

# ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

*Дарьян Л.А., доктор технических наук, ОАО «ФСК ЕЭС»*

*Мордкович А.Г., Цфасман Г.М., кандидаты технических наук, ООО «АСУ-ВЭИ»*

## **Введение**

Работы по созданию «умных», «интеллектуальных» или, как их принято называть в последнее время в отечественной литературе, активно-адаптивных электрических сетей ведутся во всех промышленно развитых и многих развивающихся странах мира. Одним из основных элементов таких сетей являются «цифровые подстанции».

В основу идеи построения цифровой подстанции заложена замена многочисленных проводных связей для обмена традиционными аналоговыми и дискретными сигналами на унифицированный обмен цифровыми сообщениями, обеспечивающими возможность распределенной реализации функций системы автоматизации подстанции и полную функциональную совместимость интеллектуальных электронных устройств различных производителей. Наиболее полно на сегодня изучены вопросы обмена информацией в рамках стандарта МЭК 61850 для таких устройств и подсистем подстанции, как измерительные трансформаторы тока и напряжения, коммутационные аппараты, микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики, АСУТП. В настоящее время в ОАО «ФСК ЕЭС» еще только разрабатываются базовые принципы проектирования интеллектуальной подстанции. При этом вопросы интеграции сложных видов электротехнического оборудования, и в первую очередь, силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, КРУЭ, выключателей должны рассматриваться в контексте функций самостоятельного анализа данных и самодиагностики.

Уже сегодня большинство видов силового оборудования оснащено значительным числом первичных датчиков и исполнительных механизмов, однако имеющиеся интерфейсы различаются и в большинстве случаев являются не цифровыми. Понятно, что снабжение каждого датчика цифровым интерфейсом и подключение его к ЛВС уровня процесса экономически нецелесообразно. Более того, это приведет к появлению в сети сотен новых абонентов, что может привести к перегрузке сети и даже парализовать ее работу.

В настоящей статье изложены предложения авторов о принципах реализации трансформаторного оборудования для автоматизированной цифровой подстанции, называемого в дальнейшем «интеллектуальными трансформаторами».

## **Состояние вопроса**

Оперативная диагностика трансформаторов - это ключ к значительному уменьшению затрат и увеличению надежности энергоснабжения. В прошлом, большая часть работ по обслуживанию силовых трансформаторов подстанций выполнялась по регламентам обслуживания и ремонта. Ремонтные бригады проверяли трансформатор через установленные интервалы времени, основываясь на сроке эксплуатации и данных о работе оборудования в прошлом. Такой подход к оценке состояния трансформаторного оборудования приводит к излишней проверке (а следовательно, к неоправданным затратам средств на диагностику) нормально работающего оборудования с одной стороны, и к еще большим затратам в случае некачественно проведенной диагностики – с другой, т.к. в этом случае должны проводиться ремонтно-восстановительные мероприятия. С целью снижения затрат на проведение оценки состояния трансформаторов в режиме «on-line» и повышения надежности электроснабжения, энергетические компании на протяжении последних двух десятилетий начали вкладывать деньги в разработку контрольно-измерительных приборов для мониторинга состояния оборудования подстанций и в первую очередь – силовых трансформаторов. Для решения задач мониторинга и диагностики трансформатор должен обладать способностью анализировать полученную информацию и выдавать рекомендации о состоянии. По-видимому отсюда и пошел термин «интеллектуальный трансформатор».

К сожалению, до настоящего времени в литературе не существует однозначного определения термина «интеллектуальный трансформатор». Из ряда публикаций [1] следует, что под интеллектуальным трансформатором понимается трансформатор, оснащенный устройством сбора и обработки информации от первичных датчиков (объединяющий блок - “merging unit”), передающий информацию в другие подсистемы по протоколу МЭК 61850-9.2.

