

## 1. Технические решения. Внедрение ЦПС

### Практика внедрения цифровых подстанций

А. Маслов

ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»

Россия

Ш. Майер

АББ

Швейцария

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Тарасова Марина

**Организация:** ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»

**Почтовый адрес:** 117335, Москва, Нахимовский проспект, 58

**e-mail:** [marina.tarasova@ru.abb.com](mailto:marina.tarasova@ru.abb.com)

**тел.:** (495) 777 222 0 доб. 5333

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

Со времен первых реализаций шины процесса МЭК 61850, выполненных более 10 лет назад, технологии развились и достигли высокого уровня зрелости. Все больше и больше оборудования и продуктов становятся доступными, проекты перешли от пилотов с единичными присоединениями к полнофункциональным цифровым подстанциям без традиционных систем РЗА и управления.

На примерах нескольких реальных крупных проектов с применением электронных измерительных трансформаторов (ЭИТ) и устройств сопряжения с шиной процесса (УСШ) в докладе поднимаются и обсуждаются некоторые практические вопросы. Описаны преимущества и недостатки различных вариантов построения шины процесса и шины станции и технологий резервирования с точки зрения применения точной синхронизации по МЭК/IEEE 61850-9-3 (PTR).

Моделирование логических узлов в соответствии с МЭК61850 становится особенно важным, так как многие функции распределяются по нескольким устройствам уровня процесса и уровня присоединений, также встают вопросы эффективного инжиниринга и тестирования вторичных систем.

Расширение технологий цифровых подстанций за пределы самих подстанций повышает эффективность их внедрения за счет более полного использования цифровых данных. В заключении доклада, приводится краткий обзор таких применений.

## Digital Substation Experiences

A. Maslov  
ABB Power & Automation Systems  
Russia

St. Meier  
ABB  
Switzerland

**Contact:**

**Full name:** Tarasova Marina

**Organization:** ABB Power & Automation Systems

**Postal address:** Nahimovskij prospekt 58, Moscow, Russia, 117335

**e-mail:** [marina.tarasova@ru.abb.com](mailto:marina.tarasova@ru.abb.com)

**tel.:** (495) 777 222 0 ext. 5333

**Key words:** IEC 61850, digital substation

**Abstract:**

Since the first installations of IEC 61850 process bus more than 10 years ago, the technology has evolved and has reached or at least is nearing maturity. With more and more digital equipment becoming available, the type of installations has moved from simple single-feeder pilot installations to complete digital substations without any conventional protection or control.

After having executed a significant number of real, fully digital substations with NCITs, respectively stand-alone merging units, a few key topics are selected and discussed during the presentation. Different system and process bus architectures and redundancy principles with their advantages and disadvantages are equally covered as the application of precise time synchronization according to IEC/IEEE 61850-9-3 (PTP). Due to the distribution of functions across process and bay level IEDs, the logical node modeling according to IEC 61850 is gaining increased importance compared to traditional substations. Based on a real project example the modeling and its impact on engineering and testing will be presented.

Taking digital substation technologies beyond the substation boundaries and making better use of digitized information adds values to digital substations. A brief look into applications across substations will close the presentation.

## Принципы поэтапного построения цифровой ПС на базе технических решений АО «ЧЭАЗ»

П.Г. Варганов, Р. В. Коллэ, В.П. Левшин  
АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»  
Российская Федерация

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Коллэ Роман Валентинович

**Организация:** АО «ЧЭАЗ»

**Почтовый адрес:** 428000 Чувашская Республика г. Чебоксары пр. И.Яковлева д.5

**e-mail:** r.kolle@cheaz.ru

**тел.:** +7-919+653-78-43

**Ключевые слова:** цифровая подстанция, поэтапная реконструкция, синхронные протоколы, альтернатива потоков SV, ЧЭАЗ, БЭМП, выносные блоки, ВОИП, МЭК 61850.

**Аннотация:**

В статье рассматриваются терминалы РЗА серии БЭМП-РУ производства АО «ЧЭАЗ», которые одни из первых получили поддержку протокола МЭК 61850 в части GOOSE и MMS. В настоящий момент серийно выпускаются БЭМП-РУ с поддержкой SV-потоков, но кроме традиционного цифрового направления специалистами АО «ЧЭАЗ» предлагается вариант поэтапного внедрения цифровых защит для действующих ПС.

Поэтапная модернизация действующих ПС на базе оборудования АО «ЧЭАЗ»:

1. Проложить ВОЛС на ОРУ;
2. Установить выносные блоки волоконно-оптических измерительных преобразователей (ВОИП) с поддержкой синхронных протоколов на выключатели, трансформаторы тока и напряжения;
3. Установить блоки сопряжения к существующей релейной защите (микропроцессорная или электромеханическая) или дополнительные блоки РЗА с поддержкой синхронных протоколов как резервный контур;
4. Ввести в работу выносные блоки на трансформаторах напряжения 1 и 2 секции;
5. Ввести в работу резервный контур РЗА или существующие блоки РЗА переключаются к блокам сопряжения;

Структура релейной защиты остается неизменной, но передача информации стала ЦИФРОВОЙ, ЗАЩИЩЕННОЙ и РЕЗЕРВИРОВАННОЙ.

На этом этапе ПС уже стала цифровой и можно остановить модернизацию.

6. Установить систему синхронизации времени и оборудование связи с поддержкой PTP и PRP;
7. Заменить терминалы защиты на цифровые с поддержкой протоколов МЭК 61850;
8. Перевести выносные блоки ВОИП на передачу SV-потоков и GOOSE-сообщений;
9. Заменить электромагнитные трансформаторы на цифровые и включить выносные блоки в систему резервного контура защиты.

По мнению авторов статьи, за время пока идет поэтапное внедрение персонал приобретет опыт работы с цифровым оборудованием, введутся в действие новые регламенты и требования к ЦПС, стоимость цифрового оборудования снизится.

## Principles of the phased implementation of the digital substation based on JSC "ChEAZ" technical solutions

P. G. Varganov, R.V. Kolle, V.P. Levshin  
JSC "Cheboksary Electrical Apparatus Plant"  
Russian Federation

### Contact:

**Full name:** Kolle Roman Valentinovich

**Organization:** JSC "Cheboksary Electrical Apparatus Plant"

**Postal address:** 428000 Chuvash Republic, Cheboksary, I. Yakovlev Avenue, 5

**e-mail:** [r.kolle@cheaz.ru](mailto:r.kolle@cheaz.ru)

**tel.:** +7-919+653-78-43

**Key words:** digital substation, phased reconstruction, synchronous protocols, alternative for SV streams, ChEAZ, BEMP, external units, fiber-optic measuring converter, IEC 61850

### Abstract:

The article reviews the relay protection and automation devices BEMP-RU series produced by ChEAZ, which were among the first supporting the IEC 61850 protocol in GOOSE and MMS part. Currently, the BEMP-RU is serially produced with support of SV streams, and in addition to the traditional digital approach, the specialists of JSC "ChEAZ" offer a phased implementation of digital protections for existing substations.

#### Phased modernization of existing substations based on the ChEAZ equipment:

1. Build Fiber-optic line in the Open Switchgear
2. Mount external units of fiber-optic measuring converters (FOMC) with synchronous protocols support on switches, current and voltage transformers;
3. Mount interfacing blocks to the existing relay protection (microprocessor or electromechanical) or additional relay protection and automatic relay blocks with synchronous protocols support as a reserve circuit;
4. Put into operation external units on voltage transformers of sections 1 and 2;
5. Put into operation the reserve circuit of the relay protection or switch existing blocks of the relay protection to interface blocks;

The structure of the relay protection remains unchanged, but the transfer of information has become DIGITAL, PROTECTED and RESERVED.

At this stage, the substation has already become digital and the modernization can be stopped.

6. Install a time synchronization system and communications equipment with PTP and PRP support;
7. Replace protection terminals with digital supporting IEC 61850 protocol;
8. Switch external units to SV streams and GOOSE messages transfer;
9. Replace electromagnetic transformers with digital ones and connect external units to the reserve circuit protection system.

According to the authors of the article, in time while there is a phased implementation the staff will gain experience with digital equipment, new regulations and requirements for Digital Substation will come into effect, the cost of digital equipment will decrease.

## Комплексные решения для ЦПС

Н.Н. Дорофеев  
ООО "ПиЭлСи Технолоджи"  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Бессарабова Марина Васильевна

**Организация:** ООО "ПиЭлСи Технолоджи"

**Почтовый адрес:** 117247, ул. Научный проезд д. 17

**e-mail:** pr@tpz.ru

**тел.:** +7 (495) 139-04-05 доб. 149; 8-915-265-16-02

**факс:** +7 (495)139-04-06

**Ключевые слова:** цифровые системы защиты и управления, распределительные сети, опыт внедрения кластерной архитектуры ЦПС

**Аннотация:**

ООО «ПиЭлСи Технолоджи» активно занимается разработкой и производством оборудования для архитектурных решений для построения ЦПС, имеющих максимальные технико-экономические показатели, позволяющие полноценно применять технологии ЦПС, с использованием цифровой шины процесса по МЭК 61850-9-2, на подстанциях 6-220кВ.. В ходе продолжительной работы нами было создано собственное видение концепции ЦПС, а также разработана линейка оборудования и ПО для построения ЦПС. Мы предлагаем рассматривать ЦПС в виде цифровых сегментов. Таким сегментом может являться фидер, секция шин, распределительное устройство, подстанция. Основным компонентом цифрового сегмента является сервер IED TOPAZ IEC DAS, разработанный и производимый ООО «ПиЭлСи Технолоджи». TOPAZ IEC DAS – это серия специализированных серверных платформ промышленного исполнения, предназначенная для исполнения алгоритмов защиты и управления подстанцией. При таком подходе технология ЦПС превращает терминалы РЗА, контроллеры присоединений, измерительные приборы, регистраторы и др. вторичное оборудование в алгоритмы (программные приложения). В зависимости от количественного и качественного состава исполняемых задач выбирается и необходимая производительность сервера. Алгоритмы защиты и управления реализованы в виде программных приложений, а их структура информационного взаимодействия выполнена в виде информационной модели IEC 61850.

Другим важнейшим элементом ЦПС являются устройства сопряжения с цифровой шиной процесса TOPAZ DMU, AMU, ADMU. TOPAZ AMU (Analog Merging Unit) – устройство служит для интеграции аналоговых сигналов, поступающих от измерительных ТТ и ТН, в цифровую шину процесса в соответствии с IEC61869, части 9 и 13. Очень часто для аналоговых устройств сопряжения декларируется соответствие публикуемых цифровых отсчетов спецификации IEC 61850-9-2LE (UCA «Implementation Guidelines for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2»), т.е. передача в одном пакете мгновенных значений по четырем каналам тока и четырем каналам напряжения.

Отличительный признак ЦПС – наличие цифровой шины процесса, образованной сетевыми коммутаторами. ООО «ПиЭлСи Технолоджи» для построения шины подстанции и шины процесса разработала линейку управляемых коммутаторов SW5xx. Из ключевых особенностей, важных для реализации шины процесса стоит отметить поддержку PTPv2 «Прозрачные часы» / «Граничные часы» и тегирование трафика VLAN IEEE 802.1Q.

Все устройства сопряжения с шиной процесса должны быть жестко синхронизированы между собой по времени. Это необходимо для корректной обработки дискретных событий, но особенно временная синхронизация важна между устройствами AMU, т.к. рассинхронизация устройств будет выражаться в наличии ложного фазового сдвига между кривыми тока и напряжения, снятыми с разных устройств AMU, что может привести к ложным срабатываниям РЗА, увеличению погрешности при измерении мощности и энергии, ис-

кажению информации при записи аварийных осциллограмм и т.д. Рассинхронизация двух устройств АМУ в 1мкс выражается в ложном фазовом сдвиге в 1,08 угловых минуты.

Для пилотного внедрения кластерной архитектуры ЦПС компании ПиЭлСи Технолоджи было предложено ПС 110 кВ «Бирюлево» компании ПАО МОЭСК. Данная подстанция имеет ОРУ 110кВ, выполненное по схеме 2 секции шин с обходной, 2 трансформатора 110/10/6 кВ по 100 МВА, ЗРУ 10кВ 4 секции шин и ЗРУ 6кВ 2 секции шин. На подстанции были внедрены следующие цифровые системы в виде цифровых кластеров: цифровой регистратор аварийных событий (в объеме всей подстанции), цифровая система контроля качества электроэнергии (в объеме секций шин 110, 10, 6 кВ), цифровая секция 10 кВ (функции РЗА и АСУ ТП). В качестве полигона для цифрового РП был выбран РП-29 филиала «Новая Москва». РП 29 представляет собой двухсекционное электрооборудование с двумя системами шин 10 кВ. Каждая секция шин РУ-10 кВ состоит из 10 присоединений, включая секционные присоединения и линии, отходящие к трансформаторам. Для взаимного резервирования вводов секций РУ-10 кВ в РП 29, реализован автоматический ввод резерва (АВР). РП29 укомплектована КРУ на базе камер сборных одностороннего обслуживания КСО-298. Все алгоритмы защиты и управления реализованы в ПАК TOPAZ iSAS® (основной и резервный) на аппаратной платформе TOPAZ IEC DAS MX683. Также в РП установлен контроллер телемеханики для обмена данными между цифровой системой защиты и управления и диспетчерским пунктом по каналу LTE. Значение проекта Одним из наиболее важных преимуществ технологии ЦПС является возможность расширения качественного и количественного состава функций системы защиты и управления не увеличением объема оборудования, а расширением программного обеспечения без существенного изменения состава оборудования. Наш опыт внедрения показал, что при правильном выборе архитектуры и подборе оборудования технология ЦПС может быть эффективной и в распределительных сетях 6-35 кВ. Вышеописанные цифровые системы оказались не дороже своих «традиционных» аналогов, а при выполнении в рамках ЦПС нескольких функций (РЗА, АСУ ТП, ККЭ, РАС и т.д.) технология позволяет добиться существенного экономического эффекта. Т.е. внедряя, к примеру, цифровую систему АСУ ТП и регистрации аварийных событий, при грамотном подходе к оснащению первичного оборудования устройствами ПАС и ПДС и построению шины процесса, дальнейшее развитие системы сводится к добавлению алгоритмов обработки цифровых данных, представленных в шине процесса. Из этого следует, что при стоимости цифровых АСУ ТП и РАС соизмеримой с стоимостью «классики», при правильном проектировании оборудования уровня шины процесса, систему РЗА мы получаем по стоимости ПО (алгоритмов РЗА). Во многом такой экономический эффект связан с тем, что каждый внедренный цифровой кластер построен на оборудовании одного вендера.

## Complex solutions for a digital substation

N.N. Dorofeev  
PLC Technology JSC  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Bessarabova Marina Vasilyevna

**Organization:** PLC Technology JSC

**Postal address:** 117247, st. Nauchnyj proezd, bld. 17

**e-mail:** [pr@tpz.ru](mailto:pr@tpz.ru)

**tel.:** +7 (495) 139-04-05 ext. 149; 8-915-265-16-02

**fax:** +7 (495)139-04-06

**Key words:** digital protection and control systems, distribution networks, experience in implementing cluster architecture of DSP

**Abstract:**

«PLC Technology» is actively engaged in the development and production of equipment for architectural solutions for building DSPs that have the maximum technical and economic indicators, which make it possible to fully apply DPS technologies using IEC 61850-9-2 digital process bus according to 6-220 kV substations. In the course of our work, we created our own vision of the DSP concept. We also developed a line of equipment and software for building of DSPs. We envision DSP in the form of digital segments. Such segment can be a feeder, a bus section, a switchgear, or a substation.

