



ДЕПАРТАМЕНТ ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

ОБЗОР НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Выпуск 2



2009 г.



Знаете ли вы что... Первым крупным испытанием трехфазной системы с использованием трехфазных трансформаторов стала линия электропередачи, сооруженная в 1891 г. в Германии. Посредством трансформатора мощностью 150 кВА (таких трансформаторов ранее никто не изготавливал), электроэнергия на напряжении 15 кВ передавалась по линии передач на огромное для того времени расстояние (170 км).

Новости ...

Компания «Шнайдер Электрик» представила выключатель в литом корпусе Compact NSX

Принципиальное новшество автоматических выключателей Compact NSX состоит в интеграции в рамках одного устройства не только функций защиты электрических сетей и обеспечения бесперебойного электроснабжения, но и комплекса измерительных и коммуникационных возможностей.



Выключатель выполняет не только защитные функции, с улучшенными характеристиками селективности, но обеспечивает мониторинг и учет потребления электроэнергии, анализ основных параметров сети и представление этих данных в удобной для восприятия форме.

Специалисты из Кембриджского университета (США) разработали новый высокотехнологичный светодиод.

Новая разработка лишена двух основных недостатков мощных светодиодов, разработанных ранее — высокой цены и сложностей, связанных с работой при больших токах, необходимых для обеспечения высокого КПД.

Светодиод излучает свет, напоминающий свет лампы дневного света, и сохраняет работоспособность в течение 60 лет. По КПД новинка втрое превосходит лампы дневного света, и в 12 раз — лампы накаливания. Важной особенностью является моментальное включение, устраняющее неприятную задержку, характерную для экономичных ламп дневного света. Новый световой источник будет стоить в серийном производстве 3 доллара за штуку.

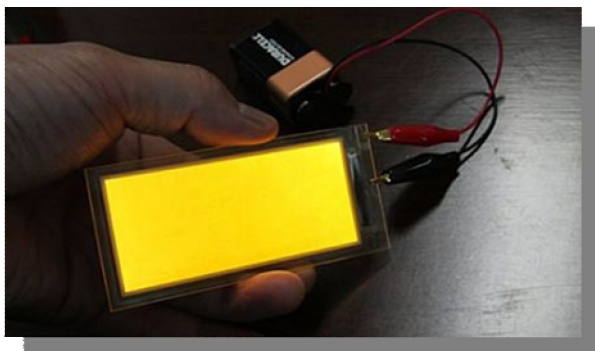


Специальное проектно-конструкторское бюро экспериментальных технологий «СПКБ Техно» объявило о строительстве Высоковольтного испытательного центра (ВИЦ).

Центр создается по инициативе Всероссийского научно-исследовательского института кабельной промышленности (ВНИИКП). Планируется испытывать кабели и арматуру в соответствии с международными стандартами. Его оборудование позволит проводить исследования и испытания на мировом уровне, то есть два предквалификационных (годовых) испытания и 6 типовых испытаний (продолжительностью около 1 месяца) высоковольтных кабелей и арматуры. Общая площадь испытательного центра составит 2520 м². Его здание планируется сдать в 2010 г. На полную проектную мощность новая испытательная база должна выйти в 2011 г.

Корейская компания Modistech разработала панели на основе органических светодиодов.

Панели на основе органических светодиодов можно использовать не только для изготовления дисплеев с отличными характеристиками, но и в качестве осветительных приборов.



Первые образцы подобных OLED-ламп компания планирует начать серийно изготавливать уже с конца следующего года.

Сильные стороны подобных ламп очевидны: это и компактные размеры, гибкость устройств, что позволяет создавать осветительные приборы самых различных конфигураций и форм; возможность менять цвет свечения «органических ламп», создавая интересные световые эффекты.

Компания «АБС ЗЭиМ Автоматизация» завершила разработку нового продукта - одноконтурного регулятора ПБР-3(2)ИР.



Устройство предназначено для локального управления контурами регулирования и обеспечивает предварительную обработку и корректировку входных сигналов, поддерживая технологический параметр в соответствии с заданием. Устройство напрямую управляет 3-х или 1-фазными электрическими исполнительными механизмами, включенными в систему АСУ ТП. Одноконтурный реверсивный регулятор может быть выполнен в одном из трех исполнений серийного пускателя ПБР-И.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТОВОЛОКНА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Температурный мониторинг кабельных линий высокого напряжения

Одним из способов обеспечения надежной работы кабельных систем высокого напряжения является мониторинг температуры фаз по всей длине линии. С внедрением в эксплуатацию кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена необходимость температурного мониторинга приобрела особую актуальность по причине зависимости изоляционных свойств полиэтилена от температурных воздействий.

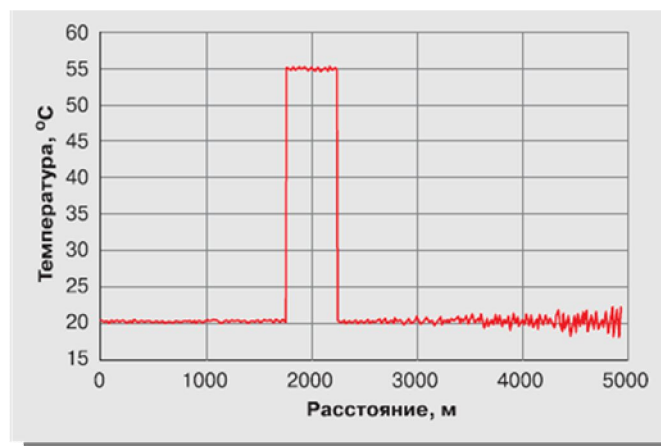
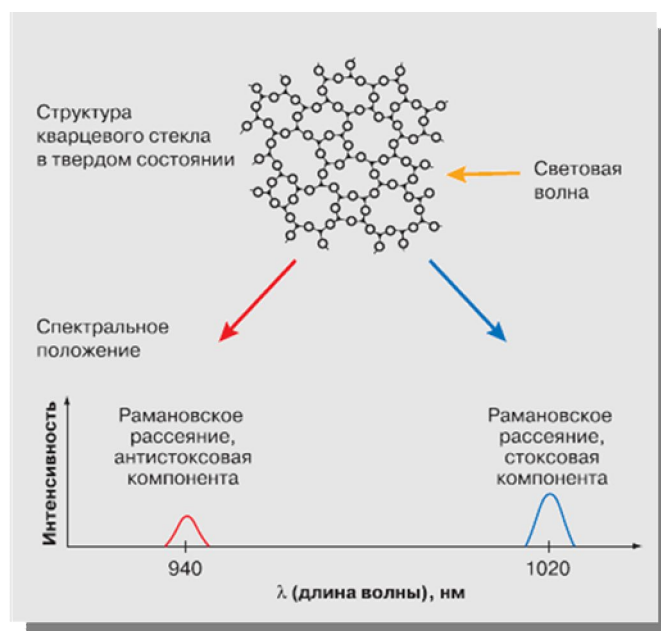
Ключевым элементом современных систем температурного мониторинга кабельных электросетей стало оптическое волокно. Первоначально оно применялось в основном для передачи данных на дальние расстояния с высокой скоростью. Однако, при более детальном изучении свойств оптоволокна выяснилось, что его возможности намного шире.

Молекулярные вибрации, возникающие в нем под влиянием температуры, давления или растягивающих усилий, могут изменять характеристики рассеянного в нем света.

Для определения температуры измеряется спектральный состав наиболее важного параметра - обратного (рамановского) рассеяния света, которое имеет длинноволновую (стоксовую) и коротковолновую (антистоксовую) компоненты, сдвинутые относительно друг друга (см. рис.).

Температура рассчитывается из соотношений между интенсивностями основного сигнала, и отраженных компонент света. Чем выше температура кабеля, тем больше величина сдвига между компонентами.

Так как пропускная способность кабельной линии определяется условиями прокладки и при этом на разных участках трассы при протекании одного и того же тока



температура жилы может меняться, то визуальное отображение окончательного расчета температуры линии может быть таким, как показано на рис.

Данные температурной кривой могут быть переданы посредством стандартного интерфейса от исполнительного блока системы мониторинга в точку удаленного доступа (см.

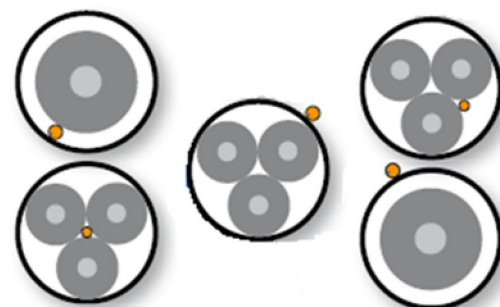
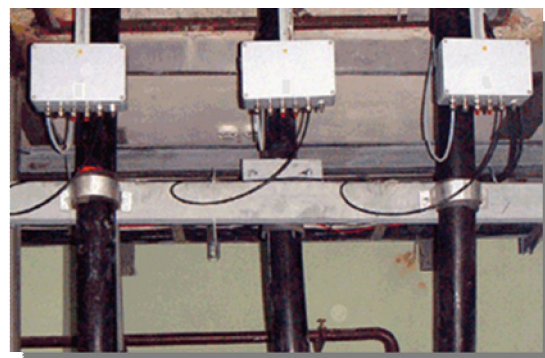
рис.) и подвергнуты дальнейшей обработке с помощью персонального компьютера, программируемого логического контроллера или системы SCADA. В данный момент возможности систем мониторинга позволяют интегрировать их с сетевыми компонентами, которые собирают данные с различных блоков и передают или преобразуют их в требуемые сетевые стандарты или протоколы, такие как Modbus, DNP3, IEC60870-5.