По мнению авторов, «интеллектуальным» следует называть трансформатор, обеспечивающий максимально возможный контроль состояния всех систем трансформаторного оборудования (активной части, масла, вводов, системы охлаждения, РПН, технологических защит), самодиагностику и выдачу рекомендаций по дальнейшим действиям в случае появления развивающегося повреждения или ненормированного воздействия на трансформатор. Принципиально важно, что при этом трансформатор должен обеспечивать все режимы управления своими регулируемыми устройствами (РПН, система охлаждения) - автоматический, ручной местный и ручной дистанционный, в том числе из удаленных

центров управления, с полным контролем правильности исполнения команд. Последнее обстоятельство становится особенно важным при использовании трансформаторного оборудования в «умных сетях» с необслуживаемыми подстанциями.

Предложения о создании «интеллектуального» трансформаторного оборудования сформулированы авторами еще в 2003 году. Эти предложения были поддержаны ОАО «ФСК ЕЭС» и вошли в документы «Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС» (2003г.) и «Концепция диагностики электротехнического оборудования и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС», одобренные Правлением компании.

В соответствии с этими документами под руководством и при непосредственном участии авторов были разработаны, изготовлены и успешно внедрены в промышленную эксплуатацию в 2005 – 2006 гг. системы управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования подстанций «Алюминиевая», «Новгородская» и «Фрунзенская». Эти системы реализованы как элементы цифровых подстанций. Весь обмен информацией осуществлен только по цифровым каналам связи (на тот момент – в стандарте МЭК 60870-5-104). Системы реализуют углубленный контроль состояния систем охлаждения и РПН, диагностику перегрузочной способности трансформаторов, регистрацию повышений напряжения и т.д., а также автоматическое и ручное (местное и дистанционное) управление РПН и системами охлаждения. Для обеспечения надежности функционирования и возможности автономной работы при нештатных ситуациях в АСУТП каждая система имела свое полнофункциональное рабочее место, компьютер которой одновременно выполнял функции шлюза для интеграции в АСУТП.

Накопленный опыт внедрения таких систем позволил в дальнейшем отказаться от собственного АРМ и ограничиться лишь установкой шлюзового компьютера. Жизнеспособность такой высокой степени интеграции систем управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования в АСУТП подстанций подтверждена опытом эксплуатации таких систем на ПС «Черкесск», «Южная», «Юго-Западная», «Соболи» и др. В зависимости от объема контролируемого оборудования и географических размеров подстанций использовались как проводные (RS485), так и волоконно-оптические каналы связи, а в зависимости от особенностей реализации АСУТП объектов – разные протоколы обмена информацией (Modbus RTU, МЭК 60870-5-104 или OPC).

Таким образом, «интеллектуальные» в указанном выше смысле трансформаторы на сегодня не только разработаны, но и успешно эксплуатируются на объектах ЕНЭС. Традиционными, однако, остались способы подключения сигналов от трансформаторов тока обмоток и выходов технологических защит трансформатора (реле Бухгольца, предо-

хранительные и отсечные клапаны и т.д.) к системе РЗА подстанции. Задачей сейчас является переход на организацию всех внутриподстанционных коммуникаций по стандарту МЭК 61850.