The main component of the digital segment is the IED TOPAZ IEC DAS server, developed and manufactured by «PLC Technology». TOPAZ IEC DAS is a series of specialized industrial server platforms designed for the execution of substation protection and control algorithms. With this approach, the DSP technology turns the relay protection and automation terminals, bay controllers, measuring devices, recorders and other secondary equipment into algorithms (software applications). Server performance is decided depending on the complexity of the tasks. The protection and control algorithms are implemented as software applications, and their information interaction structure is implemented as an IEC 61850 information model.

Another important element of the DSP are analog and digital merging units TOPAZ DMU, AMU, ADMU. TOPAZ AMU (Analog Merging Unit) is used to integrate analog signals from measuring CTs and VTs into digital process bus in accordance with IEC61869, parts 9 and 13. Often compliance with published digital samples of the IEC 61850 specification -9-2LE (UCA "Implementation Guidelines for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2") is declared for AMU devices, i.e. transmission of instantaneous values in one packet over four current channels and four voltage channels.

The distinguishing feature of the DSP is the implementation of the digital process bus formed by the network switches. «PLC Technology» has developed a line of managed switches TOPAZ SW5xx for building a substation bus and a process bus. Among the key features important for the implementation of the process bus are support of PTPv2 and tagging of VLAN traffic (IEEE 802.1Q).

All process bus devices must be synchronized with each other in time. This is necessary for correct processing of discrete events. Time synchronization is especially important for AMU devices, since device desynchronization will lead to false phase shift between the current and voltage curves measured by different AMU devices, which can lead into false protection operations and increase in power measurement errors, distortion of information when recording oscillograms, etc. Desynchronization of two AMU devices in 1µs results in a false phase shift of 1.08 arc-minutes.

PJSC MOESK 110 kV Biryulyovo substation was proposed for the pilot implementation of the cluster architecture of the DPS designed by «PLC Technology».

This substation has 110 kV outdoor switchgear 2 bus sections with bypass, two transformers 110/10/6 kV 100 MVA, 10 kV indoor switchgear 4 bus sections and 6 kV indoor switchgear 2 bus sections. The following digital

systems were introduced at the substation in the form of digital clusters: a digital fault recorder (on the scale of the entire substation), a digital energy quality control system (for 110, 10, 6 kV bus sections), a 10 kV digital section (RPA and ACS TP).

The RP-29 of the New Moscow branch was chosen as the digital distribution center. RP-29 is a two-section electrical structure with two 10 kV bus systems. Each RU-10 kV bus section consists of 10 bays, including sectional connections and power transmission lines connected to transformers. Automatic transfer switch (ATS) was implemented for mutual redundancy of inputs of RU-10 kV sections in RP-29. RP-29 is equipped with a front open panel switchgear KSO-298. All protection and control algorithms are implemented in the hardware/software complex TOPAZ iSAS® (main and backup) on the TOPAZ IEC DAS MX683 hardware platform. In addition, a remote control controller is installed in the control center for data exchange between the digital protection and control system and the control center over the LTE channel.

One of the key advantages of DSP technology is the potential of expanding functional capacity of the protection and control systems not by simply increasing the amount of equipment, but by expanding the software without significantly changing the composition of the equipment. Experience has shown us that by choosing the right architecture and equipment, DSP technology can be effective in distribution networks of 6-35 kV as well. The described digital systems are not more expensive than their “traditional” counterparts are, and when several functions are performed within the DSP, the technology makes it possible to achieve a significant economic effect. For example with a competent approach in choosing primary equipment and process bus building when implementing digital systems for ACS TP and emergency event register, further development is reduced to adding digital data processing algorithms presented in the process bus. From this follows that with the cost of digital ACS TP and fault recorder systems commensurate with the cost of a “classics” solution, with a smart design we can achieve Power-system protection at the cost of software (PSP algorithms).

In many ways, this economic effect is achieved due to the fact that each embedded digital cluster is built on the equipment supplied by the same vendor.



## 2. Технические решения. Шина процесса IEC 61850

### Применение технологии «шина процесса» в схемах РЗА электросетевых предприятий Германии

Т. Либих  
Сименс АГ, к.т.н.  
Германия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Томас Либих

**Организация:** Сименс АГ

**Почтовый адрес:** Universitätsallee 16, 28539, Бремен, Германия

**e-mail:** Thomas.Liebach@Siemens.com

**тел.:** +49 172 3265 924

**Ключевые слова:** цифровая подстанция, шина процесса, устройство сопряжения, технология РЗА, примеры применения, Германия

**Аннотация:**

Технологии Цифровой подстанции существуют уже более 25 лет в виде цифровых устройств РЗА, отдельных цифровых контроллеров присоединений, цифровых систем блокировки, цифровых систем управления подстанцией, а также обмена цифровой информацией по последовательным протоколам. База для коммуникации по МЭК 61850 стала появляться в Европе около 20 лет назад.

Сегодня цифровизация подстанций приобретает все большую актуальность. Дальнейший этап развития вторичных технологий начался с появлением шины процесса и нетрадиционных трансформаторов тока и напряжения. Шина процесса представляет интерес с точки зрения сразу нескольких функциональных аспектов. Например, резервированная передача данных, одновременная передача измеренных значений нескольким устройствам РЗА без необходимости существенного увеличения количества оборудования; новые возможности более эффективной частичной централизации функций РЗА, а также значительное улучшение в реализации резервирования защит. Настоящий доклад показывает, как пересмотр самой концепции устройства РЗА позволяет создать улучшенную систему РЗА подстанции даже с меньшим количеством защитных устройств. В качестве примера рассматриваются защиты линии и трансформаторов. Это демонстрация основного подхода, который определяет технический взгляд на шину процесса со вторичной с точки зрения вторичных технологий, а также показывает экономическое обоснование.

Шина процесса использует устройства сопряжения (УС), которые тесно связаны с основным оборудованием. УС регистрируют данные с дискретных входов и выходов, оцифровывают их и передают все данные в шину процесса по МЭК 61850. Технология шины процесса требует использования высокопроизводительной и надежной базы устройств для удовлетворения высоких требований в части технологии защиты. Siemens берет за основу целостную, гибко адаптируемую платформу устройств под торговой маркой SIPROTEC 5. Архитектура платформы позволяет реализовать на ней решения для УС, устройств РЗА, контроллеров при соединении и их функциональные сочетания. В докладе представлен обзор некоторых решений.

Автор подчеркивает, что улучшенная резервная защита в сочетании с усовершенствованием комплекса самодиагностики устройств является базисом для сокращения периодических проверок устройств РЗА или даже полного исключения некоторых частей этих проверок. Цифровая связь является неотъемлемой частью системы защиты, которая изменяет характеристики работы при создании и использовании технологии. Подготовка служб эксплуатации РЗА и оперативного персонала на основе соответствующих мер по обучению играет неотъемлемую роль при переходе к широкому использованию новых технологий. Тесное сотрудничество между заинтересованными пользователями и производителями формирует основу для дальнейшего совершенствования концепций защиты, уменьшения операционных затрат без ущерба для надежности и безопасности.

## Application of the process bus for protection schemes in German utilities

Dr. Th. Liebach  
Siemens AG  
Germany

**Contact:**

**Full name:** Dr. Thomas Liebach

**Organization:** Siemens AG

**Postal address:** Universitätsallee 16, 28539 Bremen, Germany

**e-mail:** Thomas.Liebach@Siemens.com

**tel.:** +49 172 3265 924

**Key words:** digital substation, process bus, merging unit, protection technology, application examples, Germany

**Abstract:**

The digital substation has existed for 25 years in terms of digital protection, separate digital bay controllers, digital interlocking system, digital substation control technology, and serial data communication. Across Europe, the basis for the IEC 61850 communication system was created nearly 20 years ago.

Today the digitization of substations is gaining renewed relevance. A further stage in the development of secondary technology has been initiated with the introduction of the process bus and nonconventional current- and voltage transformers.

The process bus is of interest with respect to several functional aspects. For instance, redundant data communication, simultaneous provision of measured values to multiple protection devices without increasing hardware overhead, the possibility for more effective partial centralization of the protective functionality, and improvement of the backup protection concept.

This lecture shows that the revision of the protection device concept allows to build an enhanced protection system in the substation with even fewer protection devices. As a guiding example the protection of line and transformers are considered. This provides a basic approach which explains the relevance of the process bus from a secondary technical point of view as well as demonstrates the economic justification.

The process bus is associated with the use of merging units (MU), which are closely connected to the primary equipment. MUs record the binary inputs and outputs and consequently digitize the readings to then communicate all data via IEC 61850 on the process bus.

The process bus requires a high-performance and reliable device base to be able to cope with the high demand for safety in the field of protection technology. Siemens relies on a consistent, flexibly adaptable device platform under the brand name SIPROTEC 5. The device concept allows solutions for the MU, protective devices, bay controllers, and their functional device combinations.

The lecture will give an overview of selected solutions.

The author emphasizes that improved backup protection combined with an extension of the self-monitoring device complex is the basis for reduction of cyclical protection checks or complete elimination of parts. Digital communication is an integral part of protection system which changes the job characteristics during construction and operation of the technology.

The preparation of protection and operating personnel through appropriate training measures plays an integral role when new technologies are transitioned into widespread use. The close cooperation between eager users and manufacturers form the basis for further improvement of the protection concepts, a reduction of the operating expenses without compromising availability and security.

### 3. Технические решения. Кроссплатформенные решения

#### Принципы реализации кроссплатформенных решений ЦПС с применением отечественной компонентной базы

А.Л. Куликов, В.М. Зинин  
НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Зинин Владимир Михайлович

**Организация:** АО «НИПОМ»

**e-mail:** [v.zinin@nipom.ru](mailto:v.zinin@nipom.ru)

**тел.:** +7(960)174-14-64

**Ключевые слова:** кроссплатформенное решение ЦПС, ЦПС с заданной степенью интеграции, виртуальное ИЭУ (IED), киберзащищенное ИЭУ (IED), микропроцессор «Эльбрус», коммуникации МЭК 61850

**Аннотация:**

Указом Президента РФ № 216 от 13 мая 2019 года утверждена «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации», определяющая направление дальнейшего развития импортозамещения в системах технологического управления электроэнергетическим комплексом, объекты которого относятся к КИИ (критической информационной инфраструктуре).

После утверждения 21 декабря 2018 года в ПАО «Россети» концепции «Цифровой трансформации 2030» и введения в действие 29 марта 2019 года СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ», СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ» появились условия для проектирования объектов электрических сетей на новых (цифровых) принципах. Тем не менее сегодня отраслевые программы по ЦПС (цифровым подстанциям), ЦЭС (цифровым электрическим сетям), ИБ (информационной безопасности) развиваются отдельно. По мнению авторов доклада, этот факт усложнит достижение целей, поставленных в концепции «Цифровой трансформации 2030». Отдельные программы должны быть гармонизированы, а в части систем технологического управления следует предусмотреть построение и дальнейшее развитие доверительной вычислительной среды, опирающейся на отечественные программно-аппаратные решения.

В докладе представлена оригинальная технология построения ЦПС с динамической архитектурой, которая основана на двух компонентах: программном, включающем в себя «Кодогенератор управляющего ПО», и аппаратном, базирующемся на широко представленных на рынке средствах промышленной автоматизации различных производителей. Созданные с помощью кодогенератора ИЭУ кроссплатформенные и могут «выполняться» на любой аппаратной платформе и любой серийной ОС. Решая задачу по импортозамещению, снижению зависимости электроэнергетической отрасли РФ от внешних факторов и обеспечению энергетической безопасности РФ, информационной безопасности систем технологического управления для электрических сетей напряжением 6-220 кВ авторы предлагают решения для ЦПС с максимально возможным использованием отечественного микропроцессора «Эльбрус» и ОС «Эльбрус-Д» в составе: ИЭУ РЗА, контроллеров присоединений, SCADA-системы, рабочих станций оперативного и эксплуатационного персонала.

Гибкость технических решений обеспечивается организацией коммуникаций внутри виртуальных ИЭУ, создаваемых с помощью «Кодогенератора управляющего ПО», с использованием МЭК 61850. Такой подход позволяет эффективно, с наименьшими затратами реализовать требования нового СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» и обеспечить необходимый



МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

программной платформе.

уровень информационной безопасности объектов электро-  
энергетики на отечественной доверительной аппаратно-

## Principles for implementation of digital substation cross-platform solutions using domestic component base

A.Kulikov, V.Zinin  
NNSTU n.a. R.E.Alekseev, JSC «NIPOM»  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Vladimir Zinin

**Organization:** JSC «NIPOM»

**e-mail:** [v.zinin@nipom.ru](mailto:v.zinin@nipom.ru)

**tel.:** +7(960)174-14-64

**Key words:** cross-platform digital substation solution, digital substation with a given degree of integration, virtual IED, cyber-protected IED, Elbrus microprocessor, IEC 61850 communication.

**Abstract:**

Decree of the President of Russian Federation No. 216 dated May 13, 2019 approved “Doctrine of the Energy Security of Russian Federation”, which sets direction for further development of import substitution in systems of technological control of the electric power complex, whose objects belong to the critical information infrastructure.

After approval of the concept of “Digital Transformation 2030” in PJSC ROSSETI on December 21, 2018 and introduction of standard 34.01-21-004-2019 “Digital Power Center. Requirements for technological design of digital substations with a voltage of 110-220 kV and node digital substations with a voltage of 35 kV”, standard 34.01-21-005-2019 “Digital electrical network. Requirements for the design of digital distribution electric networks 0.4-220 kV” on March 29, 2019 conditions for the design of electric network facilities based on new digital principles appeared. Nevertheless, today the industry programs on digital substations, digital electrical networks and information security are developed separately. According to the authors of the report this fact will complicate the achievement of the goals set in the concept of “Digital Transformation 2030”. Separate programs should be harmonized and in terms of technological management systems, construction and further development of a trusted computing environment based on domestic software and hardware solutions should be provided.

Report presents original technology of digital substation building with a dynamic architecture, which is based on two components: software, including the “Code-generator”, and hardware, based on the widely used industrial automation tools from various manufacturers on the market. Created using Code-generator IED has cross-platform software and can be deployed on any hardware platform and any serial OS. Solving the task of import substitution, reducing the dependence of the electric power industry of the Russian Federation on external factors and ensuring the energy security of the Russian Federation, information security of process control systems for electric networks of 6-220 kV authors propose solutions for digital substation with maximum possible usage of Elbrus microprocessor and OS Elbrus-D composed of: protection relays, bay controllers, SCADA-system and workstations of operators.