Внешне система мониторинга – это стойка, в которой размещаются блоки аппаратуры, включая блоки лазерного излучения и измерения, обработки сигналов и хранения данных, источник бесперебойного питания, монитор, клавиатура, а так же оптическая распределительная коробка для подключения оптических волокон, идущих с кабельной линии (см. рис.).

Сами оптические волокна, либо встроены непосредственно в силовой кабель, либо прикреплены к кабелю снаружи. Варианты расположения оптоволокон в кабеле изображены на рис.

Система позволяет измерять температуру по всей длине высоковольтного кабеля в режиме реального времени с большой точностью (с шагом в полметра) и на основе результатов этих измерений осуществлять управление общей нагрузкой сети, оптимально перераспределяя ее между линиями и, тем самым, не допуская перегрузок.

В случае повреждения кабеля, вызванного перегрузкой или каким-либо внешним воздействием, система мониторинга в состоянии достаточно точно (с



точностью до одного метра) определить место повреждения, что позволяет существенно сэкономить время, которое необходимо затратить на устранение этого повреждения.

Сбор и анализ данных по температуре дает полную картину процессов, происходящих в линии, что позволяет более рационально использовать кабельные электросети при разных условиях и режимах работы и максимально увеличивать нагрузку без превышения температуры, что исключает выход кабеля из строя.

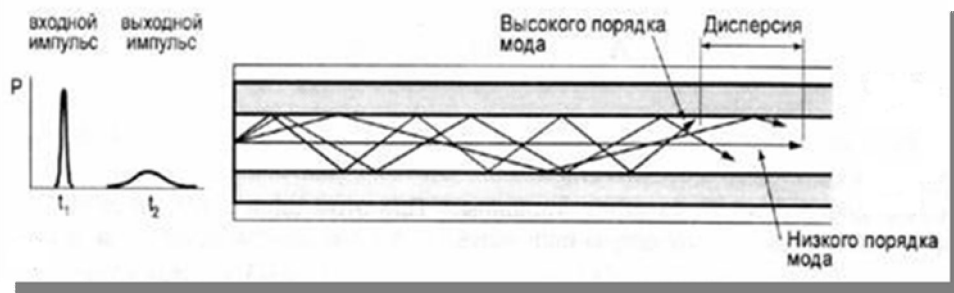
Зная температурный режим силового кабеля в течение определенного периода, можно прогнозировать остаточный ресурс изоляции и соответственно всей линии.

В настоящий момент на российском рынке системы температурного мониторинга кабельных линий представляют несколько компаний. Характеристики некоторых из них представлены в табл.

Параметр	Система (Производитель)	
	ПТС-1000 (ООО «Седатек»)	OTS 160 (Lios Technology)
Диапазон измерений температуры	от -40°C до +300°C	до +274°C
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений, м	1,0	0,5 - 3,0
Время измерения канала (одной фазы)	2 мин	-
Температурное разрешение	вплоть до 0,1 °C	-
Область измерения на каждый канал	до 10 км	16
Количество точек контроля (всего)	40000	18000 - 89000
Потребляемая мощность	не более 500 Вт	70 (контроллер)
Волоконно-оптический кабель датчика	Multimode GI 50/125	Multimode GI 50/125
Интерфейсы	Ethernet (основной), USB, MODBUS, модем, RS232, RS485,	Ethernet (основной), USB, RS232, DNP3, IEC 60870-5, , POSC, MODBUS
Операционная система	Windows XP	Windows XP
Хранения данных	80 ГБ жесткий диск и CD дисковод	-
Параметры питания источника переменного тока:		
Напряжение, В	120/240	115/230
Частота, Гц	50/60	50/60
Рабочие условия эксплуатации:		
Температура окружающего воздуха	от +20°C до +40°C	От 0°C до +40°C
Относительная влажность воздуха	< 90 %	<95%
Габариты (длина x ширина x высота)	600 x 2010 x 800 (стойка)	600 x 600 x 800 (стойка)
Масса	не более 120 кг	10,5 (контроллер)
Гарантия	не менее 5 лет	-

В качестве распределенного температурного датчика, в зависимости от длины диагностируемой линии и необходимости осуществления связи по ней, системы мониторинга используют многомодовое (Multimode) или одномодовое (Monomode) оптоволокно.

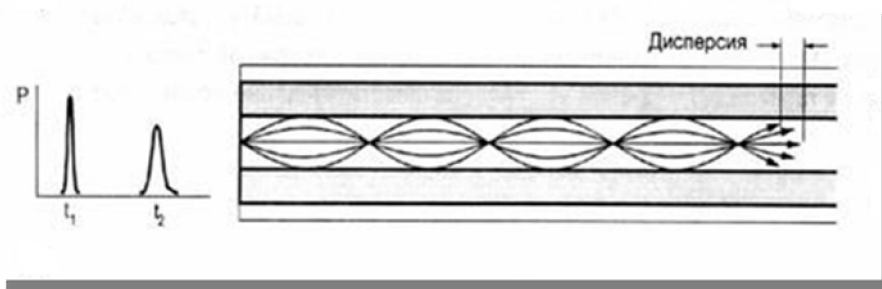
Многомодовое оптоволокно (см. рис.) позволяет передавать одновременно несколько сотен разрешенных световых мод (сигналов), вводимых в оптоволокно под разными углами.



Все разрешенные моды имеют разные траектории распространения и, соответственно, различное время распространения сигнала по оптическому волокну. Поэтому главный недостаток многомодового оптоволокна - большая величина модовой дисперсии, ограниченная полоса пропускания, и соответственно, дальность передачи информации по волокну (1-5 км).

Для уменьшения дисперсии и сохранения высокой полосы пропускания, на практике применяют многомодовое оптическое волокно с изменяемым профилем сердцевины волокна. В отличие от стандартных многомодовых оптических волокон, имеющих постоянный профиль материала сердцевины, такое оптоволокно имеет показатель преломления, который плавно уменьшается от центра ядра к оболочке.

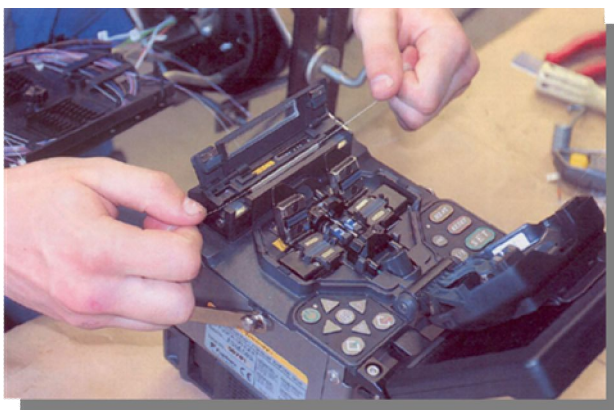
В отличие от многомодового оптоволокна, одномодовое оптическое волокно сконструировано таким образом, что в ядре оптоволокна может распространяться только одна, основная мода (см. рис.).



Основные преимущества одномодовых оптических волокон - малое затухание сигнала (0,25 дБ/км), минимальная величина модовой дисперсии, широкая полоса пропускания и дальность передачи информации (десятки километров). Именно поэтому такие оптические волокна наиболее часто используются при строительстве ВОЛС и в системах измерения тока и напряжения вдоль кабельной линии (более подробно об оптических ТТ и ТН см. ниже). К недостаткам одномодовых оптических систем можно отнести их значительную

стоимость по причине более строгих требований к параметрам сигнала, передаваемого между одномодовым оптоволоконным, передатчиком, приемником, усилителем и другими одномодовыми компонентами.

При построении системы температурного мониторинга на основе оптоволоконна необходимо помнить, что при соединении (сварке) строительных длин волоконно – оптических кабелей (см. рис) может возникнуть затухание оптического тракта в местах соединения - в оптической муфте. Эти потери напрямую зависят от качества соединения оптоволоконного кабеля. Максимальное затухание в квалифицированно выполненной сварке составляет, как правило, не более 0,03 дБ.



При необходимости, одна система мониторинга может выполнять контроль температуры нескольких СПЭ кабелей (3 и более), однако в этом случае увеличивается время измерения, так как поток световых импульсов, посылаемый лазером, направляется в линии поочередно, и один замер температуры получается на основании усреднения 1 млн. импульсов.

