хорошо отполированному оптоволокну. На одной стороне полупроводника размещается отражающая диэлектрическая пленка, не проводящая электрический ток. Все используемые материалы характеризуются этим свойством («высокая диэлектрическая сила»), что является одним из важнейших преимуществ данной технологии по сравнению с традиционными, такими как термопары и RTD (где используется провод для передачи электрического сигнала).

Оптоволоконно по всей длине покрыто политетрафлюорэтиленовой (тефлоновой) оболочкой, эффективно защищающей его от агрессивной химической среды, а также перфорированной тефлоновой оболочкой для дополнительной прочности. Вся конечная конструкция (полупроводник и конец волокна) заключена в высокотемпературный адгезив с целью защиты сенсора (полупроводника) от химических и механических воздействий.

Данный адгезив является единственной преградой для прямого контакта.

На рис. 3 показана блок-схема, поясняющая принцип преобразования сигнала температуры. Нумерация элементов соотносится с приведенной блок-схемой.

Источник белого света (1), размещенный внутри преобразователя сигнала, направляет свет в один из концов оптоволоконного соединительного блока (2). Свет идет по оптоволокну датчика к полупроводнику (3), где волны определенной длины поглощаются. Непоглощенный свет отражается зеркалом диэлектриком (4) и возвращается по волокну к соединительному блоку, где направляется на спектрометр (5).

Положение сдвига поглощения определяется по специальному алгоритму анализа сигнала, а затем по нему высчитывается температура. Вычисление сдвига поглощения данным устройством не связано с яркостью света — значение имеет только цвет. Следовательно, различные факторы, влияющие на работу оптических волокон (длина волокна, количество и качество соединений, диаметр и состав волокна, изгибы), не являются серьезной помехой для данной системы. Кроме того, вследствие универсальной реакции составляющего полупроводник вещества, все подобные датчики взаимозаменяемы и не требуют калибровки или перекодировки при замене сенсора. Метод дает надежные, повторяемые сведения о температуре без ошибок, возникающих вследствие потерь мощности сигнала на соединениях или изгибах волокон.

Рис. 4 иллюстрирует типичное подключение элементов системы прямого измерения рабочей температуры трансформатора.

Обнаружение «горячих» точек в находящихся в эксплуатации трансформаторах — непростая задача. В то же время наиболее рациональной процедурой для непрерывного контроля их температуры является установка оптоволоконна в обмотку. Первоначально подобное применение оптоволоконна было встречено негативно как инженерами, так и производителями трансформаторов [4]. Однако необходимость измерения температуры с целью лучшего контроля нагрузки трансформаторов привела компанию Manitoba Hydro к тому, чтобы в 1998 году установить на один из своих новых преобразовательных транс-