Flexibility of technical solutions obtained by organization of communications within virtual IEDs created using the “Code-generator” software with IEC 61850. This approach allows to effectively implement requirements of the standard 34.01-21-004-2019 “Digital Supply Center. Requirements for the technological design of digital substations with a voltage of 110-220 kV and node digital substations with a voltage of 35 kV” and ensure the necessary level of information security of power industry facilities on the domestic trusted hardware-software platform.



МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

## 4. Технические решения. Типовые решения

### Типизация технических решений по цифровым подстанциям с точки зрения проектировщика, производителя оборудования и интегратора

И.Е. Кумец, С.В. Розанов  
ООО «ЭнергопромАвтоматизация»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Антипова Нина Михайловна

**Организация:** ООО «ЭнергопромАвтоматизация»

**Почтовый адрес:** 115114, г. Москва, Дербеневская наб., д. 11, корп. А, сектор 1, БЦ "Полларс, офис 306

**e-mail:** [antipova@epsa-spb.ru](mailto:antipova@epsa-spb.ru)

**тел.:** 8 (495) 663-36-42

**Ключевые слова:** КИС, ЦПС, АСУ ТП, релейная защита и автоматика, системы автоматизации, стандарты МЭК, системы автоматизированного проектирования, обслуживание по состоянию, программное обеспечение

**Аннотация:**

В 2015 году ООО «ЭнергопромАвтоматизация» внедрила на объекте генерации первый в России испытательный полигон, созданный по технологии ЦПС на базе шестого блока Нижегородской ГЭС ПАО «РусГидро». ООО «ЭнергопромАвтоматизация» выступило генеральным проектировщиком, генеральным подрядчиком и поставщиком оборудования при выполнении работ по проектированию, поставке, пусконаладочным работам и проведению «натурных» испытаний. На первом этапе полигон включал в себя контроллер присоединения с функцией AMU NPT BAY, DMU NPT MicroRTU, SCADA NPT Expert производства ООО «ЭнергопромАвтоматизация», МП РЗА производства НПП «ЭКРА», а также оптические трансформаторы тока и напряжения производства АО «Профотек».

В дальнейшем полигон несколько раз был расширен и модернизирован, в результате чего стал мультибрендовым. В частности был расширен состав первичного оборудования (ОТТ и ОТН), были включены МП РЗА (в том числе централизованные РЗА) различных отечественных и зарубежных производителей, были интегрированы системы РАС, устройства учета электрической энергии и системы информационной безопасности. Изменения также коснулись структуры ЛВС в части используемого оборудования и структуры шины станции и шины процесса.

При проектировании полигона был выявлен ряд проблем:

- разные типы портов у различных производителей (медные, оптические, различные типы разъемов для оптических портов);
- не поддерживается выбор разных типов резервирования сети (PRP, RSTP) для устройств различных производителей, что привело к установке дополнительного сетевого оборудования (RedBox);
- отсутствие методики выбора шины для организации передачи GOOSE-сообщений (станционная, либо шина процесса). Не все производители поддерживают выбор передачи по разным шинам;
- различные способы реализации шины синхронизации. Не все устройства поддерживают единый тип синхронизации для поддержки необходимой точности. Это привело к необходимости реализации отдельной синхронизации по сети с использованием протокола PTPv2 и отдельной шины PPS. С учетом больших расстояний на объекте, реализация оптической шины PPS и NTP значительно удорожала решение.

Различия в реализации профиля МЭК 61850 устройств различных производителей, а также изменение модели данных профиля для некоторых устройств в зависимости от прошивки терминала усложнили процесс интеграции устройств в АСУ ТП.

Указанные проблемы могут быть решены путём типизации технических решений. ООО «ЭнергопромАвтоматизация» приняло участие в рабочей группе в рамках НИОКР по разработке типовых технических решений, которая была организована ПАО «ФСК ЕЭС». ООО «ЭнергопромАвтоматизация» уже может предложить решения по типовым шкафам АСУ ТП, один из которых был представлен на выставке ЛЭП в 2018 году. На данном этапе типовые решения являются более дорогостоящими в сравнении с традиционными решениями, но при серийном использовании, а также при внедрении типовых решений другими сетевыми и генерирующими компаниями, типовые решения не только помогут значительно упростить процесс проектирования, пуско-наладки и интеграции оборудования, а также могут стать более выгодными с финансовой точки зрения.



## Typing of technical solutions for Digital Substations from the point of view of the designer, equipment manufacturer and integrator

I.E. Kumets, S.V. Rozanov  
EnergopromAvtomatizatsiya LLC  
Russia

### Contact:

**Full name:** Antipova Nina Mikhailovna

**Organization:** LLC EnergopromAvtomatization

**Postal address:** 115114, Moscow, Derbenevskaya emb., 11, bld. A, BC Pollars, office 306

**e-mail:** [antipova@epsa-spb.ru](mailto:antipova@epsa-spb.ru)

**tel.:** 8 (495) 663-36-42

**Key words:** cortical information system, digital substation, automated process control system, relay protection and automation, automation systems, IEC standards, computer-aided design systems, state-of-the-art, software

### Abstract:

In 2015, EnergopromAvtomatizatsiya LLC introduced the first testing ground in Russia at the generation facility, which was created using the DPS technology based on the sixth unit of the Nizhny Novgorod Hydroelectric Power Station PJSC RusHydro. EnergopromAvtomatizatsiya LLC acted as the general designer, general contractor and equipment supplier in the course of design, supply, commissioning and field tests.

At the first stage, the testing ground included an interconnecting controller with AMU NPT BAY function, DMU NPT MicroRTU, SCADA NPT Expert produced by EnergopromAvtomatizatsiya LLC, microprocessor devices RPA produced by EKRA, as well as optical current and voltage transformers produced by Profotech.

Later, the testing ground was expanded and modernized several times, as the result it became a multibrand. In particular, the composition of primary equipment (OCT and OVT) was expanded, microprocessor devices RPA (including centralized RPA) of various domestic and foreign manufacturers were included, REE systems, electric energy metering devices and information security systems were integrated.

The changes also affected the structure of the LAN in terms of the equipment used and the structure of the station bus and process bus.

During designing the testing ground, the list of problems was identified:

- different types of ports from different manufacturers (copper, optical, various types of connectors for optical ports);
- the choice of different types of network redundancy (PRP, RSTP) for devices of different manufacturers is not supported, which led to the installation of additional network equipment (RedBox);
- no bus selection method for organizing the transfer of GOOSE messages (station or process bus). Not all manufacturers support the choice of transmission for different types;
- various ways to implement a sync bus. Not all devices support a single type of synchronization to maintain the required accuracy. This led to the need to implement separate network synchronization using the PTPv2 protocol and a separate PPS bus. Given the large distances at the facility, the implementation of the PPS and NTP optical bus significantly increased the cost of the solution.

Differences in the implementation of the profile of IEC 61850 devices from different manufacturers, as well as changes in the profile data model for some devices depending on the terminal firmware, have complicated the process of integrating devices into APCS.

These problems can be solved by typing technical solutions.

EnergopromAvtomatizatsiya LLC took part in a working group within the framework of R & D on the development of standard technical solutions, which was organized by PJSC FGC UES. EnergopromAvtomatizatsiya LLC can already offer solutions for standard cabinets of automated process control systems, one of which was presented



## МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

at the exhibition of power transmission lines in 2018. At this stage, typical solutions are more expensive compared to traditional solu-

tions.

However, with serial use, as well as with the introduction of standard solutions by other network and generating companies, typical solutions will not only help to significantly simplify the process of designing, commissioning and integrating equipment, but may also become more profitable from a financial point of view.

**Электронный каталог корпоративных технических решений РЗА и АСУТП ПАО «ФСК ЕЭС»**

Т.В. Ковыршина  
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»  
Россия

С. П. Воробьев  
АО «СиСофт Девелопмент»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Т.В. Ковыршина

**Организация:** АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

**Почтовый адрес:** 115201, г. Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3

**e-mail:** [Kovyrshina\\_TV@ntc-power.ru](mailto:Kovyrshina_TV@ntc-power.ru)

**тел.:** (495) 234-72-15 (доб. 212)

**факс:** (495) 727-19-08, (495) 981-94-01

**Ключевые слова:** цифровая подстанция, электронный каталог, корпоративные технические решения, САПР

**Аннотация:**

Электронный каталог корпоративных технических решений РЗА и АСУ ТП ПАО «ФСК ЕЭС» - программное обеспечение, предназначенное для комплексного информационно-инструментального сопровождения процесса разработки проектной документации в части РЗА и АСУ ТП электросетевых объектов на базе корпоративных технических решений ПАО «ФСК ЕЭС». Разработанное программное обеспечение является базовым элементом в формируемой системе информационного сопровождения оборудования и систем РЗА и АСУ ТП на всех стадиях жизненного цикла (от проектирования до утилизации). Основной целью электронного каталога является повышение надёжности объектов электросетевого хозяйства за счет применения корпоративных (типовых) технических решений, автоматизации процессов проектирования, создания и ведения баз данных проектной документации на шкафы вторичных систем для последующего перехода к концепции проектирования на основе моделирования.

**E-Catalog of corporate (type) technical solutions for Protection and Control Systems PJSC «FGC UES»**

T.V. Kovyreshina  
R&D CENTER@ FGC UES, JSC  
Russia

S. P. Vorobiev  
JSC "CSoft Development"  
Russia

**Contact:**

**Full name:** T.V. Kovyreshina

**Organization:** R&D CENTER @ FGC UES, JSC

**Postal address:** 115201, Moscow, Kashirskoye, 22, Bldg. 3

**e-mail:** [Kovyreshina\\_TV@ntc-power.ru](mailto:Kovyreshina_TV@ntc-power.ru)

**tel.:** (495) 234-72-15 (ext. 212)

**fax:** (495) 727-19-08, (495) 981-94-01

**Key words:** digital substation, e - catalog, corporate technical solutions, CAD

**Abstract:**

E-Catalog of corporate (type) technical solutions for Protection and Control Systems PJSC «FGC UES» - is software designed for comprehensive informational and instrumental support of the development process of project documentation in the part of Protection and Control Systems of substations based on corporate technical solutions of Federal Grid Company. The developed software is the basic element in the formed system of information support of equipment and Protection and Control Systems at all stages of the life cycle (from design to disposal). The main purpose of the e-catalog is to increase the reliability of substations through the use of corporate (type) technical solutions, automation of design processes, creation and maintenance of project documentation databases on secondary systems for the subsequent transition to the design concept based on modeling.

## 5. Типовые решения Общие вопросы

### Жизненный цикл РЗА при цифровой трансформации на уровне ПС

А.С. Шеметов  
ПАО "ФСК ЕЭС"  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Шеметов Андрей Сергеевич

**Организация:** ПАО "ФСК ЕЭС"

**Почтовый адрес:** Беловежская 4Б, Москва

**e-mail:** [Shemetov-AS@fsk-ees.ru](mailto:Shemetov-AS@fsk-ees.ru)

**тел.:** +7 495 710 9027

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

Внедрение цифровых технологий идут в первую очередь в сторону цифровых ПС. Цифровая ПС даёт большой эффект от использования обмена данными между устройствами по контролируемым каналам связи. Но цифровизация не заканчивается устройством. Важно расширить внедрение цифровых технологий на весь жизненный цикл энергообъекта. Потребность в накоплении и анализе данных всего жизненного цикла объекта электроэнергетики является важным этапом для перехода на обслуживание по состоянию и созданию точной и многокритериальной обратной связи для исправления типовых решений. Появляющиеся новые технологии требуют переосмысления всех подходов в области электроэнергетики, и упорядочить получаемые результаты от этого внедрения возможно лишь формализовав и оцифровав жизненный цикл ПС.

## The life cycle of the relay protection and automation in digital transformation at the substation level

A.S. Shemetov  
PJSC FGC UES  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Shemetov Andrey Sergeevich

**Organization:** PJSC FGC UES

**Postal address:** Belovezhskaya 4B, Moscow

**e-mail:** [Shemetov-AS@fsk-ees.ru](mailto:Shemetov-AS@fsk-ees.ru)

**tel.:** +7 495 710 9027

**Key words:** IEC 61850, digital substation

**Abstract:**

The implementation of digital technologies are primarily happens in digital substation field Digital substation gives a great effect from the use of data exchange between devices via controlled communication channels. But digitalization does not end in the device level. It is important to expand the implementation of digital technologies for the entire life cycle of the power unit. The need for the accumulation and analysis of data of the entire life cycle of an electric power facility is an important stage in the transition to condition-based maintenance and the creation of accurate and multi-criteria feedback aimed to correct typical solutions. Emerging new technologies require rethinking of all approaches in the field of electric power industry and regulation of the results obtained from this implementation is possible only by formalizing and digitizing of digital substation life cycle.

## 6. Типовые решения, Корпоративный профиль

### Корпоративный профиль стандарта МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» как связующее звено между инструментами поддержки проектирования, наладки и эксплуатации

А.О. Аношин, А.В. Головин, Н.В. Свистунов  
ООО «ТЕКВЕЛ»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Аношин Алексей Олегович

**Организация:** ООО «ТЕКВЕЛ»

**Почтовый адрес:** Варшавское шоссе, д.9, стр.1Б, офис 221

**e-mail:** [aao@tekvel.com](mailto:aao@tekvel.com)

**тел.:** +7 (495) 133-02-74

**Ключевые слова:** МЭК 61850, профиль

**Аннотация:**

Стандарт МЭК 61850 – это глобальный стандарт на коммуникации в электроэнергетике, который включает в себя описание семантических моделей данных, коммуникационных протоколов, языка описания конфигурации. Начиная со второй редакции охватывает коммуникации во всех доменах электроэнергетики, выходя за рамки локального объекта (подстанции).

Создание профилей МЭК 61850 — глобальный мировой тренд. Профили конкретизируют требования стандарта МЭК 61850 с учётом специфики реализации функций на конкретных рынках. Профили обеспечивают типизацию и высокий уровень совместимости решений под конкретные рынки. Применение стандартных профилей позволяет автоматизировать операции проектирования и наладки оборудования вторичных систем в энергетике. Для энергокомпаний профиль — это возможность создать единое информационное пространство и осуществлять инжиниринг по единым правилам без ограничения конкуренции между поставщиками.

На сегодняшний день в том или ином виде профили стандарта МЭК 61850 разработаны или разрабатываются различными организациями и странами, включая Испанию (группа E3), Китай (Государственная электросетевая компания Китая), Францию (RTE), а также объединение Европейских системных операторов (ENTSO-E).

Россия не стала исключением и в рамках работ ПАО «ФСК ЕЭС» был разработан корпоративный профиль стандарта МЭК 61850. Профиль создан в рамках НИОКР ПАО «ФСК ЕЭС» по разработке каталога типовых решений РЗА, ПА и АСУ ТП.



Профилем конкретизированы и доопределены требования

стандарта в следующих областях:

- Модели данных функций РЗА, АСУ ТП и ПА
- Описание элементов первичной схемы подстанций на языке SCL
- Спецификация протоколов передачи данных
- Требования к смежным системам (синхронизация времени, ЛВС и тп)

Область применения разработанного профиля распространяется на ПС 110 – 750 кВ.

Применение корпоративного профиля МЭК 61850 позволяет достигать более высокой совместимости между оборудованием различных производителей при реализации типовых функций, формализовать требования к разработке проектной и рабочей документации, а также использовать разработанные файлы описания конфигурации подстанции на всем жизненном цикле объекта.