В программном обеспечении, входящем в состав системы, реализованы не только функции отображения, хранения и передачи информации на удаленные узлы сбора данных, но и функции по анализу температурного режима в каждой контролируемой зоне линии в соответствии с внешними условиями среды.

Система, измерив температуру всех зон ненагруженного кабеля и выявив зону (зоны) с наихудшими условиями охлаждения, дает возможность определить граничную токовую нагрузку, контролировать ее, исходя из данных о температуре на участках с наихудшими условиями охлаждения, и запретить дальнейшее повышение нагрузки, даже если на остальных участках температура кабеля в пределах нормы.

Выводы: использование системы температурного мониторинга позволяет существенно повысить безопасность эксплуатации, а за счет выявления скрытых резервов передачи мощностей и расчета срока эксплуатации кабельной линии повысить эффективность управления капиталовложениями. Для надежной работы комплекса и исключения потери контроля над линией в аварийных ситуациях необходимо соблюдение требований к окружающей среде и резервирование каналов передачи информации (прокладка дополнительных оптических волокон) на случай повреждения.

Температурный мониторинг обмоток силовых трансформаторов

Так как термические нагрузки трансформатора определяют срок его службы, температура является важным эксплуатационным параметром, требующим постоянного контроля и анализа. Причем с точки зрения срока эксплуатации наиболее ограничивающим этот срок конструкционным материалом является изоляция обмоток. Скорость износа изоляции зависит от изменения температуры в процессе работы трансформатора, влажности, типа изоляции, а для трансформаторов с масляным охлаждением обмоток — еще и от уровня кислорода и кислотности в масле.

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 диагностического мониторинга трансформаторов, при изменении текущих температур обмоток, применяются косвенные методы. Применяемые «аварийные» реле устроены 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 является критическим для трансформатора, фактически отсутствует.

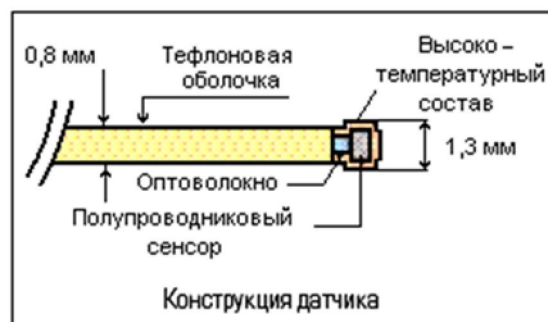
Для постоянного контроля над температурой обмоток трансформатора возможно применение оптоволоконных систем прямого измерения температуры, с датчиками, встроенными непосредственно в обмотку. Оптоволоконные датчики прямого измерения температуры используют в своей работе свойство поглощения или пропускания белого света арсенид-галлиевым (GaAs) полупроводником.

При увеличении температуры пропускаемый спектр полупроводника сдвигается в сторону волн большей длины. Этот скачок называется «сдвигом поглощения», а соотношение между длиной волны, на которой происходит сдвиг поглощения, и температурой предсказуемо (см. рис.).

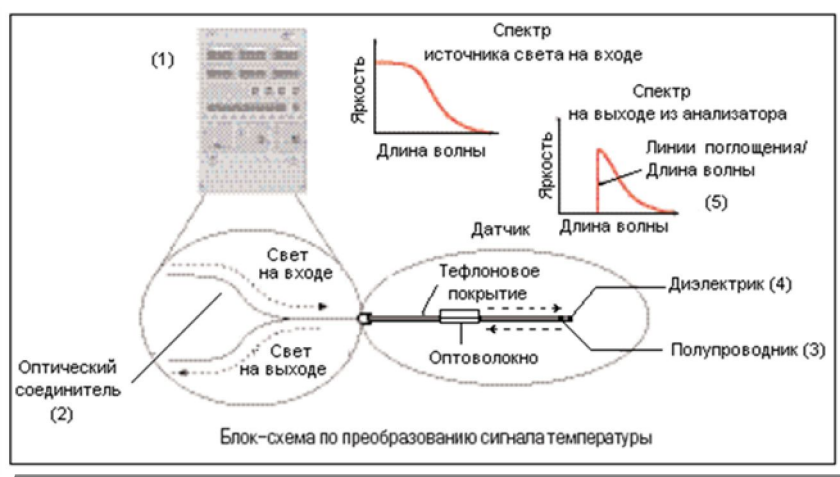
Исходя из этого, можно узнавать температуру полупроводника, имея информацию о его сдвиге поглощения в настоящий момент. Важно отметить, что данное явление не зависит от яркости света, а только от длины волны.



Датчик температуры имеет следующую структуру (см. рис.): полупроводник GaAs прикреплен к хорошо отполированному оптоволокну. На конце полупроводника размещается отражающая диэлектрическая пленка, не проводящая электрический ток. Оптоволокну по всей длине покрыто тефлоновой оболочкой, эффективно защищающей его от агрессивной химической среды. Вся конечная конструкция (полупроводник и конец волокна) заключена в высокотемпературный состав с целью защиты сенсора (полупроводника) от химических и механических воздействий. Данный состав является единственной преградой для прямого контакта.



На рис. показана блок-схема, поясняющая принцип преобразования сигнала температуры.



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 не связано с яркостью света — значение имеет только цвет (длина волны), поэтому различные факторы, влияющие на работу оптических волокон (длина волокна, количество и качество соединений, диаметр и состав волокна, изгибы), не являются серьезной помехой.

В настоящий момент в качестве температурных датчиков используют как датчики на основе арсенид-галлиевых полупроводников ТРТ, так резистивные

температурные датчики RTD (где используется провод для передачи электрического сигнала). Их технические характеристики представлены в табл.

Параметр	Датчик	
	TPT	RTD
Чувствительный элемент	арсенид-галлиевый полупроводник	медь, никель или платина
Диапазон измерений температуры	-40 до +250 °C	-50 до +200 °C
Погрешность, °C	±2,0	±0,1...±1,0
Время запаздывания измерения, мс	250	-
Интерфейсы	аналоговый 4-20 мА (0-10 В), RS-232, RS-485, модем	аналоговый 4-20 мА (0-10 В)

Выводы:

- Из представленных в таблице данных видно, что у RTD - датчика более высокая точность измерения, однако отсутствие интерфейса для дистанционной передачи данных не позволяет использовать его в системах удаленного on-line контроля.
- 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.
- Применение системы прямого контроля температуры наиболее целесообразно для мощных трансформаторов узловых подстанций, питающих ответственных потребителей.
- Прямые замеры температуры с помощью оптоволоконных датчиков дают более достоверную картину распределения температур 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.
- Преимуществом волоконно – оптических датчиков температуры является то, что они не требуют калибровок в течение всего срока службы трансформатора, а возможность установки нескольких датчиков на одном оптоволокне позволяет еще более повысить эффективность контроля, плотность измерений и снизить затраты на монтаж.
- Трансформация оптического сигнала в электронный сигнал является дорогостоящей процедурой (стоимость системы - до 10% от стоимости трансформатора). По этой причине постоянный мониторинг температуры проводится в строго определенных точках обмотки силового трансформатора.

Оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения

Процесс измерения электрических величин, а также показателей качества электрической энергии является одним из наиболее сложных и ресурсоемких.

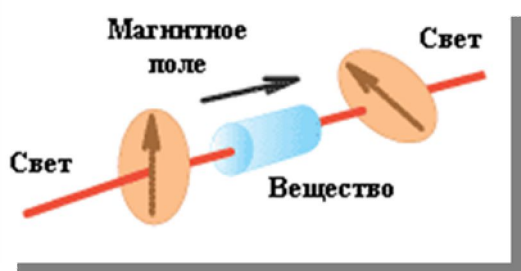
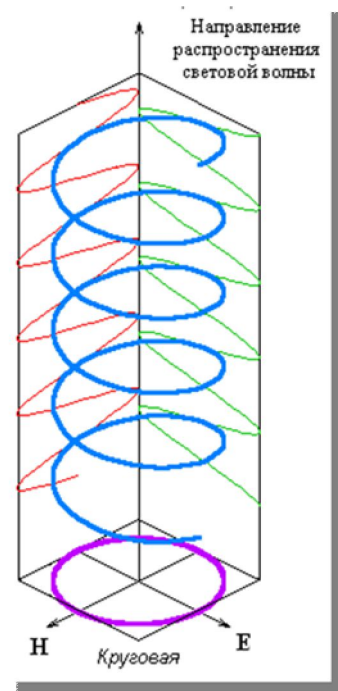
Ключевыми, наиболее ответственными и, как следствие, наиболее технически сложными и дорогостоящими элементами измерительного канала для данных видов высоковольтных измерений являются масштабные преобразователи тока и напряжения – электромагнитные измерительные трансформаторы.