### **Существующие проблемы и направления развития**

Одной из главных проблем для полного перехода к цифровому обмену информацией применительно к трансформаторному оборудованию является раздача заинтересованным абонентам сигналов о мгновенных и действующих значениях токов обмоток трансформатора. Для коммутационного оборудования и ошиновки подстанции в настоящее время идет интенсивное внедрение цифровых трансформаторов тока с катушками Роговского или волоконно-оптическими датчиками тока, работа которых основана на эффектах Фарадея и Поккельса [2..4]. Такие датчики обеспечивают высокую точность и линейность в широком диапазоне значений токов (вплоть до токов КЗ). Поэтому один и тот же датчик может использоваться для снабжения информацией как устройств релейной защиты, так и систем мониторинга, технического и коммерческого учета электроэнергии. При этом оправданным является использование универсальных объединяющих блоков, передающих в ЛВС информацию о токах и напряжениях одного присоединения [5]. Для встроенных в трансформаторное оборудование трансформаторов тока (ТТ), по крайней мере в ближайшие годы, вряд ли можно ожидать отказа от обычных электромагнитных трансформаторов тока.. Поэтому для каждой обмотки потребуется как минимум три ТТ – два для резервированных комплектов защит и один для точных измерений. Сигналы первых двух в соответствии со стандартом МЭК 61850-9.2LE [6] оцифровываются с дискретностью 80 точек за период частоты в сети, сигналы третьего – с дискретностью 256 точек на период. У типовых автотрансформаторов, например, контролируются токи четырех обмоток – на сторонах ВН, СН, НН и в общей обмотке. Для общей обмотки, как правило, контролируется только действующее значение тока для определения температуры наиболее нагретой точки этой обмотки, которая часто бывает самой «горячей» в автотрансформаторах. Поэтому мгновенные значения токов этой обмотки можно в другие подсистемы не передавать. Таким образом, для такого автотрансформатора потребуется 9 объединяющих блоков. Технически и экономически вряд ли целесообразно при этом выполнять отдельные объединяющие блоки для выдачи в ЛВС каждой трехфазной группы токовых сигналов, как это предлагается, например в [7]. Правильнее было бы выполнять концентрацию мгновенных измеренных значений токов вместе с другими быстрыми сигналами в общем блоке управления и мониторинга трансформатора [8]. Предлагаемая структура включения

интеллектуального трансформатора в систему автоматизации подстанции показана на рис.1.