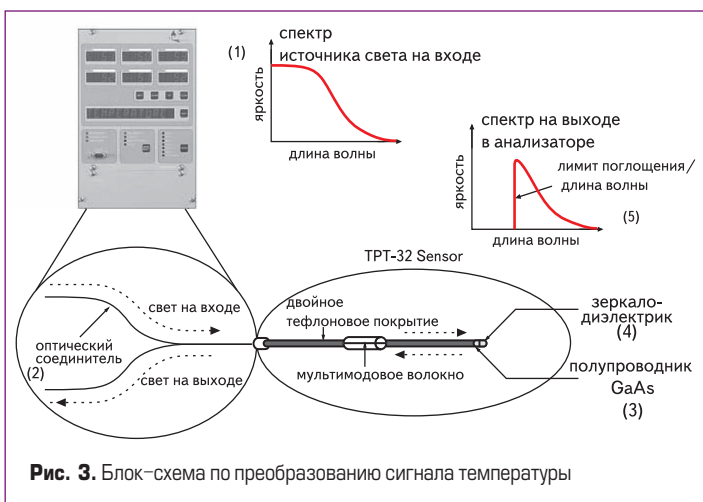


Рис. 3. Блок-схема по преобразованию сигнала температуры

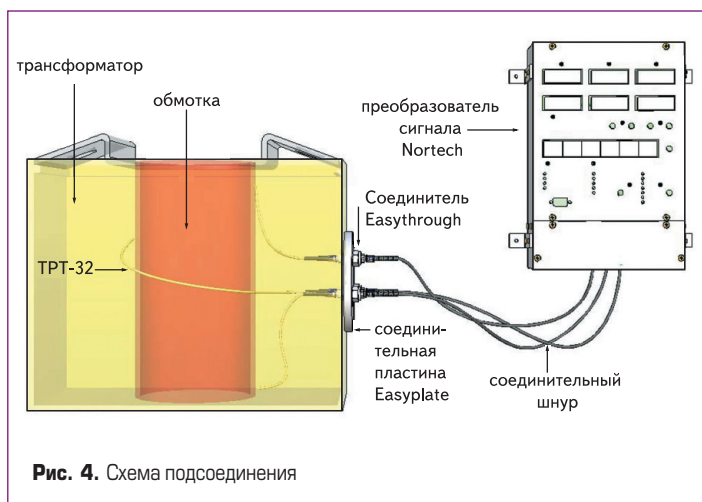


Рис. 4. Схема подсоединения

форматоров 48 оптоволоконных сенсоров. Производитель трансформатора установил оптоволоконные датчики в обмотку, а также в другие элементы трансформатора при его изготовлении. Целью установки такого количества сенсоров было получение полного температурного профиля внутренней части трансформатора. При эксплуатации работало 36 датчиков. С 1998 года Manitoba Hydro установила оптоволоконные температурные датчики в более чем двенадцати мощных трансформаторах — по восемь датчиков в каждом. Причиной такого масштабного внедрения оптических систем контроля стало то, что начиная с 1994 года возник целый ряд аварийных ситуаций в трансформаторах со сроком эксплуатации от 18 до 23 лет. При последующем анализе было выявлено, что в каждом конкретном случае причиной аварии был перегрев на том или ином участке изоляции обмотки. Весьма вероятно, что локальная температурная аномалия приводила к деградации диэлектрика и как следствие — к короткому замыканию и пробое. Было решено осуществить онлайн-мониторинг температуры обмотки с применением оптоволоконной технологии.

Установка оптоволоконных датчиков

В качестве примера ниже рассмотрена установка оптоволоконных температурных датчиков на преобразовательном трансформаторе 107 МВА, у которого сетевая обмотка — 230√3 кВ, 810 А, вентильная обмотка 127√3 кВ, 1408 А и третичная обмотка 2 кВ [4].

Трансформатор работает с довольно значительным изменением нагрузок в дневное и ночное время (практически двукратным от нагрузки, близкой к номинальной). Транс-

форматор имеет масляное охлаждение. Масло поступает от системы маслораспределения, разделенной на две группы, одна из которых работает с постоянной прокачкой масла, а вторая включается автоматически при превышении температуры в обмотке 50 °С.

На трансформаторе с целью оценки эффективности такой системы мониторинга температуры было установлено 48 датчиков, из которых 21 размещался на сетевой обмотке, 22 — в третичной обмотке, 2 — в сердечнике, 2 — на нулевом проводе и 1 — в масле в верхней части бака.

В обмотке 12 датчиков были размещены в бумажной изоляции, 17 — на изоляторах обмотки, 10 — на изоляторах с введением кончика сенсора в масляную трубку, еще четыре — там же, но с головкой, находящейся в месте выхода масла с обмотки. Из-за большого тока в вентильной обмотке было решено не помещать туда оптоволоконные датчики. Впоследствии в каждом изготовленном трансформаторе оптоволоконные датчики устанавливались также и в вентильную обмотку.

Рис. 5–8 иллюстрируют технологию установки сенсоров.