Несмотря на то, что измерительные трансформаторы давно используются в энергетике и претерпели множество конструктивных изменений, они не избавились от ряда недостатков (к таким недостаткам можно отнести явления феррорезонанса, гистерезиса, насыщения, остаточного намагничивания), приводящих к тому, что данные устройства могут стать источниками пожаров и взрывов на энергообъектах. В процессе эксплуатации трансформаторов необходимо также строго соблюдать требования регламентов по обеспечению постоянного контроля состояния изоляции (масла или элегаза).

Недостатки традиционных измерительных трансформаторов обусловили необходимость разработки преобразователей, которые были бы основаны на иных принципах работы. Наиболее интересным и перспективным подходом является использование ряда электро- и магнитооптических эффектов (Фарадея и Поггеля) для измерения токов и напряжений больших номинальных значений.

Применение данных эффектов при разработке оптических преобразователей тока и напряжения объясняется тем, что наиболее сложные вопросы обеспечения изоляции решаются автоматически за счет физической природы преобразования, так как оптоволокно изначально является диэлектриком.

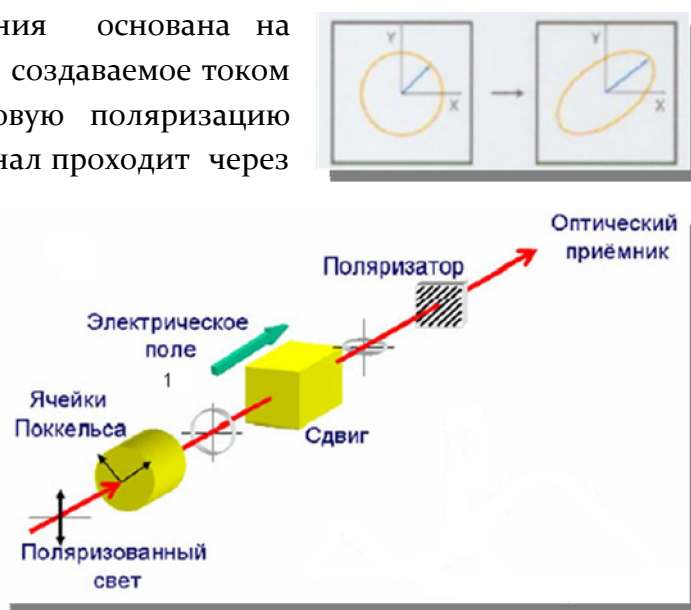
Технология измерения тока основана на эффекте Фарадея, который заключается во вращении плоскости поляризации светового сигнала, распространяющегося в веществе, под воздействием магнитного поля. Плоскость поляризации образована векторами напряженности электрического (E) и магнитного поля (H), перпендикулярными направлению распространения световой волны (см. рис). Концы векторов напряженности описывают окружность в этой плоскости – в этом случае поляризация называется круговой. Круговая поляризация



может быть левой или правой, в зависимости от направления вращения векторов. Если происходит не вращение, а колебание векторов относительно оси распространения световой волны, говорят о линейно поляризованном свете.

Технология измерения напряжения основана на эффекте Поккельса. Электрическое поле, создаваемое током через проводник, влияет на круговую поляризацию светового сигнала. Когда световой сигнал проходит через кристалл, электрическое поле изменяет его круговую поляризацию на эллиптическую (см. рис.).

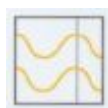
Для проявления данного эффекта необходимо наличие высокого электрического напряжения (десятки и сотни кВ). Величина показателя преломления света в кристаллах оказывается прямо пропорциональна напряженности электрического поля.



Оптический измерительный трансформатор тока

Оптический трансформатор тока (см. рис.), состоит из оптической колонны и комплекта электроники. Оптическая колонна включает в себя сенсор, представляющий собой определенное количество витков оптического волокна, расположенных перпендикулярно шине, по которой протекает первичный ток. Физического контакта сенсора с шиной не требуется. Далее волокна от сенсора, проходя через полимерный изолятор, выводятся на оптический кросс, расположенный в нижней части колонны. Никаких других измерительных элементов, кроме оптического волокна, в колонне не присутствует.

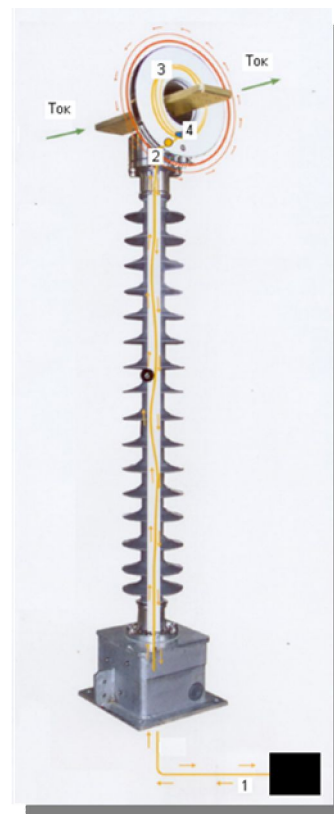
Электронно – оптический блок 1 преобразует сигнал от светоизлучающего диода в два линейно поляризованных сигнала, посылаемых через сохраняющую поляризацию оптическое волокно к токовому датчику.



На вершине колонны находится круговой поляризатор 2, преобразующий два линейно – поляризованных сигнала в сигналы с левой и правой поляризацией.



Далее световые сигналы проходят вокруг проводника по сенсору 3 несколько раз. Магнитное поле, создаваемое током, протекающим в проводнике, влияет на

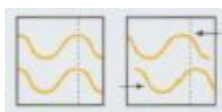


поляризацию оптического сигнала во время его пути вокруг проводника, замедляя один сигнал и ускоряя другой.

Как только поляризованные сигналы завершают свой путь вокруг проводника, они отражаются в зеркале 4 и идут обратно по волокну сенсора 3, причем поляризация теперь направлена в противоположную сторону. На обратном пути эффект ускорения (замедления) сигнала удваивается.

Оба сигнала доходят до кругового поляризатора 2, который снова преобразует их в линейно поляризованные световые потоки.

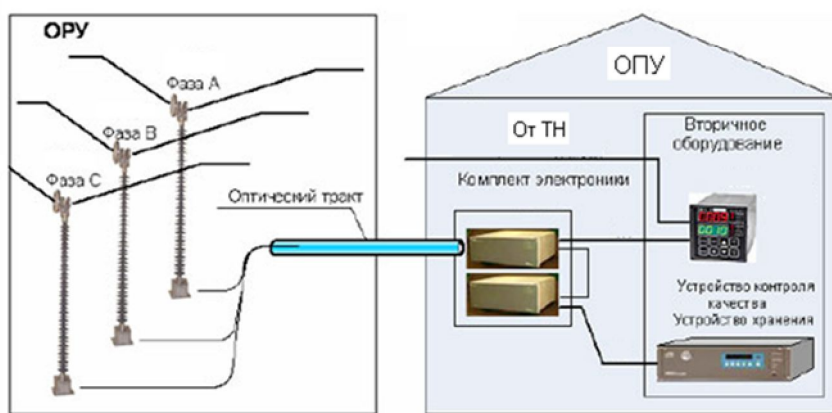
При отсутствии проходящего через проводник тока, световые сигналы двигаются с одинаковыми фазами. Когда же ток проходит через проводник, происходит сдвиг фаз.



Точное измерение тока обеспечивается вследствие того, что оба сигнала проходят одинаковый путь, вибрация и температура воздействуют на них в равной степени и их влияние взаимно компенсируется.

Оптический трансформатор тока может быть удален от комплекта электроники на 450-900 метров. На таком расстоянии гарантируется отсутствие помех, поскольку подключение производится при помощи оптического кабеля.

Схема подключения трансформатора тока к терминалам защиты или приборам учета (контроля качества) электроэнергии показана на рис. У комплекта электроники предусмотрен цифровой выход в соответствии со стандартом IEC-61850.



Оптический измерительный трансформатор напряжения

Конструкция оптического измерительного трансформатора напряжения аналогична конструкции трансформатора тока с той лишь разницей, что в преобразователе напряжения внутрь колонны добавляются оптические ячейки, измеряющие напряженность поля.

Волокна от оптических ячеек так же выводятся на кросс. Вся обработка сигналов проводится в блоках электроники, которые соединяются с колоннами оптическим кабелем значительной протяженности.

Электронно – оптический блок 2 посылает сигнал от светоизлучающего диода по оптоволокну к измерительному трансформатору (см. рис.). Световой сигнал поднимается по колонне 3 и проходит через электрооптические кристаллы (ячейки Поккельса) 4, расположенные в трех специально определенных точках внутри высоковольтной изоляционной колонны.

При измерении «эллиптичности» (отношение выходных значений относительно каждой оси) достигаются точные показатели изменений электрического поля (величины напряжения) за счет суммирования данных от нескольких оптических датчиков – кристаллов. Важно и то, что результаты измерений не подвержены внешним воздействиям, например таким, как наличие других высоковольтных конструкций, вибрации, повышенной (пониженной) температуры, загрязнений и т.п.

Выводы: оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения обладают рядом отличительных особенностей и преимуществ:

- Широкий динамический диапазон и высокая линейность.