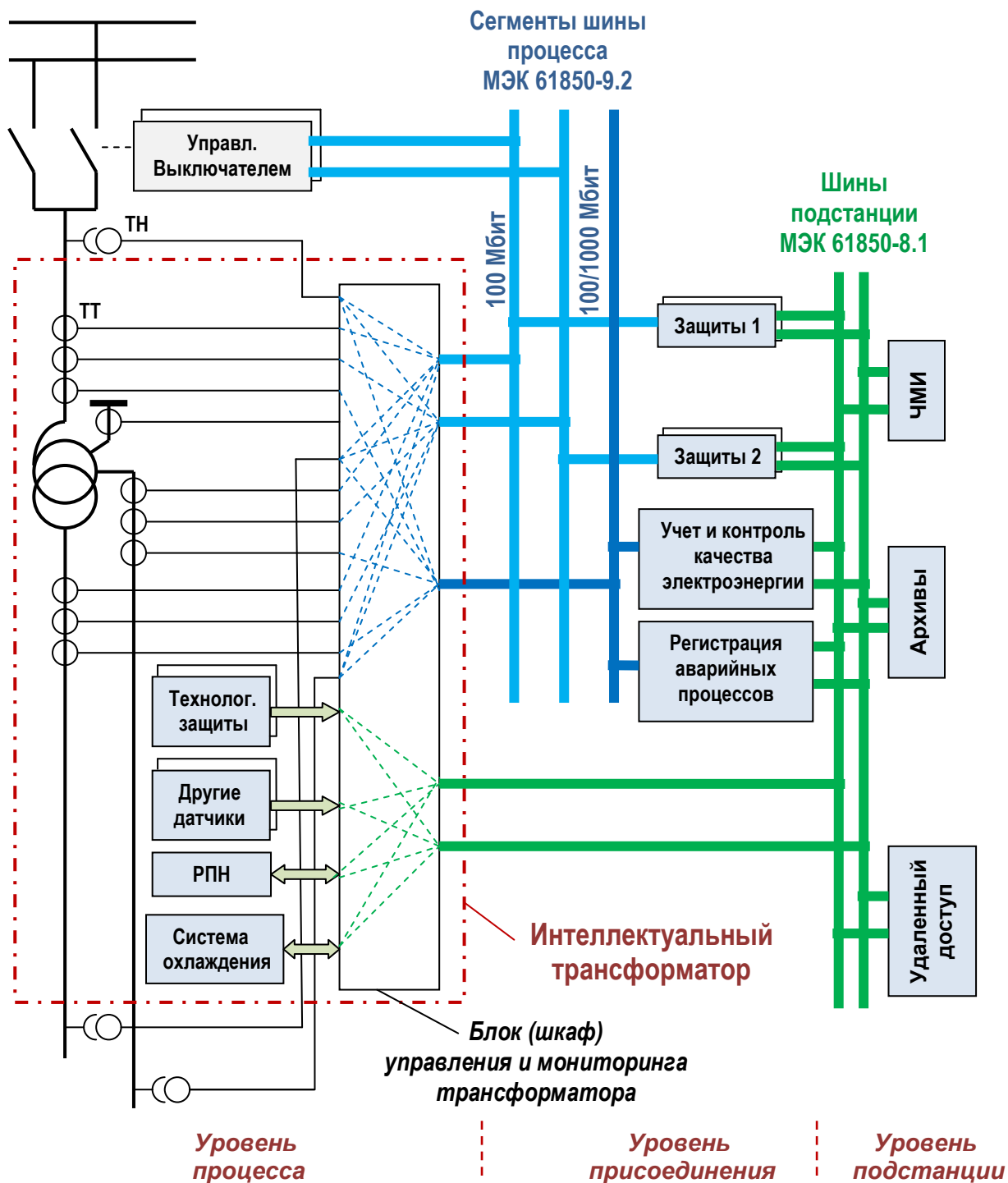


Рис.1 Включение интеллектуального трансформатора в систему автоматизации подстанции

С целью полного дублирования функций защиты предусмотрено дублирование сегментов шины процесса. К одному сегменту подключается первый комплект защит и один комплект трансформаторов тока, ко второму – второй комплект защит и трансформаторов тока. Третий комплект трансформаторов тока и напряжения подключается к отдельному сегменту шины процесса, через который оцифрованные данные передаются в устройства коммерческого учета электроэнергии, контроля ее качества и регистрации переходных и аварийных процессов. Расчеты показывают, что по сегменту обычно используемой в настоящее время сети Ethernet с пропускной способностью 100 Мбит/с можно передать информацию не более чем 5 групп трехфазных сигналов тока и напряжения [8]. В нашем случае к одному сегменту подключаются три группы сигналов от встроенных в контролируемый трансформатор ТТ. К этому же сегменту могут быть, например, подключены выходы объединяющих блоков, подключенным к трансформаторам тока двух выключателей. Для других трансформаторов с их выключателями и для других зон схемы подстанции должны предусматриваться отдельные сегменты шин процесса. Подключение третьего комплекта ТТ/ТН может также осуществляться по сегменту сети 100 Мбит/с. Возможен в дальнейшем переход на более быструю шину 1 Гбит/с. В этом случае может быть реализована одна общая третья шина для всей подстанции. Для подстанций 330 кВ и выше по требованиям надежности эта шина также может быть дублирована. В принципе необходимость в реализации третьей шины может быть исключена, если функции учета и контроля качества электроэнергии и регистрации аварийных процессов реализовать в самом блоке управления и мониторинга трансформатора. Основным препятствием для этого является особый юридический статус подсистемы АСКУЭ с особыми нормами доступа. Кроме того, потребуется периодический доступ к соответствующей аппаратуре, расположенной на открытом воздухе непосредственно у трансформатора, для её поверки, что также вряд ли целесообразно.

Кроме указанных сигналов, в блоке управления и мониторинга трансформатора формируется большой объем данных мониторинга, в том числе результаты работы аналитических моделей контроля состояния трансформатора. Эти данные должны передаваться непосредственно на верхний уровень системы автоматизации через шину подстанции по протоколу МЭК 61850-8.1, также дублированную.

Таким образом, с учетом будущего совершенствования локальных сетей цифровых подстанций блок управления и мониторинга интеллектуального трансформатора должен иметь не менее 6 сетевых оптических интерфейсов Ethernet 100/1000 Мбит/с. Кроме того, должен быть предусмотрен как минимум один интерфейс RS485 со стороны объекта для подключения интеллектуальных датчиков (приборы контроля газо- и влагосодержания

масла, контроля состояния изоляции вводов, контроля частичных разрядов, контроля вибраций трансформатора, мониторинга состояния РПН и т.д.).