Онлайн-мониторинг и анализ

Трансформация оптического сигнала в электронный является дорогостоящей процедурой. По этой причине в рассматриваемой системе проводился постоянный мониторинг только по шести сенсорам. Соответствующие шесть сенсоров были выбраны потому, что давали наилучшие результаты при заводских тестах на нагрузку. В качестве инструмента онлайн-мониторинга использовался шестиканальный регистратор данных, показанный на рис. 9, который позволяет хранить мак-

симальные, средние и минимальные значения для каждого канала в течение года [3]. Данные легко могут сохраняться в формате листа Excel. Прочие функции позволяют загружать данные только после получения аварийного сигнала или другого ключевого события.

Поскольку это было первым опытом подобной работы, в Manitoba Hydro предпочли считывать данные еженедельно с целью мониторинга избранных точек внутри трансформатора. В течение года собирались данные для всех сезонов и определялись воздействие температуры окружающей среды. Последняя в период наблюдения варьировалась от -30 до +30 °С. На тот момент было неизвестно, как учитывается при расчетах сила ветра в зимний период и влажность в летний период для трансформаторов наружной установки. Оказалось, что эти дополнительные факторы влияют на температуру сильнее, чем представлялось. Данные о температуре внешней среды и входящем токе получались от другой системы наблюдения, расположенной на внешней части трансформатора.

Результаты наблюдений изменения температуры сетевой обмотки и масла в верхней части бака трансформатора в холодное время года (январь) и летом (июль), записанные регистратором данных, показаны на рис. 10 и 11. Нетрудно заметить значительную разницу между температурами сетевой обмотки и масла в верхней части, причем в январе она больше, чем в июле.

Следует отметить, что вычисления температуры масла при перегрузках трансформаторов, на которых основаны различные тепловые модели [5], и, в частности, модель института IEEE (США), дают заметные погрешности в сторону занижения результатов, так как в них недооценивается температура в «горячих» точках, а рассчитывается температура масла вместо температуры охлаждающего канала обмотки и проводника [4].

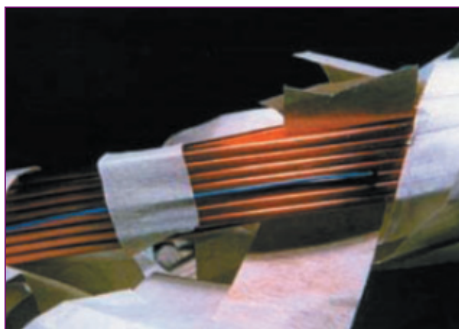


Рис. 5. Кончик сенсора на проводнике



Рис. 7. Оптоволоконный кабель на выходе из обмотки



Рис. 6. Кончик сенсора, покрытый бумагой

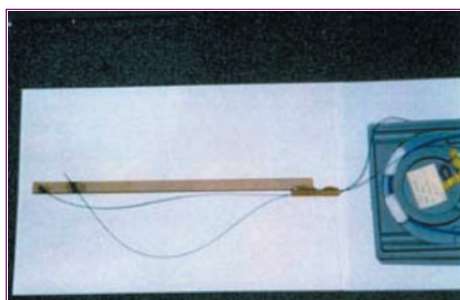


Рис. 8. Стержень с сенсорами для сердечника



Рис. 9. Шестиканальный регистратор данных

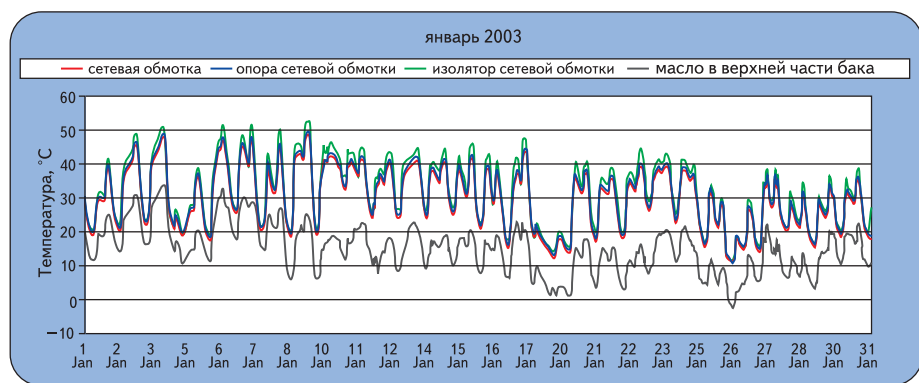


Рис. 10. Температура сетевой обмотки и масла в верхней части бака в январе 2003 года