Широкий динамический диапазон позволяет использовать один оптический преобразователь для точного измерения целого ряда номинальных первичных токов и напряжений. Коэффициент преобразования может изменяться пользователем путем соответствующей настройки электронного блока.

- Широкая полоса пропускания, точное воспроизведение формы тока.

Оптические трансформаторы тока и напряжения имеют полосу пропускания до 6 кГц, что позволяет анализировать спектр до сотой гармоники. Это особенно важно для систем измерения качества электрической энергии. Широкая полоса позволяет точно воспроизводить сигналы сложной формы, например, в режиме короткого замыкания.

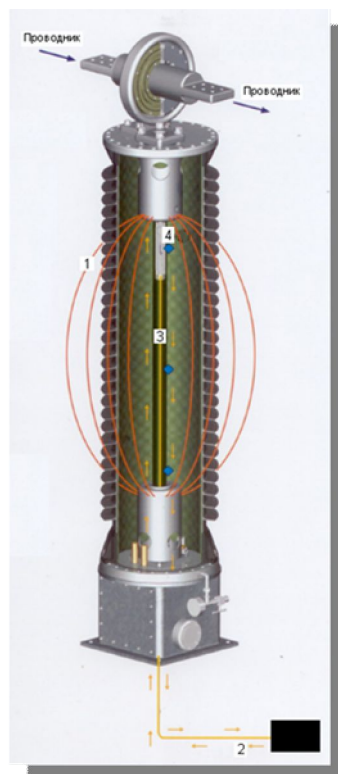
- Безопасность

Преобразователи не содержат горючих (масло, бумага) или экологически опасных (SF6) веществ, требующих постоянного контроля. Сама конструкция предполагает использование материалов, которые являются диэлектриками.

- Простота и удобство установки

Преобразователи обладают малым весом и габаритами (50 кг для 220 кВ). Их можно подстраивать к существующему оборудованию без закладки новых фундаментов или устанавливать горизонтально на порталах (см. рис).

- Отсутствие обмоток и магнитопровода.
- Возможность применения перечисленных выше оптических эффектов для измерения тока и напряжения в кабельных линиях.
- Отсутствие влияния вторичных цепей и наличие цифровых интерфейсов.



Устройства осуществляют цифровую обработку информации в соответствии со стандартом IEC-61850. Поскольку подключение блока электроники производится при помощи оптического кабеля влияние внешних электромагнитных полей сведено к минимуму.

Даже при использовании электромагнитных ТТ и ТН, применение оптоволоконных кабелей связи позволяет снизить влияние внешних электромагнитных полей и, тем самым, улучшить условия работы микропроцессорных защит. Возникает лишь необходимость в устройствах АЦП и ЦПА.

Однако в настоящее время применение оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения ограничено по ряду причин:

- Дороговизна проектов ввиду высокой стоимости преобразующих устройств и сетевого оборудования. Организация цепей тока и напряжения в цифровом виде будет примерно в 1,5 раза дороже, чем традиционный вариант.
- Отсутствие у терминалов защит и приборов учета, выпускаемых отечественными и многими зарубежными производителями, соответствующих входов для подключения оптических ТТ и ТН.

Тем не менее, при полном переходе на новый стандарт связи для подстанций IEC 61850, использование этого высокотехнологичного оборудования при реализации масштабных проектов нового строительства и реконструкции действующих объектов открывает новые возможности по внедрению на энергетическом рынке ряда принципиально новых типов микропроцессорных защит, систем учета и контроля параметров электроэнергии.

ТЕХНОЛОГИЯ «SMART POWER GRID» (УМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ)

Что такое технология Smart

Технология SMART – Self - Monitoring, Analysis and Reporting Technology (от англ. "Технология Самодиагностики, Анализа и Отчета") - была создана для повышения надежности работы и сохранности данных о состоянии оборудования. В большинстве случаев, применение SMART технологии позволяет предсказать появление наиболее вероятных ошибок в работе устройств и, тем самым, дают возможность персоналу своевременно выполнить необходимые действия по выводу оборудования из работы для предотвращения аварийной ситуации и/или полной его замены до выхода из строя.

SMART система производит наблюдение за основными характеристиками оборудования, каждая из которых получает оценку. Характеристики можно разбить на две группы:

- параметры, отражающие процесс естественного старения оборудования (количество циклов включения-отключения);
- текущие параметры оборудования (объем и давление элегаза).

Следует отметить, что оборудование само не может сообщить о своем состоянии посредством технологии SMART, для этого существуют специальные программы. Таким образом, использование технологии SMART немыслимо без двух составляющих:

- программного обеспечения, встроенного в контроллер оборудования;
- внешнего программного обеспечения, встроенного в систему управления;

Программы, отображающие состояние SMART-устройств, представляет собой набор мини-подпрограмм, которые и определяют поддерживаемые оборудованием функции самодиагностики. Наиболее распространенные среди них:

- набор атрибутов, отражающих состояние отдельных параметров оборудования;
- внутренние тесты оборудования;
- журналы SMART (ошибок, общего состояния, дефектных элементов оборудования и т.п.)

В настоящий момент не существует официальной документации или единого стандарта на технологию SMART. В связи с этим, производители не публикуют полные характеристики и поддерживаемые функции SMART в своем оборудовании. Отсутствие стандартов означает, что специалисты, выбирая оборудование для создания Smart сети, должны определить, какие элементы будут работать совместно, а какие потребуют дополнительных усилий для интеграции.

Технологии Smart широко внедряются во многих сферах (строительство, машиностроение, информационные технологии). При этом необходимо отметить, что SMART – это, прежде всего, информационная среда, доля программного обеспечения в которой составляет около 70%. Именно этот фактор определяет быстрое развитие данной технологии. Примером реализации концепции SMART может служить «умный дом».

В общих чертах, система работает следующим образом. К центральной шине подключено множество датчиков, которые собирают различную информацию, начиная от температуры на улице и внутри помещений и заканчивая скоростью движения воздуха в вентиляционной шахте. После опроса этих датчиков система анализирует ситуацию и в зависимости от установок, заданных ей оператором, принимает то или иное решение.

Но это не означает, что человек становится заложником автоматики – он может сам управлять системой при необходимости. Управление может осуществляться с пультов, установленных на стенах помещения. Пульты могут быть как простыми (обычные переключатели), так и более сложными, с подключенными сенсорными экранами.

Система также способна контролировать расход ресурсов. Так, когда датчик будет фиксировать достаточную освещенность, система выключит ненужное освещение или снизит интенсивность обогрева при повышении температуры на улице.

"Умный дом" может представлять собой как децентрализованную систему, так и систему с центральным компьютерным управлением. Первое означает, что у системы нет какой-то центральной точки, в которую стекается информация от устройств. В таком случае каждое устройство подключено к общей шине данных, посредством которой устройства общаются между собой.

Так же быстро решаются проблемы в случае аварийных ситуаций: оператор видит место аварии на экране и знает, куда послать ремонтную бригаду. Использование подобных систем позволяет уменьшить количество обслуживающего персонала, поскольку для наблюдения за всем комплексом достаточно одного оператора.

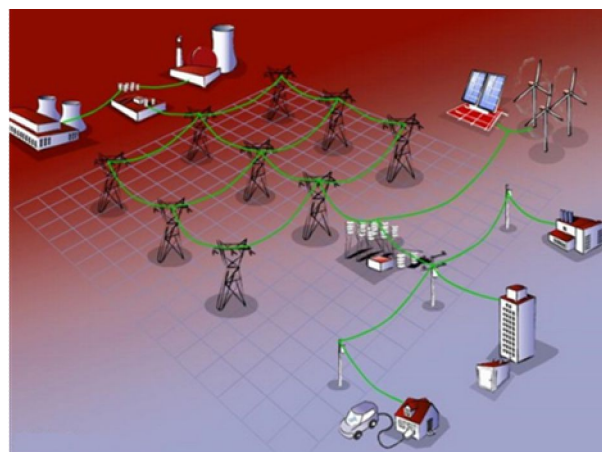
Как и любая другая, эта система также имеет свои недостатки. Нельзя бесконечно увеличивать количество подключенных устройств, ведь скорость работы системы – весьма критичный фактор. При увеличении числа устройств не только усложняется их подключение, но и снижается общая производительность системы.

В последнее время, еще одним направлением интенсивного внедрения Smart технологий становится электроэнергетика.

Технология Smart в электроэнергетике

Как в России, так и за рубежом, большая часть производства электроэнергии осуществляется на крупных электростанциях (ТЭС, АЭС, ГЭС), связанных с магистральными системами электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, которые, в свою очередь, поставляют электроэнергию в распределительные сети среднего и низкого напряжения. Производством, передачей и распределением электроэнергии по сетям обычно управляют национальные или региональные операторы.

Тем не менее, все более широкое применение при производстве электроэнергии, особенно за рубежом, получают источники малой генерации, которые встраиваются в первоначально рассчитанную под крупные централизованные электростанции сеть, что приводит не только к изменению требований к управлению передачей электроэнергии, но и к структуре самих распределительных сетей (см. рис.).