Интеллектуальный трансформатор (автотрансформатор) должен обеспечивать выполнение:

- профилактической диагностики (самодиагностики) с использованием аналитического программного обеспечения на основе показаний датчиков;
- автоматического управления системой охлаждения;
- регулирования напряжения под нагрузкой.

В настоящее время разработаны и предлагаются многими компаниями устройства (или первичные датчики), задача которых заключается в обеспечении сбора информации, которую можно использовать для диагностики состояния трансформаторов. При этом основными параметрами, обеспечивающими возможность проведения оперативной диагностики трансформаторов являются:

- содержание газообразных продуктов разложения изоляции, растворенных в трансформаторном масле;
- влагосодержание трансформаторного масла;
- параметры теплового режима трансформатора (температура обмотки, температура верхних и нижних слоев масла, температура на входе и выходе охладителей, температура окружающей среды, температура масла в баке РПН);
- уровень частичных разрядов;
- характеристики вибрации бака трансформатора;
- токи электродвигателей маслососов и вентиляторов обдува;
- скорость потоков масла от каждого маслососа;
- ток проводимости,  $\tan \delta$  и емкость С1 высоковольтных вводов;
- ток или мощность электродвигателя привода РПН;
- уровни масла в баке трансформатора и в баке РПН

На основе показаний датчиков расчетным путем определяются следующие показатели:

- абсолютное влагосодержание твердой изоляции;
- допустимые длительность и кратность перегрузок;

- остаточный срок службы твердой изоляции по степени ее деполимеризации.

В настоящей работе мы не рассматриваем задачу выбора первичных датчиков для получения необходимых данных. Датчики всего лишь предоставляют подчас гигантский объем информации в реальном времени. Требуется еще и механизм для анализа этих данных и их переработки в диагностическую информацию о состоянии оборудования. Этим механизмом во многом определяется «интеллект» трансформатора.

Анализ данных от первичных датчиков может быть простым, как например установление предельных значений для определенных параметров, например, газо- или влагосодержания трансформаторного масла. Этот подход (пороговый анализ) применяется в настоящее время на многих подстанциях за рубежом, а также на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». На основании порогового анализа можно говорить о возможности выявления некоторых повреждений в трансформаторе, в том числе и развивающихся. Однако, учитывая то обстоятельство, что трансформатор относится к устройствам с нелинейным динамическим поведением в эксплуатации, характеризующимся изменяющимися отношениями между системными переменными, определяющими нормальное и аварийное состояния, то простой пороговый анализ во многих случаях является недостаточным для выявления дефекта в трансформаторе.. Например, увеличение рабочей температуры трансформатора может идентифицироваться как наличие дефекта в новом трансформаторе, но не в старом. В связи с этим обработка данных от первичных датчиков требует применения более сложных методов определения характера этих изменяющихся взаимоотношений измеряемых параметров. Для того чтобы избежать проблемы, когда экспертная система оказывается неэффективной из-за недостаточности заложенных в нее данных, проводятся многочисленные исследования в области анализа данных на основе аналитических методов и технологии искусственного интеллекта. В рамках этих методов, используются модели и методы искусственного обучения систем искусственного интеллекта для анализа динамики работы трансформатора.

Аппаратура мониторинга состояния трансформатора должна также обеспечивать формирование предупредительной и аварийной сигнализации, и формирование архива аналоговых сигналов и дискретных событий на время, как минимум достаточное для сохранения информации при нештатных режимах оборудования АСУТП или локальных сетей подстанции (время от 2 суток до одной недели должно быть, очевидно, достаточным).

На первом этапе, при частичном переходе к организации коммуникаций на подстанциях по стандарту МЭК 61850, целесообразно предусмотреть возможность выдачи в систему РЗА сигналов от технологических защит, а также сигналов предупредительной и аварийной сигнализации, в виде «сухих» контактов.



Особого рассмотрения требует вопрос места установки блока (шкафа) управления и мониторинга трансформатора и его включения в комплект поставки трансформатора.