## IEC 61850 Corporate profile of the FGC UES as a nexus between design, commissioning and maintenance support tools

A.O. Anoshin, A.V. Golovin, N.V. Svistunov  
TEKVEL Ltd.  
Russia

### Contact person:

**Name:** Alexey Anoshin

**Organization:** TEKVEL Ltd.

**Postal Address:** 9 bld 1B, Varshavskoe shosse, office 221

**e-mail:** [aao@tekvel.com](mailto:aao@tekvel.com)

**Tel.:** +7 (495) 133-02-74

**Key words:** IEC 61850, IEC 61850, profile, application profile

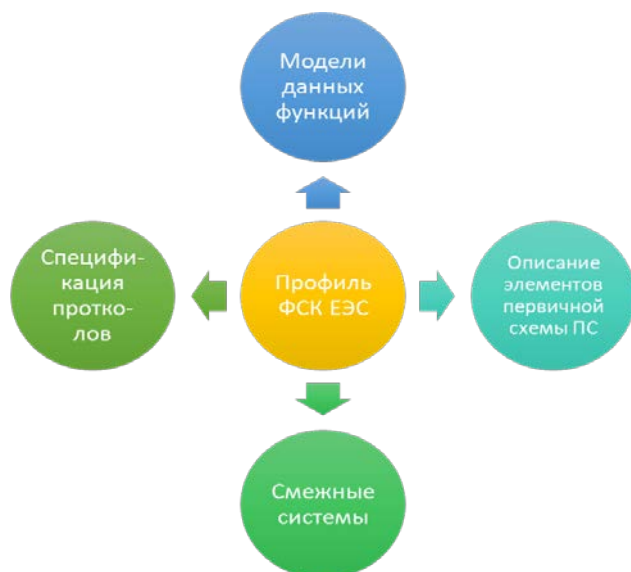
### Annotation:

IEC 61850 — is a global standard for power utility automation, incorporating the specifications of the data models, communication services and protocols, as well as the configuration language. Starting with edition 2 the standard covers communications in all power automation domains, extending the initial substation scope.

Creation of IEC 61850 profiles — is a global trend. Profiles additionally specify IEC 61850 requirements taking into account the specific way of functions implementation for specific markets. Profiles provide typification and a higher level of interoperability between solutions for specific markets. Application of profiles would allow to automate desing and commissioning processes to the much higher extent. A profile for a power utility is a mean to create a common information space and perform engineering tasks following common rules without any restriction of competition between suppliers.

To date the IEC 61850 profiles are developed or being developed by different companies and countries, including Spain (E3 group), China (State Grid Company of China), France (RTE), as well as the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

Russia did not become an exception the FGC UES developed the Coprorate profile of IEC 61850 within its R&D activities. The profile has been created as a part of the R&D project for the development of the unified solutions for PAC.





## МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

The profile specifies the IEC 61850 standard in the following areas:

- Data models for protection, automation and system integrity protection
- Substation single line diagram modeling using SCL
- Communication protocol parameters
- Adjacent systems requirements (such as LAN, time sync etc.)

The scope of the profile applies to 110 - 750 kV substations.

Application of the Corporate profile of IEC 61850 allows to achieve significantly higher interoperability between the IEDs of different vendors when implementing typical functions, as well as to specify the requirements to design documentation and use the system configuration description during the whole substation lifecycle.

## 7. Типовые решения. Наладка и эксплуатация

### Актуальные проблемы наладки и эксплуатации архитектуры построения ПС II типа для объектов генерации

А. Маслов П.В. Гурьев, Д.С. Щукин, А.В. Середнев, Е.Н. Колобродов к.т.н.  
ООО «ТЕКОН-Системы»  
Российская Федерация

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Середнев Алексей Владимирович

**Организация:** ООО «ТЕКОН-Системы»

**Почтовый адрес:** 123308, Москва, 3-я Хорошевская улица, дом 20

**e-mail:** [serednev@tecon.ru](mailto:serednev@tecon.ru)

**тел.:** (495) 730-41-12 (доб. 495)

**факс:** (495) 730-41-13

**Ключевые слова:** II тип построения архитектуры ПС; Объектно-ориентированные сообщения; Проблемы интеграции на объектах

**Аннотация:**

Современные тенденции развития и модернизации вторичного оборудования на объектах энергетики указывают на постепенный переход к применению архитектуры построения подстанций (ПС) II типа. Для указанного типа архитектуры взаимодействие между микропроцессорными (МП) устройствами релейной защиты и автоматики (УРЗА) выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений. Указанные сообщения должны формироваться в соответствии со стандартом МЭК61850-8-1 (протокол GOOSE). Данные решения позволяют оптимизировать кабельные связи между шкафами РЗА. При этом в рамках наладки и последующей эксплуатации подобных объектов возникают принципиально новые проблемы, связанные с отказом от традиционных способов взаимодействия между МП УРЗА (архитектуры построения ПС I типа).

В рамках доклада рассмотрен ряд проблем, характерных при внедрении архитектур построения ПС II типа на объектах генерации. К данным проблемам относят выполнение настройки цифровых связей в рамках конфигурирования УРЗА при модернизации объектов II типа построения архитектуры, существенное повышение нагрузки на локальную вычислительную сеть (ЛВС) энергообъекта в рамках аварийного процесса (цифровой шторм), а также существенное повышение требований к уровню компетенций релейного персонала в области IT индустрии, а также стандарта МЭК61850. Недостаточное внимание к выше означенным проблемам со стороны игроков рынка вторичного оборудования, а также потребителей приводит к снижению надежности работы энергообъектов и повышению затрат на их эксплуатацию по сравнению с объектами с традиционными решениями (архитектуры построения ПС I типа).

В докладе также представлены подходы ГК ТЕКОН по снижению влияния проблем при создании или модернизации энергообъектов с архитектурой построения ПС II типа. Полученный специалистами опыт позволяет существенно снизить риски и оптимизировать затраты на эксплуатацию объектов генерации с архитектурой построения ПС II типа.

**Actual problems of adjustment and operation of architecture of construction of substation II type  
for generating facilities**

.V. Guriev, D.S. Shchukin, A.V. Serednev, E.N. Kolobrodov, Ph.D.  
OOO TECON-Systems  
Russian Federation

**Contact:**

**Full name:** Alexey Vladimirovich Serednev

**Organization:** OOO TECON-Systems

**Postal address:** Russia, 123308, Moscow, 3-ya Horoshevskaya st., 20

**e-mail:** [serednev@tecon.ru](mailto:serednev@tecon.ru)

**tel.:** (495) 730-41-12 (add. 495)

**fax:** (495) 730-41-13

**Key words:** architecture of construction of substation type II, Object-oriented messages, Integration problems at the facilities

**Abstract:**

Current trends in the development and modernization of secondary equipment at energy facilities indicate a progressive transition to the use of the architecture of construction of substation (SS) type II. For this type of architecture, the interaction between microprocessor-based relay protection and automation devices is performed using object-oriented messages. These messages must be formed in accordance with IEC 61850-8-1 (GOOSE Protocol). These solutions allow to optimize cable connections between relay protection and automation panel. In the framework of commissioning and subsequent operation of such facilities there are entirely new problems associated with the abandonment of traditional ways of interaction between microprocessor-based relay protection and automation devices (architecture of construction of substation type I).

As part of the report addressed a number of problems in the implementation of architecture of construction of substation II type power generation facilities. These problems include the implementation of setting up digital communications within the configuration of relay protection and automation devices in the modernization of objects of the II type of architecture, a significant increase in the load on the local area network (LAN) of the power facility in the framework of the emergency process (digital storm), as well as a significant increase in the requirements for the level of competence of relay personnel in the IT industry, as the standard IEC 61850. Low attention to the above-mentioned problems on the part of the secondary equipment market players, as well as consumers, leads to a decrease in the reliability of power facilities and an increase in the cost of their operation compared to objects with traditional solutions (architecture of construction of substation type I).

The report also presents the approaches of the TECON group to reduce the impact of problems in the creation or modernization of energy facilities with the architecture of construction of substation type II. The experience gained by the specialists allows to significantly reduce the risks and optimize the costs of operation of generation facilities with the architecture of construction of substation type II.

## 8. Синхронизация.SV

### Оценка необходимости синхронизации времени функций РЗА использующих данные об аналоговых величинах согласно протоколу МЭК 61850-9-2

Н.А. Дони, М.Н. Безденежных, И.А. Кошельков  
ООО НПП «ЭКРА».  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Кошельков Иван Александрович

**Организация:** ООО НПП «ЭКРА»

**Почтовый адрес:** 428020, Чувашская республика, г. Чебоксары, пр. И.Я.Яковлева д. 3, пом. 541

**e-mail:** [koshelkov\\_ia@ekra.ru](mailto:koshelkov_ia@ekra.ru)

**тел.:** +7 (8352) 220-110, доб. 9033

**Ключевые слова:** цифровая подстанция, преобразователь аналогового сигнала (ПАС), IEC 61850-9-2, цифровой обмен

**Аннотация:**

В электроэнергетике активно применяются различные решения по «цифровизации» отрасли, в том числе в области релейной защиты и автоматики (РЗА). Ключевым моментом является создание шины процесса в соответствии со стандартом IEC 61850. Часть вопросов практического применения, касательно цифровой информации, описанной в главе 9-2 стандарта нашли своё отражение в IEC 61850-9-2LE. Получение цифровой информации о токах и напряжениях различных присоединений цифровой подстанции осуществляется с помощью преобразователей аналоговых сигналов (ПАС) или, при использовании электромагнитных ТТ и ТН, автономных преобразователей аналоговых сигналов (АПАС). Получение цифровых отсчетов сигналов аналоговых величин в ПАС и АПАС производится с помощью аналогово-цифровых преобразователей (АЦП). Одновременность фиксации цифровых отсчетов для всех используемых электрических величин позволяет исключить неопределенные фазовые сдвиги обрабатываемых сигналов. Стандартом IEC 61850 предусмотрено использование локальной синхронизации, для защит, работающих на одной подстанции, или глобальной синхронизации, например, для защит, состоящих из двух полукомплектов, установленных на разных подстанциях.

В докладе оценивается предполагаемое поведение функций РЗА при потере синхронизации устройств РЗА, при потере синхронизации устройств ПАС и АПАС и при ресинхронизации. Предложены меры, помогающие исключить вероятность неправильной работы защиты в описанных ситуациях. В докладе рассматриваются различные наборы данных от одного источника, с учетом требований различных функций РЗА, которые могут использовать эти наборы данных, в том числе в режиме отсутствия синхронизации источников ПАС и АПАС.

**Evaluation of necessity to synchronize protective relaying functions working with analog values data using IEC 61850-9-2 standard**

N.A. Doni, M.N. Bezdenezhnikh, I.A. Koshelkov  
Ekra Ltd.  
Russian Federation

**Contact:**

**Full name:** Koshelkov Ivan Aleksandrovich

**Organization:** EKRA Ltd.

**Postal address:** 428020, Russia, Chuvash Republic, Cheboksary Yakovleva ave. 3 – 541

**e-mail:** [koshelkov\\_ia@ekra.ru](mailto:koshelkov_ia@ekra.ru)

**tel.:** +7 (8352) 220-110 ext. 9033

**Key words:** digital substation, analog merging units (AMU), IEC 61850-9-2, digital data

**Abstract:**

Different solutions for “digitalization” are currently used in many domains of power systems including protection and control equipment. The key problem is creation of process bus using IEC 61850 standard. Some of the practical tasks pertaining to digital information described in part 9-2 are reflected in IEC 61850-9-2LE. Analog merging units (AMU) or stand-alone analog merging units (SAMU) (when inductive CT and VT are applied) transmit digital currents and voltages data from digital substation bays. Digital readouts of analog values are formed by means of analog-to-digital converters (ADC) in AMU and SAMU. The simultaneous latching of digital readouts for all currents and voltages data eliminates undefined phase shifts of the processed signals. IEC 61850 standard stipulates application of local time synchronization for standalone substation protections, or global time synchronization, for example, for protection sets at different substations.

The report predicts relay protection behavior in case of relay protection, AMU and SAMU devices lose time synchronization and at resynchronization. The authors propose measures to eliminate possible protection failure in different situations. The report discusses various data sets from one source, taking into account the requirements of various relay protection functions that can use these data sets, including modes when AMU and SAMU sources lose synchronization.

## 9. Оборудование. РАС

### Реализация цифрового регистратора ООО «ПАРМА» в соответствии со стандартом МЭК 61850

М.М. Петров, А.С. Немкович, Г.С. Ермолаев  
ООО «ПАРМА»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Петров Максим Михайлович

**Организация:** ООО «ПАРМА»

**Почтовый адрес:** г. Санкт-Петербург, Ленинский проспект 140

**e-mail:** [petrov@parma.spb.ru](mailto:petrov@parma.spb.ru)

**тел.:** +79083071588

**Ключевые слова:** РАС, регистратор аварийных событий, моделирование, цифровая подстанция

**Аннотация:**

Последнее десятилетие развития систем автоматизации и защиты в электроэнергетике характеризуется внедрением ряда новых технологий и стандартов, оказавших сильное влияние на отрасль в целом. Одним из таких стандартов является МЭК 61850. Как в рамках «цифровых» энергообъектов, так и для энергообъектов, имеющих традиционную структуру организации вторичных цепей, регистраторы аварийных событий (далее – РАС) имеют одинаковое назначение и являются элементом системы мониторинга электромагнитных переходных процессов, протекающих в аварийных режимах работы: факт наступления аварийного режима фиксируется пусковыми органами РАС, контролируемые данные записываются в энергонезависимую память устройства в определенном формате. Данный функционал является базовым для данного класса устройств и не зависит от концепций построения систем автоматизации и защиты. Однако стандарт МЭК 61850 выдвигает ряд принципиальных требований к РАС. Для формализации данных требований стоит отметить, что стандарт МЭК 61850 не только унифицирует интерфейсы и протоколы передачи данных между устройствами автоматизации и защиты, но и определяет основные принципы построения автоматизированных систем на энергообъектах: – функции всех интеллектуальных устройств автоматизации и защиты стандартизированы и представлены в виде логических узлов с уникальными именами, которые не зависят от производителя оборудования; – для всех логических узлов определены и стандартизированы объекты данных и их атрибуты, с помощью которых происходит информационный обмен как между логическими узлами одного устройства, так и нескольких устройств; – определены правила взаимодействия между логическими узлами, позволяющие реализовывать логику работы устройств автоматизации и защиты как единого комплекса. Цель данного доклада – представить видение ООО «ПАРМА» структуры РАС как элемента «цифровой» подстанции, построенной согласно МЭК 61850. В данном докладе том числе раскрываются структура применяемых логических узлов и их взаимодействие, используемые сервисы и их особенности. В заключительной части доклада приводится описание смоделированного примера использования РАС на подстанции в нормальных и аварийных режимах работы.