Свободный рынок электроэнергии и возможность использования малой генерации не только для собственных нужд крупных промышленных потребителей, но и для продажи излишек вырабатываемой электроэнергии через сети распределительных компаний, требует готовности сетевого комплекса к приему и

перераспределению дополнительных потоков мощности не только в сети 110 кВ, но и в сети 10-20-35 кВ.

Однако, все более жесткие требования к надежности и качеству энергоснабжения потребителей на фоне стремительного развития технологий генерации (в том числе и с использованием нетрадиционных источников) сталкиваются с растущим износом основного технологического оборудования распределительных сетей, что ограничивает возможности подключения новых потребителей и эффективного контроля распределения электрической энергии.

Решением проблем регулирования перетоков мощности в распределительной сети может стать создание интеллектуальных сетей по системе Smart-сети.

В настоящий момент времени, в Европе, разрабатывается концепция необслуживаемых электрических сетей с функцией самодиагностики и автоматизированным принятием решений по управлению режимами сети. Данная технология управления сетями включает в себя организационные и технические решения, в том числе:

1. Автоматизированное считывание показаний приборов учета, контроль качества электроэнергии, составление баланса мощностей.
2. Удаленный мониторинг технического и оперативного состояния оборудования с использованием SCADA систем.
3. Автоматизированное управление оперативной схемой сети в зависимости от величины нагрузки.
4. Управление «малой» генерацией, контроль частоты, реактивной мощности и уровней напряжения.
5. Автоматизация определения «узких мест» и на основании анализа, определение необходимости ремонта или реконструкции элементов сети.

«Умный» счетчик (Smart meters) для автоматизированного учета и контроля качества электроэнергии

«Умный» счетчик – современный прибор для повышения энергоэффективности, который идентифицирует потребление более подробно, чем обычный счетчик (см. рис.) и сообщает эту информацию через электрическую сеть для контроля и составления счетов оплаты за потребленную электроэнергию. В устройстве может использоваться сенсорный экран в качестве управляющей панели. На ней можно оценить и упорядочить потребление электроэнергии из различных подключённых розеток.

Данные можно смотреть и регулировать, также пользователь имеет возможность сравнивать характеристики потребления по времени, нагрузке и т. п. Подобные счетчики

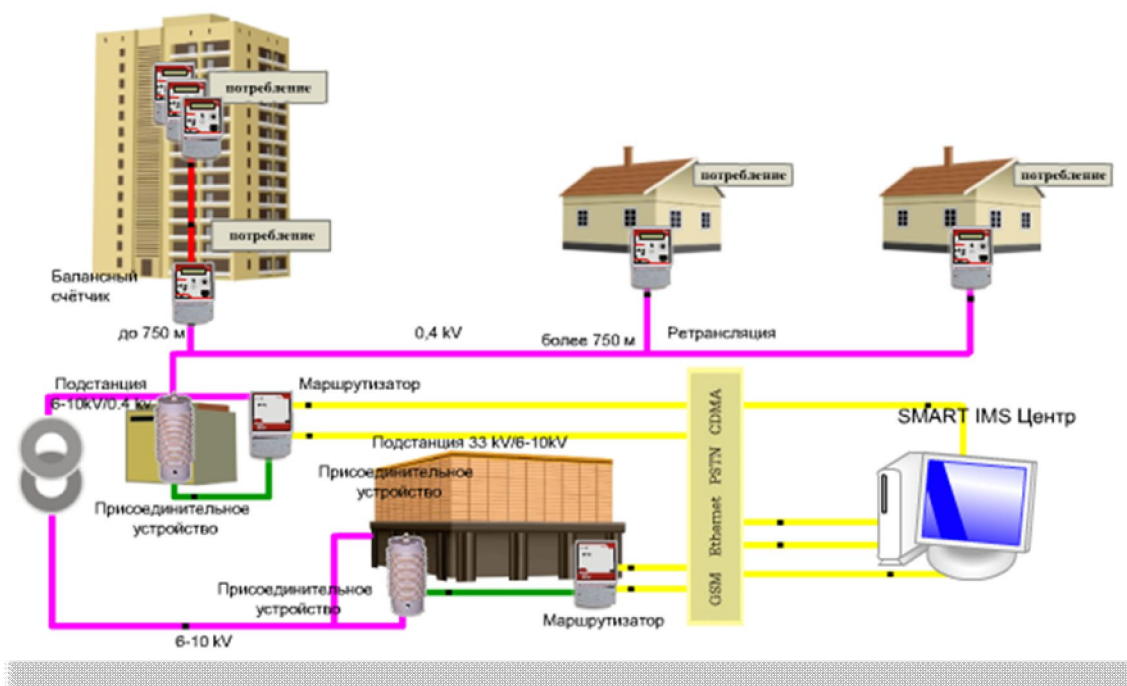


включают в себя технологии, позволяющие уведомить об отключениях электроэнергии, и выполнить контроль ее качества.

Критичной технологической проблемой всех интеллектуальных счётчиков является организация связи с ними. Каждый счётчик должен быть способен надёжно и защищено передавать собранную информацию в центральный узел. Принимая во внимание различие сред и местоположений счётчиков, эта проблема может оказаться достаточно сложной. Среди предлагаемых решений: использование сотовых/пейджинговых сетей, выделенных радиоканалов, обмена данными по ЛЭП. Существуют несколько других потенциально пригодных сетевых конфигураций, включая использование Wi-Fi и других интернет - ориентированных сетей.

На сегодняшний день не существует решения, оптимального для любых применений. Приборы для применения в городской черте, как правило, имеют множество различных вариантов коммуникации, в отличие от приборов, разработанных для установки в сельской местности или приборов размещаемых в проблемных регионах, таких как горная местность или территории, слабо обслуживаемые беспроводными и интернет-провайдерами.

Одна из схем построения системы учета электроэнергии с использованием smart - счетчиков в общем виде показана на рисунке:



- у «умного» счетчика каждой местной электрической сети предполагается наличие Smart центра, который соединяет счетчики на частоте до 900 МГц с сервером автоматизации измерения через наземную линию связи;
- на "нижнем" уровне располагаются счетчики. В зависимости от типа потребителя для учета электроэнергии и управления потреблением используются одно- или трехфазные счетчики;

- трехфазные счетчики используются также для контроля баланса на заданных участках электросети. Обмен данными со счетчиком осуществляется по обычной электропроводке 0,23 - 0,4 кВ;
- все счетчики доступны маршрутизатору, который устанавливается на трансформаторной подстанции, выполняет функции сбора и временного хранения данных, а также коммуникационные функции;
- маршрутизатор поддерживает двустороннюю связь с Smart центром с помощью сотовой сети связи (GSM).

Использование smart счетчиков у потребителей дает возможность дистанционно контролировать потребление электроэнергии, ее качество, что, в конечном счете, позволяет снизить потери и полностью автоматизировать ведение балансов электроэнергии.

Так же Smart счетчики позволяют применять переменные электрические тарифы во время периодов пиковых или непиковых нагрузок и, управляя групповым выключателем нагрузки, контролировать большие энергоемкие приборы, такие, например, как подогреватели горячей воды, стиральные машинки и т.п. так, чтобы они потребляли электроэнергию, когда она стоит наиболее дешево.

Автоматизация управления и удаленный мониторинг технического и оперативного состояния оборудования сетей 35 - 110 кВ с применением SCADA - систем

Построение распределительной Smart сети невозможно представить без технологий автоматизированного управления работой сети и дистанционного мониторинга состояния энергетического оборудования, которые позволяют эффективно и безопасно применять в распределительных сетях альтернативные источники энергии, в том числе солнечную энергию, энергию ветра и другие решения, и, по мере необходимости, поставлять эту энергию потребителю.

Наиболее эффективным методом автоматизации на данный момент является применение SCADA-систем.

Термин SCADA-система используют для обозначения программно-аппаратного комплекса сбора данных (телемеханического комплекса).