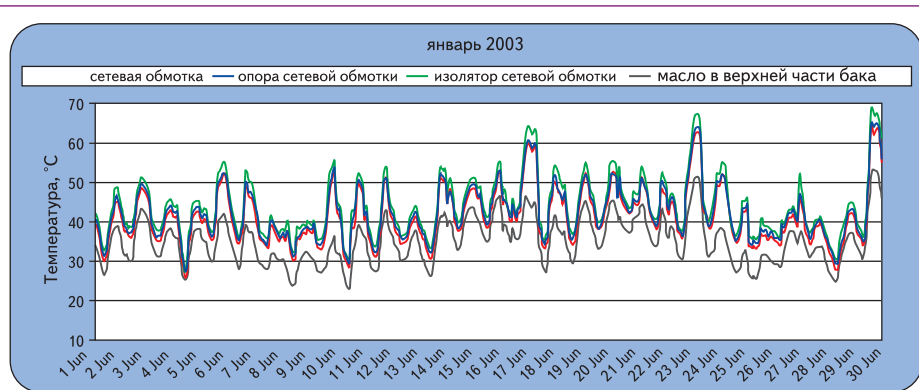


Рис. 11. Температура сетевой обмотки и масла в верхней части бака в июле 2003 года

Расчеты по тепловой модели трансформатора дают обычно более низкую температуру «горячих» точек, чем получается при прямом измерении. Вследствие этого при его работе в условиях перегрузок скорость износа изоляции оказывается существенно больше расчетной, создавая высокий риск образования пузырей масла. Кроме того, модель не учитывает изменение сопротивления в обмотке в зависимости от температуры.

Очевидно, что прямые замеры температуры с помощью оптоволоконных датчиков дают более достоверную картину распределения температуры в трансформаторе в эксплуатационных режимах и при ее измерениях непосредственно в обмотке имеют определенные преимущества. Все проблемы, связанные с перегрузками и сокращением срока эксплуатации трансформатора, будут решаться на основе реальных измерений.

Онлайн-мониторинг температуры и сбор данных дают возможность анализировать весь диапазон эксплуатационных режимов трансформаторов за любой нужный период времени. Это позволяет вовремя предпринять необходимые меры по более эффективной его эксплуатации.

Заключение

Применение оптоволоконных систем для прямого измерения температуры мощных высоковольтных трансформаторов, стоимость которых незначительна по сравнению с ценой трансформатора и потерями при его аварийных отключениях, позволяет:

- Объективно оценивать текущее состояние изоляции обмоток.
- Измерять температуры «горячих» точек в реальном времени.
- Планировать и координировать с потребителями график эксплуатационных нагрузок с учетом информации о температуре наиболее проблематичных «горячих» точек с контролируемым увеличением перегрузок.
- Более точно прогнозировать сроки своевременного вывода трансформатора для сервисного обслуживания.
- Предотвращать аварии и внезапные отключения.

Литература

1. Обзор деятельности продукции FISO Technologies. Вибратор — электроникс — Сервис. 2007.
2. TPT-32 Temperature sensor for oil-filled transformers. — FISO Technologies. Product Data Sheet.
3. NORTECH Sentinel. Fiber Optic Direct Winding Temperature Monitoring System with Datalogging and Relays. — FISO Technologies. Product Data Sheet.
4. Glodjo A., Mueller R., Brown M., Walsh Sh. Field Experience, With Multipoint Internal Temperature Measurements of Converter Transfotmers. Doble Engineering Company. 2004.
5. Aubin J., Gervais P., Glodjo A. Field Experience With the Application of Dynamic Models for On-Line Transformer Monitoring. Substation Automation Conference, February 2001, New Orleans.