## The implementation of digital fault recorder PARMA LLC in accordance with the IEC 61850

M.Petrov, A. Nemkovich, G. Ermolaev  
PARMA LLC  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Maksim Petrov

**Organization:** PARMA LLC

**Postal address:** Saint Petersburg, Leninski prospekt 140

**e-mail:** [maxim133@yandex.ru](mailto:maxim133@yandex.ru)

**tel.:** +79083071588

**Key words:** DFR, digital fault recorder, modeling, digital substation

**Abstract:**

The last decade of the development of automation and protection systems in the power industry is characterized by the introduction of new technologies and standards that have had a strong impact on the industry as a whole. One such standard is IEC 61850.

As in the «digital» substations, and for the substations having the standard structure of the secondary circuits, digital fault recorders (hereinafter - DFR) have the same functions and are part of a monitoring system of electromagnetic transients occurring in the emergency mode of operation, the fact of occurrence of emergency mode is fixed by the DFR trigger functions, controlled data is stored in non-volatile memory devices in a specific data type. This functionality is the basis for this class of devices and is not dependent on the construction of automation concepts and protection systems.

However, the IEC 61850 standard raises a number of fundamental requirements for DFR. To formalize these requirements, it is worth noting that the standard IEC 61850 not only unifies the interfaces and data transfer protocols between the automation and protection devices, but also determines the basic principles of automated systems at substations:

- the functions of all intelligent electronic devices are standardized and presented in a logical nodes with unique names that do not depend on the equipment manufacturer;
- data objects and their attributes are defined and standardized for all logical nodes, by which data exchange takes place between both nodes of one logical device or multiple devices;
- the rules of interaction between the logical nodes are defined, they allow to implement the logic of automation devices and protection as a single complex.

The purpose of this report is to present the vision of PARMA LLC DFR structure as part of the digital substation, constructed in accordance with IEC 61850. This report also includes the structure of logical nodes and their interactions, used services and their features. Finally there is a description of a simulated example of the DFR application in a substation in the normal and emergency operating modes.



## Система регистрации аварийных событий цифровой подстанции

Ю. В. Иванов, Р.Р. Мустафин  
ООО «Прософт-Системы»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Иванов Юрий Васильевич

**Организация:** ООО «Прософт-Системы»

**Почтовый адрес:** г. Екатеринбург, ул. Волгоградская -194А

**e-mail:** [ivanov@prosoftsystems.ru](mailto:ivanov@prosoftsystems.ru)

**тел.:** +7(343) 376-28-25

**факс:** +7(343) 310-01-06

**Ключевые слова:** система регистрации аварийных событий (РАС), стандарт МЭК 61850, анализ сетевого трафика, преобразователи аналоговых сигналов (ПАС), преобразователи дискретных сигналов (ПДС), глобальные навигационные спутниковые системы (ГНСС), цифровые протоколы синхронизации времени, precision time protocol (PTP), network time protocol (NTP).

**Аннотация:**

Первые же попытки практической реализации цифровой подстанции показали необходимость в системе регистрации аварийных событий уже на начальных этапах монтажа и наладки. При этом не играет особой роли, в каком формате и масштабе реализуется проект – виде лабораторного стенда, полигона на действующем объекте или полноценного промышленного внедрения. В каждом случае важную роль в успешной реализации проекта играет наличие действующей системы регистрации аварийных событий. Для того чтобы понять, что происходит в шине процесса и шине станции, в каком состоянии находятся коммуникационное оборудование и оборудование, участвующее в информационном обмене, необходим некоторый механизм мониторинга, функции которого в полной мере может выполнять система регистрации аварийных событий.

Таким образом, практический опыт показывает, что система регистрации аварийных событий для цифровой подстанции даже более важна, чем для классической и, в тоже время, на данный момент наименее обсуждаемая система по сравнению с другими элементами цифровой подстанции. Данная работа призвана восполнить этот недостаток.

С учетом накопленного опыта, совершенно очевидно, что система регистрации аварийных событий цифровой подстанции обладает совершенно новым функционалом, и к ней, как к системе, необходимо выработать новые технические требования. Например, для создания и сохранения аварийной осциллограммы электрического режима осциллографу необходимо получить эти данные по цифровым протоколам. Но как понять, что осциллограф правильно интерпретировал данные, полученные по шине процесса, или шине станции и записал именно осциллограмму аварийного режима? Одним из механизмов могла бы стать параллельная запись осциллограммы электрического режима и соответствующей ей осциллограммы сетевого трафика.

В данной работе анализируется накопленный опыт по практической реализации системы аварийных событий цифровой подстанции, а также предлагаются некоторые технические требования к ней, с учетом специфики решаемых ею задач в рамках цифровой подстанции.

## Fault recording system of a digital substation

Y.V. Ivanov, R.R. Mustafin  
«Prosoft-Systems», Ltd  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Ivanov Yuri Vasilievich

**Organization:** «Prosoft-Systems», Ltd

**Postal address:** Volgogradskaja 194a Yekaterinburg Russia

**e-mail:** [ivanov@prosoftsystems.ru](mailto:ivanov@prosoftsystems.ru)

**phone.:** +7(343) 376-28-25

**fax:** +7(343) 310-01-06

**Key words:** fault recording system, IEC 61850, computer network traffic analysis, analog measurement units, discrete measurement units, global positioning systems, clock synchronization, precision time protocol (PTP), network time protocol (NTP)

**Abstract:**

The first practical implementations of a digital substation reveal that a fault recording system is necessary even at start of installation and commissioning. Here the digital substation project type does not matter. The fault recording system is equally necessary for a laboratory stand, a field test or an operating digital substation. In each case, operation of the fault record system plays an important role in the successful implementation of the project. In order to understand what is happening in the process bus and station bus, some monitoring mechanism is needed. It should indicate the state of communication equipment and other equipment that uses communication network. The digital substation monitoring functions can be fully performed by the fault recording system. Thus, practical experience reveals that the fault recording system is even more important for a digital substation than for a usual substation. At the same time, digital substation fault recording system is unpopular discussion topic for digital substation designers. This work is done to fill this gap.

If previous experience of digital substation implementation is considered, it is quite obvious that the fault recording system of the digital substation has a completely new functionality. So it is necessary to develop new technical requirements to the system. For example, to create and save a fault record of an electrical network state, the recording device needs to obtain electrical parameters data by using communication protocols. However, the recording device itself can create an incorrect record by correct data that was obtained via the process bus, or the station bus. To prevent this problem it could be used synchronous recording of electrical network state parameters and simultaneous network packages data. This paper analyzes practical experience in fault recording system implementation on digital substations. Also it offers some technical requirements for the fault recording system of a digital substation that follow from the digital substation specific conditions.

## 10. Оборудование Коммутаторы

### Коммутаторы для МЭК 61850 – это маркетинговый ход

И.О. Смирнов  
ООО «Феникс Контакт РУС»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Смирнов Илья Олегович

**Организация:** ООО «Феникс Контакт РУС»

**Почтовый адрес:** 119619 Москва, Новомещерский проезд д.9, стр.1

**E-mail:** [ismirnov@phoenixcontact.ru](mailto:ismirnov@phoenixcontact.ru)

**тел.:** +74959338548

**факс:** +74959338548

**Ключевые слова:** МЭК61850, коммутаторы, GOOSE, SV, PRP, HSR, VLAN, Multicast, PTP

**Аннотация:**

Существует мнение, что коммутаторы с поддержкой стандарта МЭК 61850 – это маркетинговый ход. Обычные коммутаторы также могут применяться для построения АСУ ТП энергетического объекта. Но цифровая подстанция – это сложная система из множества элементов, которые связаны в единую локальную вычислительную сеть (ЛВС). На основе данной ЛВС реализуются горизонтальная и вертикальная связи, а также передаются данные от всех измерительных устройств. Из-за высокой нагрузки на сеть и специфики электроэнергетики к коммутаторам предъявляются высокие требования. Причем, сетевому оборудованию необходимо иметь не только высокий уровень ЭМС, но и реализовывать специфичные ИТ-функции, такие как поддержка приоритетной передачи GOOSE-сообщений, поддержка протокола PRP, поддержка Multicast и VLAN.

В первую очередь коммутаторам необходимо поддерживать приоритетную передачу GOOSE-сообщений. Это позволяет коммутаторам выдерживать “GOOSE-лавину”. Для обеспечения приоритетной быстрой передачи GOOSE-сообщений, коммутатору необходимо понимать QoS-приоритет пакета и его VLAN ID, а также “узнавать” Ethernet GOOSE-пакета.

Во-вторых, коммутаторы должны передавать пакеты с PRP-трейлером. Это необходимо, чтобы данные внутри сети с резервированием PRP передавались без потерь.

Также достаточно востребованными являются функции VLAN и Multicast. VLAN позволяет сегментировать сеть, разделяя ее на виртуальные подсети, а поддержка Multicast позволяет работать с потоками данных. Данные функции позволяют управлять потоками данных. Наиболее актуально это для управления SV-потоками.

Дополнительно к тем требованиям, которые были обсуждены, для реализации новых проектов потребуются поддержка протокола PTPv2, передача данных со скоростью передачи данных 10 Гбит/с, работа на 3 уровне модели OSI, поддержка HSR

Для реализации синхронизации по PTP необходимо, чтобы каждый коммутатор, через который проходит пакет синхронизации, добавлял в этот пакет задержку времени, которую он дал при передаче. Коммутатор без поддержки PTP этого сделать не может и добиться точности 1 мкс будет не возможно.

SV-потоки достаточно требовательны к пропускной способности сети и передача даже 20 потоков через коммутатор, скорость портов которого 100 Мбит/с, является проблемой. На крупном энергетическом объекте таких потоков может быть достаточно много и для организации магистралей потребуются большие скорости, нежели 1 Гбит/с. Именно поэтому сейчас становятся актуальными коммутаторы с наличием каналов передачи данных со скоростью 10 Гбит/с.

Сложность АСУ ТП продолжает расти и количество систем в рамках одного объекта становится все больше. И очень часто для работы системы автоматизации требуются данные из смежных систем и использовать кучу маршрутизаторов несколько избыточно. Гораздо удобнее реализовать поддержку L3 на коммутаторах.

PRP сейчас все чаще заменяется на более надежный и быстрый протокол HSR. Он очень похож на PRP в том, что пакет также дублируется и если один оказывается битым, то конечное устройство использует второй. Но HSR уже не требует использовать две параллельные сети, а работает внутри одного кольца. Просто одна копия пакета уходит в кольцо по часовой стрелке, а другая против часовой. В случае, если речь идет о unicast-трафике, то копии уничтожаются на конечном устройстве, который принимает трафик, или на redbox'e. Если передает широковещательный трафик, то обе копии пакетов проходят полное кольцо и уничтожаются на устройстве, с которого выполнялась передача данных.

## Switches supporting IEC 61850 are a marketing ploy

I. O. Smirnov  
Phoenix Contact RUS LLC  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Smirnov Ilya Olegovich

**Organization:** Phoenix Contact RUS LLC

**Postal address:** 9 Novomeshchersky proezd, Bld. 1, Moscow, Russia, 119619

**e-mail:** [ismirnov@phoenixcontact.ru](mailto:ismirnov@phoenixcontact.ru)

**Tel.:** +74959338548

**Fax:** +74959338548

**Key words:** IEC 61850, switches, GOOSE, SV, PRP, HSR, VLAN, Multicast, PTP

**Abstract:**

It is believed that switches supporting IEC 61850 are a marketing ploy, and regular switches can also be used to build an APCS of an energy facility. But a digital substation is a complex system of multiple elements linked into a single local area network (LAN). This LAN is used as a basis for the implementation of horizontal and vertical links and the transmission of data from all measurement devices. Due to a high load on the network and specific features of the electric power industry, switches are subject to strict requirements. Moreover, network equipment must not only have a high EMC level, but implement specific IT functions, such as a priority GOOSE messaging support, PRP protocol support, Multicast and VLAN support.

First of all, switches must support priority GOOSE messaging. This allows switches to withstand a so-called GOOSE avalanche. To ensure fast priority GOOSE messaging, a switch has to understand the Quality of Service priority of a packet and its VLAN ID, and to recognize Ethertype of the GOOSE packet.

Secondly, switches should transmit packets with an PRP trailer. Data within the network with parallel redundancy shall be transmitted without loss.

VLAN and Multicast are also among the desired functions. VLAN allows to segment the network, dividing it into virtual subsystems, and the Multicast support allows to work with data flows. These functions enable data flow control. This is most essential for controlling SV flows.

In addition to the aforementioned requirements, the implementation of new projects will require PTPv2 support, 10 Gbps data transmission, operation at the OSI model Layer 3, and HSR support

PTP synchronization requires that each switch used to transmit a synchronization packet would add a time delay which it gave to this packet during the transmission. A switch without PTP support will not be able to do this, and it will be impossible for it to achieve a precision of 1  $\mu$ s.

SV flows are quite strict when it comes to a network data throughput, and a transmission of even 20 flows through a switch, the ports of which have a speed of 100 Mbps, is problematic. At a large energy facility, there could be a large number of these flows, and highway organization would require speeds higher than 1 Gbps. That is why switches with 10 Gbps data transmission channels are becoming so relevant today.

The complexity of APCSs continues to grow, and the number of systems within one facility becomes even bigger. More often than not, the operation of automation infrastructure requires data from adjacent systems, and using a lot of routers is somewhat excessive. It is much more convenient for switches to implement L3 support.

At the present time, PRP is replaced by a safer and faster HSP protocol. It is very similar to PRP in that its packet is also replicated, and if one of them turns out to be faulty, the terminal device will use the second one. However, HSR does not require to use two parallel networks anymore, but operates within one ring. One copy of the packet simply travels clockwise in the ring, and another one travels counterclockwise. In respect to unicast traffic, the cop-

ies will be destroyed at the terminal device receiving traffic or at the redbox. If it transmits broadcast traffic, then both packet copies pass the entire ring and are destroyed at the device which transmitted the data.

## Мониторинг и диагностика GOOSE-потоков на базе Ethernet-коммутатора МЭК61850

И.В. Лопухов

Представительство компании MOXA INC.

Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Лопухов Иван Владимирович

**Организация:** Представительство компании MOXA INC.

**Почтовый адрес:** Москва, Варшавское шоссе 1-2, БЦ W-PLAZA -1, офис В-402

**e-mail:** [Ivan.lopukhov@moxa.com](mailto:Ivan.lopukhov@moxa.com)

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция, GOOSE

**Аннотация:**

GOOSE – это коммуникационный протокол, используемый интеллектуальными устройствами электрической подстанции (IED) для обмена критически-важной технологической информацией. Поскольку в протоколе GOOSE не заложен механизм подтверждения доставки сообщений, стандарт МЭК 61850-5 налагает жесткие требования к производительности коммуникационной сети, включающие доставку сообщений с минимальными задержками в миллисекундном диапазоне. Увеличение количества устройств, использующих GOOSE протокол, и усложнение архитектуры систем требует внедрения эффективных средств мониторинга и диагностики GOOSE потоков. Особую сложность вызывает диагностика случаев, когда настройки всех IED-устройств де-факто верны и пакеты с данными теряются где-то «внутри» коммуникационной сети. В этом случае от инженера требуются глубокие знания сетевых технологий, опыт настройки multicast-трафика, VLAN и коммуникационного оборудования. Для инженеров наладчиков это представляет большую сложность. Для операторов подстанции коммуникационная сеть зачастую вообще является неким черным ящиком. Соответственно, оптимальным решением для них являлось бы интегрированное в имеющиеся оборудование средство диагностики, интегрированное со SCADA-системой. Установленной на подстанции.