Максимальная степень готовности «интеллектуального» трансформатора к вводу в эксплуатацию на объекте, сокращение времени монтажных и пусконаладочных работ, снижение трудозатрат при разработке рабочего проекта подстанции и исключение ошибок в проекте могут быть достигнуты при установке шкафа управления и мониторинга непосредственно на трансформаторе и выполнении всех необходимых связей этого шкафа с датчиками и подсистемами трансформатора на заводе-изготовителе.

Однако при этом должны быть решены вопросы виброустойчивости шкафа управления, например, путем применения виброгасящих амортизаторов в точках крепления шкафа к трансформатору.

В заключение авторы хотели бы отметить, что для получения максимального эффекта от внедрения на объектах ЕНЭС интеллектуального оборудования, в том числе трансформаторов, требуется реализовать целый комплекс инфраструктурных проектов, в том числе:

- проведение НИОКР, направленных на создание новых и уточнение существующих формализованных математических описаний для расчетно-математических моделей систем мониторинга;
- уточнение технических требований к оборудованию с учетом их работы совместно с системами мониторинга и диагностики;
- разработка программы повышения квалификации оперативного и обслуживающего персонала подстанций и создание обучающего центра, снабженного тренажерами и имитаторами;
- создание руководящей нормативной документации по работе с интеллектуальным оборудованием, как в части его обслуживания, так и интерпретации полученных результатов.

## Литература

1. HardFiber – шина процесса согласно МЭК 61850. Брошюра GE Multilink. [http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber\\_ru.pdf](http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber_ru.pdf)
2. K.Bohnert, P.Gabus, H.Brändle, A.Khan, “Fiber-Optic Current and Voltage Sensors for High-Voltage Substations”, Invited paper at 16th International Conference on Optical Fiber Sensors, October 13-17, 2003, Nara, Japan, Technical Digest, pp 752-754  
[http://www05.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/ca407b96afd724eac125703c00426638/\\$File/1262334\\_E01\\_Rev.-Fiber-optic%20current.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/ca407b96afd724eac125703c00426638/$File/1262334_E01_Rev.-Fiber-optic%20current.pdf)

3. F. Rahmatian, J.Blake, Applications of High-Voltage Fiber Optic Current Sensors. IEEE PES General Meeting, 2006.  
<http://www.nxtphase.com/pdfs/Rahmatian%20et%20al%20-%20App%20Optical%20CTs,%20Final.pdf>
4. F. Rahmatian, Design and Application of Optical Voltage and Current Sensors for Relaying. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, p.532-537.  
<http://ieeexplore.ieee.org/iel5/4075697/4075698/04075809.pdf>
5. J.Schmid, M.Schumacher, IEC 61850 Merging Unit for the Universal Connection of Conventional and Non-conventional Instrument Transformers. Paper A3-306, CIGRE 42d session, Paris, 2008.
6. IEC 61850-9-2LE (Light edition) “Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2”, UCA International Users Group, [www.ucainternational.org](http://www.ucainternational.org).
7. M.Adamiak, B,Kasztenny, J.Mazereeuw, D.Mcginn, S.Hodder, Considerations for IEC 61850 Process Bus Deployment in Real-world Protection and Control Systems: a business analysis. Paper B5-102, CIGRE 42d session, Paris, 2008.
8. L. Hossenlopp, D.Chatrefou, D,Tholomier, D.P.Bui, Procecc bus: Experience and impact on future system architectures. Paper B5-104, CIGRE 42d session, Paris, 2008.
9. Drew Baigent, Mark Adamiak, Ralph Mackiewicz, Communication Networks and Systems in Substations: An Overview for Users. GE Multilink, 2009.  
<http://pm.geindustrial.com/faq/documents/general/IEC61850.pdf>

Русский перевод (компания «Комплексные энергетические решения»):

Протокол МЭК 61850. Коммуникационные сети и системы подстанций. Общий обзор для пользователей. [http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC\\_61850.pdf](http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC_61850.pdf)