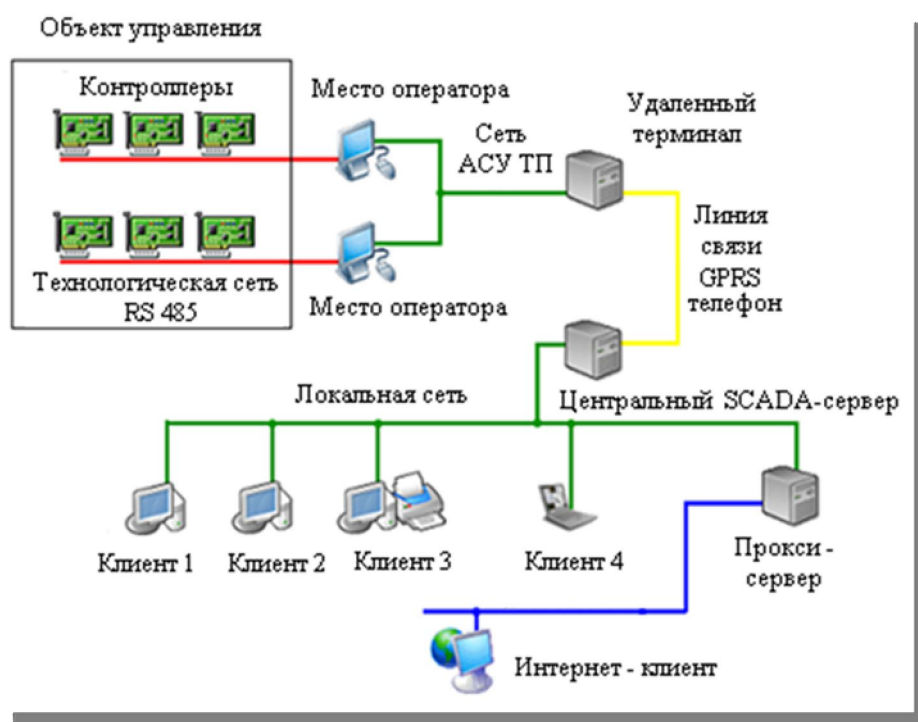
Системы такого класса предоставляют возможность осуществлять мониторинг и диспетчерский контроль множества удаленных объектов (от 1 до 10000 пунктов контроля, иногда на расстоянии в тысячи километров друг от друга) или одного территориально распределенного объекта.

Основная задача SCADA – это сбор информации о множестве удаленных объектов, поступающей с пунктов контроля, и отображение этой информации в едином диспетчерском центре. Кроме этого, SCADA должна обеспечивать долгосрочное архивирование полученных данных. При этом диспетчер зачастую

имеет возможность не только пассивно наблюдать за объектом, но и им управлять, реагируя на различные ситуации.

Работа SCADA – это непрерывный процесс сбора информации в режиме реального времени с удаленных точек (объектов) для обработки, анализа и возможного управления.

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента (см. рис.):



- удаленный терминал, подключающийся непосредственно к контролируемому объекту и осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр функций терминала широк: от примитивных датчиков, осуществляющих сбор информации с объекта, до специализированных многопроцессорных вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Конкретная его реализация определяется спецификой применения. Использование устройств низкоуровневой обработки информации позволяет снизить требования к пропускной способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.
- диспетчерский пункт управления (главный терминал или SCADA-сервер); осуществляет обработку данных и управление высокого уровня. Одна из основных функций – обеспечение человеко-машинного интерфейса (между человеком-оператором и системой). В зависимости от конкретной системы может быть реализован в самом разнообразном виде: от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов.

- коммуникационная система (каналы связи) между удаленным и главным терминалом. Она необходима для передачи данных с удаленных точек на центральный интерфейс диспетчера и передачи сигналов управления обратно. В качестве коммуникационной системы можно использовать следующие каналы передачи данных: частные радиосети; аналоговые телефонные линии; цифровые сети; сотовые сети GSM (GPRS). С целью дублирования линий связи устройства могут подключаться к нескольким сетям, например к выделенной линии и резервному радиоканалу.

При построении систем управления на базе SCADA обязательным условием является готовность оборудования к интеграции в подобную систему, нижний уровень которой - это сеть программируемых микропроцессорных контроллеров, размещенных непосредственно около силового и измерительного оборудования и ведущих процесс сбора и предварительной обработки первичной информации и выполняющих задачи местного управления оборудованием.

Применение SCADA-систем как элемента АСУ ТП подстанций в сетях 35-110 кВ позволяет перейти к автоматизации технологических процессов по преобразованию и распределению электроэнергии на энергетических объектах, в том числе дает возможность более эффективного управления распределением электрической энергии при подключении к распределительным сетям возобновляемых источников энергии.

Помимо автоматизированного управления процесса передачи и распределения электроэнергии важной задачей является диагностический мониторинг состояния основного силового и вторичного оборудования. Цель диагностики основных производственных фондов – на основе определения состояния электрооборудования максимально использовать фактический ресурс и предотвратить аварийный отказ оборудования.

Задачей развития средств и методов диагностики, является возможность проведения общего обследования оборудования собственными силами предприятий сетевых организаций, результаты которых создают целостностную картину динамики изменения основных параметров оборудования, определяющих его техническое состояние и являющихся предпосылкой и обоснованием для комплексного обследования оборудования с целью определения необходимости вывода его в ремонт или замены.

Развитие методов диагностики должно осуществляться в двух направлениях:

- диагностика оборудования в «полевых условиях» передвижными диагностическими лабораториями и переносными приборами с целью получения достаточного материала для анализа состояния оборудования;
- внедрение и развитие систем мониторинга технического состояния основного оборудования с передачей данных в формате «on line» на наиболее ответственных объектах электрических сетей (узловые ПС и т.п.).

Кроме разработки методов диагностики необходима система анализа полученных в ходе измерений данных с целью определения остаточного срока

службы оборудования. Создание базы данных средств диагностики и неразрушающего контроля, перечня диагностируемого оборудования и нормативной базы на ремонт оборудования с внедрением АСУ ТОиР позволит перейти к обслуживанию оборудования по фактическому состоянию.

Применительно к устройствам вторичной коммутации на ПС 35-110 кВ построение Smart сетей должно идти по направлению внедрения стандарта МЭК 61850 и оптических измерительных трансформаторов.

Создание интегрированного решения АСУ ТП с МЗА на базе МЭК 61850 обеспечивает совместное использование интеллектуальных электронных устройств разных производителей или возможность замены устройства, поставляемого одним изготовителем, на устройство, поставляемое другим изготовителем, без внесения изменений в другие элементы системы.

Основными достоинствами систем, построенных на базе протокола МЭК 61850, являются:

- Применение резервируемой архитектуры коммуникаций для передачи данных;
- Высокоскоростной обмен данными между устройствами в обход коммуникационных контроллеров (GOOSE-сообщения) на скоростях 100 Мб / с и выше. Гарантированное время доставки не более 8 мс;
- Повышение надежности за счет функций встроенной диагностики терминалов и каналов связи;
- Свободный обмен информацией между терминалами различных производителей;
- Позволяет подключать неограниченное количество устройств, используя одну систему коммуникаций (количество будет ограничиваться только пропускной способностью).

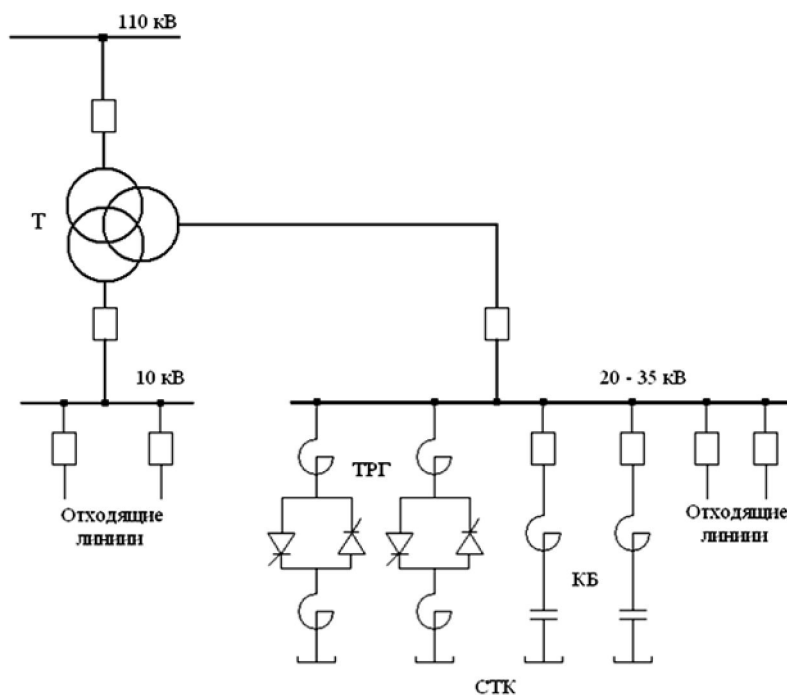
Данное решение повышает надежность и точность системы, позволяют снизить затраты на проектирование и последующую модернизацию или замену оборудования, упрощают и ускоряют процесс внедрения.

Еще одним важным элементом Smart сетей становятся управляемые устройства компенсации реактивной мощности – FACTS устройства (УШР, СТАТКОМ, СТК). Одним из наиболее распространенных устройств FACTS является статический тиристорный компенсатор (СТК).

В сетях 110 кВ такие устройства устанавливаются на узловых ПС и служат, в основном, для регулирования напряжения на шинах ПС. Использование таких СТК обеспечивает повышение пропускной способности и устойчивости линий электропередачи. Увеличение пропускной способности достигает 1-2 МВт на 1 МВар установленной мощности СТК.

В зависимости от длины линии и типов нагрузки эти компенсаторы имеют различные диапазоны регулирования реактивной мощности, но наиболее характерны случаи, когда мощности СТК в режиме выдачи и потребления реактивной мощности равны между собой.