В настоящий момент для выявления причин потерь GOOSE пакетов в коммуникационной сети приходится использовать специальное диагностическое оборудование, генерирующее тестовые GOOSE-пакеты, и программное обеспечение, запускаемое на рабочей станции. Это требует значительных дополнительных затрат и отдельной квалификации у персонала и несет организационные сложности.

В данном докладе предлагается метод анализа и мониторинга GOOSE потоков, который реализуется встроенным функционалом коммутаторов Ethernet. Применяемое сетевое оборудование не просто передает GOOSE-трафик, но и ведет учет потоков, выявляет места сбоев и сообщает о них в систему диспетчеризации по стандартным протоколам типа MMS или SNMP. Отдельным применением такого метода также можно считать защиту от некоторых возможных кибератак, связанных с злонамеренным включением в коммуникационную сеть несанкционированных источников GOOSE-пакетов.

Пример реализации мониторинга и анализа GOOSE потоков в реальном оборудовании показан на базе Ethernet-коммутаторов МЭК 61850 серии PT-G7x28 производства MOXA. Встроенная функция “GOOSE Check” не требует каких-либо сторонних технических и программных средств и может быть самодостаточным инструментом для указанных задач.

## GOOSE performance monitoring based on IEC 61850 enabled switch

I.V. Lopuhov  
Representative office of MOXA INC.  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Lopuhov Ivan Vladimirovich

**Organization:** Representative office of MOXA INC.

**Postal address:** Varshavskoe shosse 1-2, BC W-PLAZA, office B-402, Moscow, Russia

**e-mail:** [Ivan.lopukhov@moxa.com](mailto:Ivan.lopukhov@moxa.com)

**Key words:** IEC 61850, digital substation, GOOSE

**Abstract:**

The GOOSE communication protocol is used to protect critical operations in IEC 61850 substations. The protocol is based on a publisher-subscriber model and a retransmission mechanism that repeats the messages at regular intervals in a predefined manner. Because GOOSE is a connectionless communication model, the IEC 61850-5 standard has defined the key performance expectation as the delivery of messages with minimum latency, which is typically in the millisecond range. Ethernet technologies like packet multicast and VLAN are used to control the overall network load and improve the transmission performance between Intelligent Electronic Devices (IEDs). The growing size and complexity of substation networks and the increasing deployment of GOOSE-based inter-substation communication solutions present challenges to monitoring and debugging of GOOSE communication issues.

Most substation engineers do not have the skills necessary to troubleshoot network issues. Network analysis typically requires in-depth networking expertise, which includes knowledge of VLANs and multicast transmission. In addition, pinpointing the source of the problem in a substation network is not always straightforward. Substation communication networks are supposed to work like black boxes from operational point of view, which makes identifying the source of a problem a challenge for operators. Substation engineers need to understand how the GOOSE packets are transmitted through a substation network. Once an issue in the transmission of GOOSE packets between the IEDs is identified, the next step is to understand if the failure point is in the IEDs or somewhere in the network.

Current solutions use a computer connected to the substation network to monitor and analyze all the GOOSE packets passing through the network. This solution is typically based on additional injection of probing GOOSE packets and requires the purchase and installation of the probing equipment and software. 1

In this topic, we discuss a method of analyzing substation GOOSE communication, where Ethernet switches themselves analyze the transmitted GOOSE traffic, pinpoint any location of failure and send if needed a corresponding alarm message to the controlling Power SCADA system through MMS or SNMP. The method is realized by Moxa in PT-G7x28 Ethernet switch series. The special feature called "GOOSE Check" do not require additional hardware or software except SCADA system from any 3rd part vendor.



## 11. Оборудование. Многофункциональные ИЭУ

### Многофункциональные ИЭУ для цифровых подстанций и цифровых сетей

В.Н Бовыкин, Д.Н. Ульянов  
ООО Инженерный центр ”Энергосервис”  
Россия

А.В. Мокеев, д.т.н.  
Северный (Арктический) федеральный университет  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Мокеев Алексей Владимирович, профессор, д.т.н.

**Организация:** (Арктический) федеральный университет, ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

**Почтовый адрес:** Россия, 163046, г. Архангельск, ул. Котласская, 26

**e-mail:** [a.mokeev@narfu.ru](mailto:a.mokeev@narfu.ru), [a.mokeev@ens.ru](mailto:a.mokeev@ens.ru)

**тел.:** +7 8182 64-60-00, моб. тел. +7 911-5917591

**факс:** +7 8182 23-69-55

**Ключевые слова:** интеллектуальные электронные устройства, цифровая подстанция, синхронизированные векторные измерения, преобразователи аналоговых сигналов

**Аннотация:**

Интерес к использованию многофункциональных интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) связан со стремлением снизить затраты на создание цифровых подстанций и цифровых сетей. При этом расширение функциональных возможностей присуще как наиболее востребованным ИЭУ, таким как устройства РЗА и измерительные устройства, так и для преобразователей аналоговых сигналов (ПАС).

Одна из важнейших предпосылок расширения функциональных возможностей ПАС связана с тем, что применяемые в ПАС микроконтроллеры и/или сигнальные процессоры со встроенными интерфейсами Ethernet обладают достаточными вычислительными мощностями для реализации дополнительных функций, в том числе диагностики первичных измерительных преобразователей тока и напряжения, измерения синхровекторов тока и напряжения, выполнения функций и измерения параметров режима электрической сети, регистратора аварийных событий, резервной защиты и т.д. Таким образом, ПАС в таком случае выполняет функции сразу нескольких интеллектуальных устройств и должен подключаться не только к шине процесса, но и к шине подстанции. Синхронизированные векторные измерения при этом могут использоваться как альтернатива или как дополнение к SV-потокам.

Реализация в ПАС резервных защит особенно целесообразна, если ПАС используется для реализации интеллектуального выключателя со встроенными измерительными трансформаторами тока. Это дает возможность реализовать 2-х или 3-х уровневую защиту на подстанции (ПАС – резервная защита, локальное устройство РЗА, централизованное устройство РЗА) и позволит эффективно обеспечить функции резервирования устройств защиты.

Одно из главных преимуществ стандартов цифровой подстанции МЭК 61850 связан с организацией горизонтальных связей между различными ИЭ, прежде всего устройствами РЗА. Обмен GOOSE-сообщениями и синхровекторами позволит повысить основные показатели качества функционирования устройств РЗА (быстродействие, чувствительность) и упростит реализацию дифференциальных защит шин, трансформаторов линий и т.д., а также упростит реализацию централизованных систем РЗА.

В докладе рассматривается опыт разработки и внедрения многофункциональных ПАС и ИЭУ для распределительных устройств высокого напряжения, опыт создания цифровых КРУ 6-20 КВ нового поколения с использованием цифровых датчиков тока и напряжения, интеллектуальных выключателей со встроенной

резервной защитой, цифровых датчиков положения, температуры и т.д. Все перечисленные компоненты внутри КРУ, а также устройство РЗА, соединяются между собой посредством резервируемой низкоуровневой шины процесса. При этом имеется возможность реализации распределенных функций РЗА в виде двух- или трех уровней. Встроенное в интеллектуальный выключатель устройство защиты имеет доступ ко всей необходимой информации благодаря подключению к низкоуровневой шине процесса внутри ячейки и к шине подстанции. В направлении централизованной системы защиты, автоматики и управления передаются синхровекторы тока и напряжения, а также производится обмен GOOSE-сообщениями.

## Multifunctional IED for digital substations and digital grids

V.N. Bovykin., D.N. Ulyanov  
ООО “Engineering center “Energoservice”  
Russia

A.V. Mokeev, DSc  
Northern (Arctic) Federal University  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Mokeev Aleksei Vladimirovich

**Organization:** Northern (Arctic) Federal University, JSC “Engineering center “Energoservice”

**Postal address:** 26 Kotlasskaya str., 163046 Arkhangelsk, Russia

**e-mail:** [a.mokeev@narfu.ru](mailto:a.mokeev@narfu.ru), [a.mokeev@ens.ru](mailto:a.mokeev@ens.ru)

**tel.:** +7 8182 64-60-00, **mobile:** +7 911-5917591

**fax:** +7 8182 23-69-55

**Key words:** intelligent electronic devices, digital substation, synchronized phasor measurements, merging units.

**Abstract:**

The interest in the use of multifunctional intelligent electronic devices (IED) is caused by the tendency to reduce the cost of manufacturing digital substations and digital grids. The extension of functional capabilities is inherent for both highly demanded IED, such as relay protection devices and measurement devices, and for analog merging units (AMU).

One of the most important prerequisites for extending the functionality of the AMUs is induced by the microcontrollers and/or signal processors used in the AMUs with built-in Ethernet interfaces, which have sufficient computing power to implement additional functions, including the diagnosis of primary current and voltage sensors, the measurement of current and voltage synchrophasors, the measurement of the parameters of electric grid conditions, fault data recorders, back-up protection, etc. Thus, the AMUs in this case perform the functions of several intelligent devices and is to be connected not only to the process bus, but to the substation bus as well. At that, the synchrophasor measurements may be used as an alternative or as an addition to the sampled values (SV).

The implementation of back-up protections in the AMUs is particularly appropriate, if an AMUs is used to implement an intellectual breaker with built-in current instrument transformers. This gives a possibility to realize 2-or 3-level protection at the substation (AMU – back-up protection, local relay protection device, centralized relay protection device) and will effectively provide redundancy of the protection devices.

One of the main advantages of the IEC 61850 digital substation standards is associated with the arrangement of horizontal connections between various IEDs and first of all between relay protection devices. The exchange of GOOSE-messages and synchrophasors will allow improving the main performance criteria of relay protection devices (speed, sensitivity) and simplify the implementation of differential protection for buses, power lines transformers, etc., and facilitate the implementation of centralized relay protection systems.

The report reviews the experience of developing and implementing multifunctional AMUs and IEDs for high voltage switchgears, the experience of creating a new generation of digital indoor 6-20 kV switchgears using digital current and voltage sensors, intellectual breakers with built-in back-up protection, digital position and temperature sensors, etc. All the above elements as well as the relay protection device are interconnected within the switchgear by means of a redundant low-level process bus. In addition, there is an option of implementing distributed functions relay protection devices in two or three levels. The protection device built in the intellectual breaker has access to all required information via the connection to the low-level process bus within the cell and to the station bus. The cur-



МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

messages are exchanged.

rent and voltage synchrophasors are transmitted to the centralized protection, automation and control system and the GOOSE-

## 12. Испытания. Тестирование

### Особенности проведения комплексных испытаний оборудования на базе стандарта IEC 61850

А.С. Шалимов  
НПП «Динамика»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Шалимов Александр Станиславович, начальник отдела релейной защиты и автоматики

**Организация:** НПП «Динамика»

**Почтовый адрес:** 428015, г. Чебоксары, ул. Анисимова, д. 6

**e-mail:** shalimov-as@analytics.com.ru

**тел.:** +79278405539

**факс:** (8352)325200

**Ключевые слова:** IEC 61850, релейная защита и автоматика, имитационное тестирование, цифровой программно-технический испытательный комплекс

**Аннотация:**

В докладе рассматриваются особенности проведения комплексных испытаний элементов оборудования энергообъектов, выполненных по технологии «Цифровая подстанция» (ЦПС). Тестирование системы релейной защиты и автоматики (РЗА) объектов с шиной процесса (протоколы IEC 61850-9-2 и IEC 61850-8-1) предполагает дополнительный объём и методологию соответствующих испытаний, связанных с отличием интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) от микропроцессорных (МП) терминалов РЗА.

Рассмотренные методы испытаний применялись при пусконаладочных испытаниях как отдельных ИЭУ, так и комплексов ИЭУ РЗА присоединений на реальных энергообъектах – «цифровых подстанциях» с применением протоколов MMS, GOOSE и SV (IEC 61850-9-2LE).

Тестирование параметров срабатывания ИЭУ и комплексные испытания дополнялись проверками поведения ИЭУ при:

- потере синхронизации;
- возникновении искажения передаваемых в потоках SV задержек, пропадания и перемешивания цифровых отсчётов;
- перегрузке локально-вычислительной сети (ЛВС): информационный шторм по протоколам SV и GOOSE.

ЦПС с организацией шины процесса SV на основе электромагнитных (ЭМ) измерительных трансформаторов тока и напряжения с автономными преобразователями аналоговых сигналов (ПАС) требуют дополнительных проверок:

- встроенных в алгоритм ПАС функций, например, блокировки при неисправности в цепях напряжения и различных пусковых органов по симметричным составляющим тока и напряжения;
- проверка преобразования (восстановления формы) устройством ПАС аварийных сигналов, искажённых насыщением измерительных ЭМ трансформаторов тока (ТТ) с последующей реакцией ИЭУ на полученный цифровой поток;
- проверка ИЭУ, как системы «ТТ-ПАС-ИЭУ», искажённой насыщением формой вторичного тока, и соответствующими искажениями данных SV-потоков.
- проверка ИЭУ, как системы «ТТ-ПАС-ЛВС-ИЭУ»: комплексные испытания ИЭУ с учётом насыщения измерительных ЭМ ТТ и искажений (например, пропуски сетевых пакетов) в ЛВС (шине процесса), что объективно затрудняет анализ алгоритмом восстановления ИЭУ формы аварийного сигнала.

Полноценные комплексные испытания ИЭУ предъявляют особые требования к испытательным системам в части поддержки соответствующего функционала моделирования искажений сетевых данных и насыще-

ния ЭМ ТТ и их комбинаций, а также возможность генерации большого количества SV-потоков для создания повышенной информационной нагрузки ЛВС 100/1000 Мбит/с. Наличие необходимого количества исходящих SV-потоков испытательного комплекса для тестирования ИЭУ определяется максимальным количеством SV-потоков на которое подписано ИЭУ, или в ряде случаев, функция РЗА ИЭУ.

Ещё одним требованием к функционалу испытательных комплексов для ЦПС является система анализа сетевого трафика, а именно оценка потерь и несоответствия сетевых данных передаваемых по протоколам GOOSE и SV.

С учётом усложнения технических характеристик элементов системы РЗА ЦПС и увеличения объёмов проверок, для повышения надёжности и эксплуатационной эффективности комплексов РЗА необходимы:

1. Типизация шкафов РЗА энергообъектов;
2. Разработка единого подхода к заданию уставок в CID-файлах ИЭУ Типовых шкафов РЗА.
3. Разработка универсального программно-технического комплекса (ПТК) для автоматического тестирования Типовых шкафов РЗА с поддержкой протоколов IEC61850.

В настоящее время открыт проект по выполнению научно-исследовательской и опытно-конструкторской разработки ПТК для приёмки в эксплуатацию систем РЗА и АСУТП подстанций ПАО «ФСК ЕЭС», использующих стандарт IEC 61850, на всех этапах жизненного цикла оборудования (аттестация, пусконаладочные работы, приёмка в эксплуатацию, техобслуживание и послеаварийные проверки), результаты которой, методологически и инструментально, обеспечат автоматизацию процессов испытаний Типовых шкафов РЗА.

## The features of the complex testing of equipment based on the IEC 61850 standard

A.S. Shalimov  
SPE «Dynamics»  
Russia

**Contact:**

**Name:** Shalimov Alexander Stanislavovich, head of the relay protection and automation department

**Company:** SPE «Dynamics»

**Address:** Russia, Chuvash republic, Cheboksary, Anisimova, 6.

**e-mail:** shalimov-as@ynamics.com.ru

**tel.:** +79278405539

**fax:** (8352)325200

**Key words:** IEC 61850, relay protection and automation, simulation testing, digital hardware test system.

**Annotation:**

The report discusses the features of the complex testing of the elements of the equipment of the digital (sub)stations. Testing the relay protection and automation (RPA) system for (sub)stations with a process bus (IEC 61850-9-2 and IEC 61850-8-1 protocols) assumes an additional amount and methodology of relevant tests related to the difference between intelligent electronic devices (IED) and microprocessor-based relay protection terminal.

The considered test methods were used for the commissioning tests of IEDs at real digital substations - using the MMS, GOOSE and SV protocols (IEC 61850-9-2LE).

Testing of settings of the IED and complex tests were supplemented with checks of the behavior of the IED with:

- loss of synchronization;
- the occurrence of the distortion of the delays in the SV-flows, the disappearance and mixing of digital samples;
- overload of the local area network (LAN): information storm using the SV and GOOSE protocols.

Digital substation with the process bus (SV) based on electromagnetic current and voltage measuring transformers with stand-alone merging units (SAMU) require additional checks:

- for functions integrated in the SAMU algorithm, for example, lock fault voltage circuits and various relays by symmetrical components of current and voltage;

- verification of the conversion (recovery of the form) by the SAMU device of the alarm signals distorted by the saturation of the measuring electromagnetic current transformers (CT) with the subsequent reaction of the IED to the received digital stream;

- checking the IED as the «CT-SAMU-IED» system, distorted by the saturation the secondary current form, and the corresponding distortions of the SV-flows data.

- checking of the IED as the «CT-SAMU-LAN-IED» system: complex tests of the IED taking into account the saturation of the measuring electromagnetic CT and distortions (for example, missing network packets) in the LAN (process bus), which makes it difficult to analyze the IED recovery mode of the fault form signal.

Full complex tests of IEDs had special requirements for supporting of the test systems corresponding functionality for network data distortion modeling, CT saturation and their combinations and the possibility of generating a large number of SV flows for create an increased information load of LAN 100/1000 Mbit/s. The presence of the required number of SV flows of the test system for testing the IED is determined by the maximum number of SV flows to which the IED is signed, or in some cases, the RPA function of the IED.

Another requirement for the functionality of the test systems for the digital substations is a network traffic analysis system, namely, assessment of losses and inconsistencies of the network data transmitted via the GOOSE and SV protocols.

Taking into account the complexity of the technical characteristics of the elements of the digital relay protection system and an increase in the volume of inspections, to increase the reliability and operational efficiency of the RPA complexes, the following are needed:

1. Typing for IEDs of power facilities;
2. Development of a unified approach to settings in CID-files

of the IED.

3. Development of a universal software and hardware complex for automatic testing of typical IEDs with support for the IEC61850 protocols.

Currently, a project has been launched to carry out scientific research and development of a hardware and software complex for acceptance into service of the relay protection and automation systems and process control systems of substations of PJSC «FGC UES» using the IEC 61850 standard at all stages equipment's life cycle (certification, commissioning, commissioning operation, maintenance and post-accident checks), the results of which, methodologically and instrumentally, will automate the testing processes of typical IEDs.



## Тестирование систем автоматизации и управления

Т. Шоссиг, Э. Карвальейра  
OMICRON electronics GmbH  
Австрия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Томас Шоссиг

**Организация:** OMICRON electronics GmbH

**Почтовый адрес:** Oberes Ried 1, 6833 Клаус, Австрия

**e-mail:** [thomas.schossig@omicronenergy.com](mailto:thomas.schossig@omicronenergy.com)

**тел.:** +43 59495 2449

**факс:** +43 59495 72449

**Ключевые слова:** тестирование, системы автоматизации подстанций, SCADA

**Аннотация:**

Тестирование – неотъемлемая часть МЭК 61850, как в стандарте, так и в теме подстанции в режиме реального времени. При вводе в эксплуатацию систем автоматизации подстанций (SAS) включающих системы защиты, автоматики и управления (PAC) традиционно основное внимание уделяется тестированию системы защиты и ее настроек.

При тестировании защит используются общепринятые методы, такие как тестирование параметров каждого IED-устройства или же усовершенствованные методы, такие как системное тестирование. Стандартизация и правильно подобранные инструментальные средства обеспечения испытаний значительно повысили эффективность и надежность тестирования защит. Если посмотреть на время, затрачиваемое на ввод в эксплуатацию, тестирование систем автоматики и связив настоящее время занимает даже больше времени, чем тестирование систем защиты.

Системы автоматики становились все более сложными, и количество работы по тестированию систем связи и правильной работы всех сигналов, передаваемых в системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), резко возросло. В данной статье описывается подход, который будет использоваться на всех этапах жизненного цикла системы автоматизации подстанций (SAS).

Используя возможности проектирования с применением МЭК 61850 и данные, имеющиеся в файлах описания конфигурации подстанции (SCD), можно внедрить новые и более эффективные методы заводского приемочного тестирования (FAT) и приёмо-сдаточные испытания на объекте (SAT).

После повторения статуса МЭК 61850 и возможностей тестирования с точки зрения стандартизации и реализации, статья резюмирует опыт проектов по всему миру. Автор кратко описывает опыт по качеству полученных SCL файлов и определяет элементы, которые необходимо улучшить.

Существует необходимость в автоматизации тестирования, в том числе, для системы автоматизации подстанций (SAS). Подход к данному вопросу будет объяснен и разработан.

В статье будет кратко сформулирован взгляд на будущие возможности.

## IEC 61850 Extend the Testing with Automation and Control

Th. Schossig, E. Carvalheira  
OMICRON electronics GmbH  
Austria

**Contact:**

**Full name:** Thomas Schossig, Head of Business Development Power Utility Communication

**Organization:** OMICRON electronics GmbH

**Postal address:** Oberes Ried 1, 6833 Klaus, Austria

**e-mail:** [thomas.schossig@micronenergy.com](mailto:thomas.schossig@micronenergy.com)

**tel.:** +43 59495 2449

**fax:** +43 59495 72449

**Key words:** testing, substation automation systems, SCADA

**Abstract:**

Testing as an essential part of IEC 61850 – in the standard as well as a topic in substation live.

During the commissioning of Substation Automation Systems (SAS) with Protection, Automation and Control (PAC) traditionally the main focus of testing is on testing the protection system and its settings.

Protection testing uses established methods, such as parameter testing per IED or advanced approaches like system-based testing. Standardization and proper testing tools increased the efficiency and reliability of protection testing dramatically. When looking at the time spent during commissioning, testing the automation and communication system nowadays consumes even more time than testing the protection.

Automation systems became increasingly complex and the efforts for testing communication and proper operation of all signals transmitted to Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems grew dramatically. This paper describes an approach to be used in all phases of the lifecycle of SAS.

By utilizing the capabilities of the IEC 61850 engineering process and the data available in Substation Configuration Description (SCD) files it is possible to introduce new and more efficient methods for Factory Acceptance Testing (FAT) and Site Acceptance Testing (SAT).

After repeating the status of IEC 61850 testing possibilities in terms of standardization and implementation the paper is collecting experiences from projects around the world. It is summarizing experiences on the quality of SCL files delivered and identifies action items to be improved.

There is a need for automated testing even for SAS. The approach will be explained and developed.

An outlook on future possibilities summarizes the paper.

## Определение временных задержек в коммуникационной среде цифровых подстанций

М.Д. Ильин, С.Г. Попов, А.А. Новиков  
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Ильин Максим Дмитриевич

**Организация:** АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

**Почтовый адрес:** 115201, г. Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3

**e-mail:** [ilin\\_md@ntc-power.ru](mailto:ilin_md@ntc-power.ru)

**тел.:** +7 (495) 727-19-09 (доб. 1400 или 1406)

**факс:** +7 (495) 727-19-08

**Ключевые слова:** временные задержки, динамические характеристики сети, шина процесса, шина станции, комплекс анализа.

**Аннотация:**

С переходом на новые для эксплуатации протоколы данных, таких как GOOSE и SV все острее встает вопрос об измерении временных задержек в коммуникационной среде подстанции. В 5 главе стандарта МЭК 61850 прописаны требования к тем или иным классам производительности, а также схемы для определения полного времени передачи сигнала. Но измерение времени передачи сигнала согласно МЭК 61850-5 невозможно без доступа к внутренним данным устройства. Для того, чтобы провести испытание «Черного ящика» необходим другой метод – так называемый «GOOSE пинг-понг». Так же для вычисления времени передачи сигнала необходимы:

- Высокоточный источник GOOSE сообщений
- Высокоточная сетевая карта (с высокой точностью выставления метки времени пакетов)

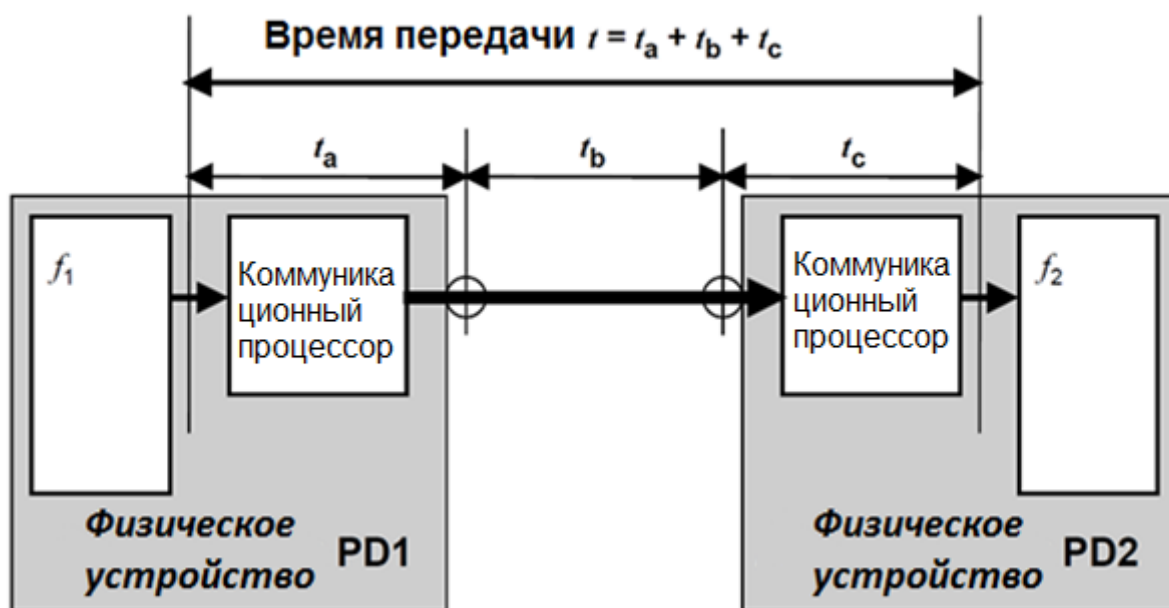


Рисунок 1 Определение времени передачи согласно МЭК 61850-5

Эта методология используется для оценки производительности всего одного устройства IED. Для оценки времени прохождения через коммуникационную среду так же требуется источник/приемник сигнала и еще генератор нагрузочного трафика. Данный комплекс позволяет определить задержки, как отдельного коммутатора, так и сети в целом.

Для решения этих задач в АО «НЦТ ФСК ЕЭС» было закуплено и совместно с другими организациями разработано оборудование, отвечающее требованиям для оценки задержек времени на ПС. Испытательная установка Omicron CMC 256plus и Комплекс анализа коммуникационного взаимодействия компонентов ПАК ЦПС используются для оценки производительности IED. Omicron CMC выполняет роль высокоточного источника GOOSE сообщений, а Комплекс анализа имеет в своем составе высокоточную сетевую карту. Источник/приемник и генератор нагрузочного трафика выполнены в Комплексе проверки динамических характеристик коммуникационного взаимодействия компонентов ПАК ЦПС.

В итоге АО «НЦТ ФСК ЕЭС» имеет технические средства для проверки временных задержек сети любой конфигурации, для проверки технических решений по разграничению и приоритезации трафика, для создания базы данных с производительностью коммутаторов. Уже 2 года АО «НЦТ ФСК ЕЭС» проводит работу по определению производительности IED. Сопоставив 2 временных задержки: IED отдельно и IED в коммуникационной среде, можно определить суммарную задержку, которая позволит дать оценку техническим решениям по организации коммуникационной среды подстанции.



## МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

### Evaluation of time delays in the communication environment of digital substations

M.D. Ilyin, S.G. Popov, A.A. Novikov  
R&D CENTER @FGC UES, JSC  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Ilyin Maxim Dmitrievich

**Organization:** R&D CENTER @FGC UES, JSC

**Postal address:** 115201, Moscow, Kashirskoye shosse, 22, bld. 3

**e-mail:** [ilin\\_md@ntc-power.ru](mailto:ilin_md@ntc-power.ru)

**tel.:** +7 (495) 727-19-09 (ext. 1400 or 1406)

**fax:** +7 (495) 727-19-08

**Key words:** time delays, dynamic characteristics of network, process bus, station bus, setup for analysis

**Abstract:**

With the maintenance transition to new data protocols such as GOOSE and SV, the issue of measuring time delays in the communication environment of a substation is becoming more and more acute. In the 5th chapter of IEC 61850 standard, the requirements for certain performance classes as well as diagrams for evaluation of the total transmission time of a signal are specified. But measuring of the transmission time of a signal according to IEC 61850-5 is impossible without access to the internal data of the device. In order to make “Black Box” test a different method is needed known as “GOOSE ping-pong”. Also, for calculation of the signal transmission time the following equipment is required:

- High-precision source of GOOSE messages
- High-precision network card (with high accuracy of packet time stamping)

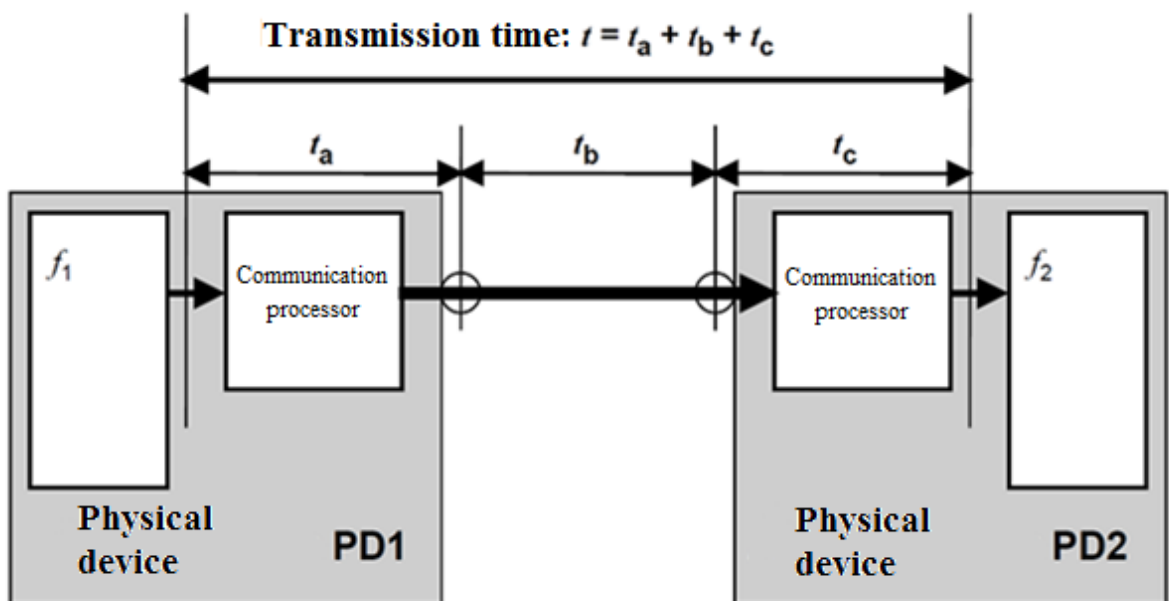


Figure 1 Evaluation of the transmission time of a signal according to IEC 61850-5

This methodology is used to evaluate the performance of a single IED device. To estimate the transmission time through the communication environment, a signal source / receiver and a load traffic generator are also required. This setup allows you to determine the delay of both a separate switch and the network as a whole.