Основная схемная конфигурация СТК (см. рис.) включает в себя конденсаторные батареи (КБ), коммутируемые выключателями и являющиеся источниками реактивной мощности, и включенные параллельно им в треугольник реакторы, управляемые тиристорами (ТРГ), являющиеся плавно – регулируемые потребителями реактивной мощности.



Оборудование СТК обычно выполняется на напряжение 10 – 35 кВ. Преимущество такого подключения СТК по сравнению с выполнением его на напряжение 110 кВ заключается в снижении затрат на коммутационную аппаратуру и его обслуживание.

Управление и диагностика сетей 0.4-20 кВ

Первым шагом к комплексному решению поставленных задач в части автоматизации распределительных сетей 10-20 кВ являются:

- создание укрупненной распределительной сети 10-20 кВ с приближением трансформаторных пунктов к потребителям (см. рис. ниже), для расширения возможности подключения новых потребителей, малой генерации, снижения потерь и, в дальнейшем, упрощения регулирования перетоков мощности и управления оперативной схемой в зависимости от величины и характера нагрузки;
- автоматизация секционирующих пунктов с использованием реклоузеров, автоматизация ответвлений от магистральной сети 10-20 кВ с использованием реклоузеров и выключателей нагрузки;
- применение устройств автоматического определения мест и характера повреждения линии;
- применение плавнорегулируемых дугогасящих реакторов и других устройств с автоматическим регулированием (бустеры);



- применение устройств контроля качества электроэнергии;

При применении секционирующих аппаратов и аппаратов, коммутирующих ответвления от магистральной ВЛ, должны применяться системы, не допускающие включение линейных аппаратов на короткие замыкания. Все вновь устанавливаемые коммутационные аппараты должны иметь возможность согласования их работы между собой и передачи данных в одном формате.

Топология построения сети должна отвечать поставленным техническим требованиям и быть экономически целесообразна. В применении к существующим распределительным сетям нет такого понятия как "самозаживающая" сеть. Если есть отказ питающей линии электропередачи 0,4 -20 кВ, при условии, что они имеют тенденцию работать на радиальной основе (по большей части), есть неизбежный перерыв в электроснабжении. В случае использования связанной топологии сетей (кольцевые схемы) отказ одной части сети не приведет к потере поставки электроэнергии потребителям.

Первичным направлением является реконструкция схемы распределительной сети с перспективой оснащения ее устройствами мониторинга и передачи информации. Элементная база, на которой идет построение схем защит, должна развивать в направлении совершенствования систем дальнего резервирования.

Используя информацию в реальном времени от встроенных датчиков и автоматизированных средств управления, Smart сеть может автоматически определить место и характер повреждения что, тем самым, позволит избежать длительных перебоев электроснабжения и смягчить последствия от отключения электроэнергии.

У распределительной Smart сети предполагается система управления, которая будет анализировать ее работу, используя диспетчерские центры (например, ЦУСы), которые возьмут на себя управление изменяющейся ситуации, такой, например, как отказы оборудования или отключения линий. Такая система могла бы использоваться, чтобы управлять коммутационными аппаратами, что привело бы к изменению затрат на развитие сетей и повышение их надежности.

Примером реализации Smart решений для линий электропередачи напряжением 10-20 кВ может служить устройство IntelliRupter® PulseCloser (см. выпуск обзора новых технологий в энергетике за 1 квартал 2009 г.). Применение данного аппарата значительно уменьшает повреждающий эффект от включения линии на существующее короткое замыкание (см. рис).

Для сетей 0.4 кВ на данный момент времени разработаны и активно внедряются интеллектуальные выключатели с набором дополнительных возможностей (как пример, описанный выше выключатель Compact NSX).



Такие выключатели (см. рис.), аккумулируя данные, предоставляют комплекс параметров и средств, позволяющих осуществлять контроль над всей системой электроснабжения. Например, показатели суточных колебаний потребления электроэнергии и распределения нагрузок по источникам, позволяют выявить те участки системы, на которых наблюдаются наибольшие потери электроэнергии.

Столь же важная функция таких выключателей – постоянная диагностика работоспособности сети и предотвращение аварийных ситуаций. Данные, предоставляемые пользователю (протоколы событий) позволяют отслеживать повреждения линий. Тем самым повышается «прозрачность» работы, сокращается время реакции на изменения состояния, такие как, перегрузка, несимметричность фаз, повышенное напряжение. Быстрое вмешательство в процесс может, например, предотвратить аварию на линии или инициировать ее профилактическое обслуживание. В этом случае эффективность работы и сроки службы всех компонентов сети значительно увеличивается.



Внедрение технологии Smart в России и за рубежом

В настоящее время в Европе частные дома и небольшие предприятия все больше и больше продают излишки электроэнергии, произведенные от энергии ветра, солнца и воды, в местную распределительную электрическую сеть. Модернизация с переходом к Smart сетям для европейской электроэнергетики необходима для повышения эффективности потребления энергии в реальном масштабе времени, снижения зависимости от поставок энергоресурсов (нефть, газ) и управления подачей электроэнергии в распределительную сеть. Хотя основные высоковольтные сети уже контролируются в реальном времени, многие компании в европейских странах пользуются устаревшими стандартами, и зачастую неспособны использовать современные возможности управления генерацией от альтернативных источников электричества по причине их прерывистой природы.

Использование возобновляемых источников энергии позволит энергетическим компаниям сохранить существующий резерв мощности практически на постоянном уровне и снизить выбросы CO₂ в атмосферу. Большинство возобновляемых источников электроэнергии неустойчиво в природе, и находится в зависимости от естественных явлений (солнце и ветер), что не дает возможности использовать их всегда. Таким образом, при использовании неустойчивых ресурсов возобновляемых источников энергии и более высоких тарифов в часы максимума нагрузки, можно эффективно добиваться более экономного потребления электроэнергии.

Однако, необходимо учитывать, что использование источников малой генерации без дополнительного контроля, обеспеченного датчиками и программным обеспечением, разработанным, чтобы реагировать мгновенно на неустойчивость, вызванную возобновляемыми источниками электроэнергии, может значительно ухудшить устойчивость системы в целом, ведь если местная подсеть производит больше электроэнергии, чем потребляет, обратный поток мощности может вызвать проблемы с надежностью и безопасностью системы. При этом само программное обеспечение должно обеспечивать возможность работы в Smart сети оборудования разных производителей, должны быть разработаны и приняты единые стандарты и протоколы передачи данных.

Для России же технологии Smart необходимо рассматривать, прежде всего, как направление развития распределительных сетей для снижения потерь в них и повышения наблюдаемости и автоматизации. Только после этого можно будет говорить об эффективном внедрении распределенных источников малой генерации.

Так как большая часть технологий, на которых основаны Smart сети уже известны и активно используется в других отраслях, таких как производство и телекоммуникации, для построения управляемой распределительной сети необходимо связать между собой основные участки энергетической инфраструктуры.

Внедрение технологии Smart должно включать в себя несколько этапов: автоматизация передачи и распределения энергии, установка «умных счетчиков» и обеспечение связи с ними, управление энергоснабжением жилых домов и коммерческих предприятий. Кроме того, нужны мощные центры обработки данных, где будут обрабатывать информацию, поступающую от датчиков сети Smart Grid.

В этом случае, оптимизированные Smart сетью потоки мощности уменьшат потери электроэнергии, количество «узких мест» и улучшат использование существующих распределительных сетей. Smart Grid поможет сократить количество отказов и сбоев, уменьшить пиковый спрос на электроэнергию за счет более качественного управления. Службы сетевых компаний смогут лучше следить за ремонтом и обслуживанием своего оборудования, перейти к ремонтам по состоянию оборудования. Это позволит эффективнее предотвращать аварии, а если авария все-таки произойдет, немедленно определять ее источник и «лечить» энергосистему в удаленном режиме. В результате повысится надежность энергоснабжения. Если в каком-то сегменте энергосистемы возникнет сбой, с помощью нового коммуникационного механизма можно будет быстро задействовать другие источники питания и каналы передачи.

Однако как любая система, Smart grid должна доказать свою эффективность. Например, в Великобритании, где потребители почти уже в течение 10 лет имеют возможность выбора компании, от которой они покупают электричество, больше чем 80 % остались со своим существующим поставщиком, несмотря на то, что есть существенные различия в ценах, предлагаемых разными поставщиками

электричества. Конечные пользователи могут быть менее отзывчивыми, чем думают сторонники технологии Smart.

В случае телекоммуникационной структуры Smart сетей, снижаются возможности по обеспечению их автономной работы и безопасности.

Так же, несмотря на то, что в настоящий момент времени IEC разработал набор международных стандартов, которые могут использоваться в процессе создания Smart сети (IEC61850 - Архитектура автоматизации подстанции; IEC 61970/61968 — Общая информационная модель), только после принятия всеми производителями оборудования общих стандартов, Smart сеть сможет стать единой структурой.