To solve these tasks, JSC R&D CENTER @FGC UES purchased and developed jointly with other companies the equipment that meets the requirements for estimating time delays at the substation. The test unit Omicron CMC 256plus and the Complex for analysis of the communication interaction of the components as a part of the hardware-software complex for digital substation (HSC DS) are used to assess the performance of the IED. Omicron CMC performs the role of high-precision GOOSE messages, and the complex for analysis contains a high-precision network card. The source / receiver and load traffic generator are used in the Complex for checking the dynamic characteristics of the communication interaction of the components of the HSC DS.

As a result, JSC R&D CENTER @FGC UES is provided with the hardware and software to check the time delays of any network configuration, to check technical solutions for the delimitation and prioritization of traffic, to create a database with the switches performance. For 2 years, JSC R&D CENTER @FGC UES has been working with evaluation of IED performance. By comparing 2 time delays: IED separately and IED in the communication environment, it is possible to determine the total delay, which will allow evaluating the technical solutions in the planning of substation communication environment.

### 13. ЦИТ.Испытания.Тестирование

#### Практические аспекты тестирования измерительных трансформаторов малой мощности с интерфейсами МЭК 61850

Б. Баум, М. Ахтеркамп  
КЕМА В.В.  
Нидерланды

Р. Схиммел  
DNV GL  
Нидерланды

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Бенджамин Баум

**Организация:** КЕМА В.В.

**Почтовый адрес:** Utrechtseweg 310 B50, Арнем, Нидерланды, 6812 AR

**e-mail:** [benjamin.baum@dnvgl.com](mailto:benjamin.baum@dnvgl.com)

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

Измерительные трансформаторы (Its) используются для измерения тока и напряжения в энергосистеме. Без них энергосистема не может функционировать. В наше время на рынке появляется все больше и больше маломощных измерительных трансформаторов (LPIT), также известных как нетрадиционные измерительные трансформаторы (NCIT). В связи с этим, подход к тестированию подобных новых устройств изменился, что описывается в стандарте МЭК 61869. В рамках этого изменения, практические проблемы при тестировании маломощных измерительных трансформаторов тока в лабораториях КЕМА и их решения представлены в данной статье. Одной из проблем является наличие подходящего эталонного трансформатора тока (СТ) во время испытаний высокой мощности. Не смотря на то, что маломощные измерительные трансформаторы в настоящее время доступны на рынке, они еще не использовались в качестве эталонов в лабораториях высоких мощностей из-за отсутствия опыта. Поэтому обычно по-прежнему специальные традиционные трансформаторы тока (с высокой постоянной времени, с низкой насыщаемостью) используются в качестве эталона. Маломощные измерительные трансформаторы (LPIT) на основе катушек Роговского или применяющих технику оптических измерений, известных как эффект Фарадея, не насыщаются. Как следствие, использование традиционных трансформаторов тока, особенно во время «теста переходного режима при мгновенной ошибке» «transient instantaneous error test», требует определенного уровня компенсации. Еще одной проблемой является сравнение аналогового эталонного сигнала и цифрового потока данных мгновенных значений (SV) по МЭК 61850 для объекта испытаний. В то время как независимые решения уже существуют для длительных тестов точности, для кратковременного тестирования высокой мощностью необходимы другие решения. В этой статье представлена и обсуждается установка, используемая для выполнения испытаний током большой величины маломощных измерительных трансформаторов (LPIT). Вторая часть этого вклада дает краткое изложение практических проблем и наблюдаемых ошибок во время тестирования маломощных измерительных трансформаторов (LPIT) по МЭК 61850.

## Practical aspects of testing low-power instrument transformers with IEC 61850 interfaces

B. Baum, M. Achterkamp  
KEMA B.V.  
The Netherlands

R. Schimmel  
DNV GL  
The Netherlands

**Contact:**

**Full name:** Benjamin Baum

**Organization:** KEMA B.V.

**Postal address:** Utrechtseweg 310 B50, Arnhem, The Netherlands, 6812 AR

**e-mail:** [benjamin.baum@dnvgl.com](mailto:benjamin.baum@dnvgl.com)

**Key words:** IEC 61850, Digital substation

**Abstract:**

Instrument transformers (ITs) are used to measure current and voltage in the power system. Without them, a power system cannot be operated. Nowadays, more and more low-power instrument transformers (LPIT), also known as non-conventional instrument transformers (NCIT), are on the market. Consequently, the way of testing these new devices has changed which is covered by the IEC 61869 series. Within this contribution, practical challenges and solutions of testing the current part of low-power instrument transformers at KEMA Laboratories are presented. One of these challenges is the availability of a suitable reference current transformer (CT) during high-power testing. Even though LPITs are now commercially available, they are not yet used as references in high-power laboratories due to the lack of experience. Therefore, usually still special conventional CT's (high time constant, low saturation) are used as a reference. LPIT's based on Rogowski coils or the optical measurement technique known as Faraday effect, do not saturate. As a consequence, the use of conventional CTs, especially during the "transient instantaneous error test", requires compensation at a certain level.

Another challenge is the comparison between the analogue reference signal and the IEC 61850 digital sampled value (SV) data stream of the test object. While independent solutions exist for long duration accuracy tests, different solutions are needed for short-duration power testing. In this paper, the setup used to perform high-current tests of LPITs is presented and discussed. The second part of this contribution gives a summary of the practical challenges and observed errors while testing LPITs with IEC 61850.



## 14. ЦИТ

### Применение нетрадиционных первичных преобразователей с цифровым выходом в сетях класса напряжением 6 – 35 кВ

В.Д. Лебедев, А.А. Яблоков, С.Н. Литвинов, Е.Е. Готовкина, Н.В. Лебедева  
ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Лебедев Владимир Дмитриевич

**Организация:** ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический»

**Почтовый адрес:** 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34

**e-mail:** [vd\\_lebedev@mail.ru](mailto:vd_lebedev@mail.ru)

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

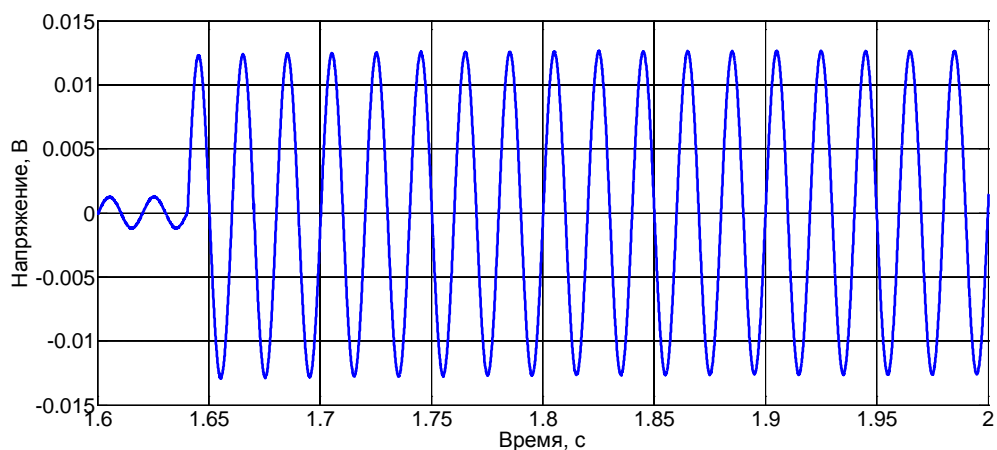
Применяемые на сегодняшний день измерительные устройства – электромагнитные трансформаторы тока и напряжения обладают рядом существенных недостатков и не могут быть интегрированы в системы цифровых подстанций, работающих в соответствии со стандартом МЭК 61850. Недостаток существующих трансформаторов тока, как источников информации для устройств РЗА, заключается в искажении формы сигнала в переходных режимах, особенно во время коротких замыканий, из-за насыщения магнитопровода апериодической и периодической составляющей тока, в результате чего ТТ передают недостоверную информацию о токах КЗ, приводя к задержкам и неселективной работе устройств РЗА. Индуктивные ТН могут вступать в феррорезонанс, при этом по обмотке высокого напряжения трансформатора будут проходить недопустимые токи, часто приводящие к повреждению ТН с отключением всей системы шин. При переходе к строительству цифровых подстанции вышеуказанные проблемы необходимо обязательно решать, поскольку ЦПС – это объекты нового качества с повышенной надежностью и эксплуатационными характеристиками. Игнорируя проблемы оборудования, созданного на заре энергетики, есть риск не достичь нужного экономического и технического эффекта от внедрения ЦПС.

В докладе описаны преимущества и особенности современных нетрадиционных преобразователей тока и напряжения. Малые вес и габариты, отсутствие явлений феррорезонанса. Отсутствие дополнительных метрологических погрешностей на входе потребителей информации благодаря исключению промежуточных разделительных трансформаторов и аналого-цифровых преобразователей, присущих традиционным схемам. Погрешности измерения не зависят от величины подключенной нагрузки. Применение малогабаритных трансформаторов тока с нанокристаллическими магнитопроводами, позволяет повысить точность коммерческого и технического учета и контроля электроэнергии. Использование пояса Роговского, позволяет выполнять преобразование тока в номинальных и аварийных режимах, включая короткие замыкания (с высокой предельной кратностью по амплитуде не менее 50), в широком спектре частот (от 0 до 10кГц), включая постоянный ток и апериодическую составляющую, без насыщения и искажения формы кривой тока с точностью не хуже 0,2s. Результаты испытаний приведены на рисунке 1.

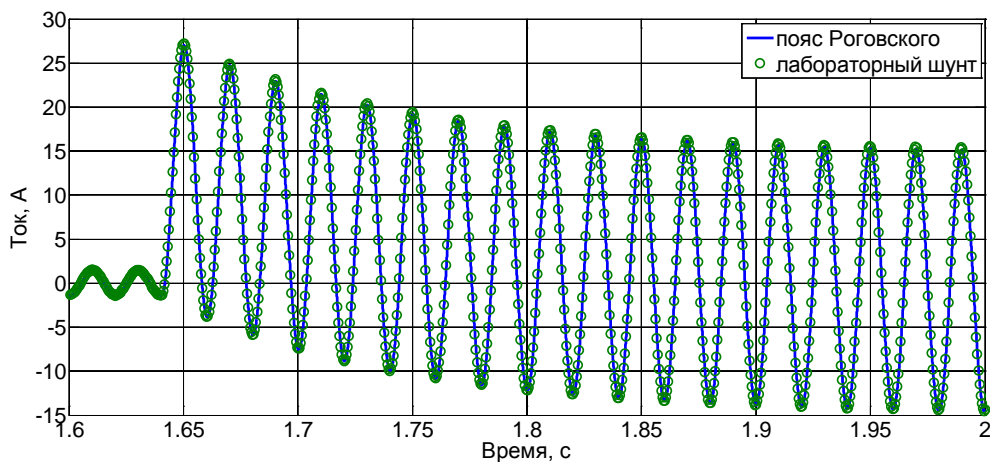
В докладе описан опыт применения цифровых измерительных преобразователей тока и напряжения в рамках проведения опытно-промышленных эксплуатаций и проведения испытаний, совместно с различными устройствами учета и релейной защиты.

Применение нетрадиционных первичных преобразователей уже сегодня позволит создать оборудование (ячейки КРУ, высоковольтные ПКУ с подвесом непосредственно на опору ЛЭП), по цене не уступающее существующим аналогам, но имеющее новые качества и характеристики необходимые для построения умных сетей. В докладе приведены решения, позволяющие обосновать не только технически, но и экономически внедрение нетрадиционных первичных преобразователей в сетях уровнем напряжения 6 – 35 кВ. Одним

из таких решений может быть интеграция функций учета и защит в электронные блоки измерительных преобразователей или применение в паре с первичными преобразователями согласованных мультифункциональных устройств, принимающих измерительную информацию непосредственно в тракт АЦП. Эти решения ведут к существенному удешевлению внедрения технологии цифровых измерений в сетях уровнем напряжения 6 – 35 кВ. Немаловажным является и тот факт, что внедрение кластерных цифровых подстанций без применения измерительных преобразователей с цифровым выходом невозможно. Применение преобразователей сигналов типа ПАС, не позволит исключить негативные факторы применения электромагнитных трансформаторов, а их применение с экономической точки зрения нецелесообразно.



а)



б)

Рисунок 1 – Сигнал пояса Роговского для первичного тока с аperiodической составляющей:  
а – до интегрирования; б – после интегрирования и приведения к первичному току

## Application of Non-Traditional Primary Converters with Digital Output in 6 – 35 kV Networks

V.D. Lebedev, A.A. Yablokov, S.N. Litvinov, E.E. Gotovkina, N.V. Lebedeva  
Ivanovo State Power University, OOO NPO Digital instrument transformers  
Russian Federation

**Contact:**

**Full name:** Lebedev Vladimir Dmitrievich

**Organization:** Ivanovo State Power University

**Postal address:** 153003, Ivanovo, st. Rabfakovskaja, 34

**e-mail:** [vd\\_lebedev@mail.ru](mailto:vd_lebedev@mail.ru)

**Key words:** IEC 61850, Digital substation

**Abstract:**

Currently used measuring devices – electromagnetic current and voltage transformers have a number of significant drawbacks and can not be integrated into systems of digital substations operating in accordance with the IEC 61850 standard. The disadvantage of existing current transformers, as sources of information for RPA devices, is the distortion of the signal form in transient modes, especially during short circuits, due to the saturation of the magnetic circuit of the aperiodic and periodic components of the current, as a result of which CT transmit inaccurate information about the short-circuit currents, leading to delays and non-selective operation of RPA devices. Inductive VT can enter into ferroresonance, while the high-voltage winding of the transformer will pass unacceptable currents, often leading to damage to the VT with the shutdown of the entire bus system. In the transition to the construction of a digital substation, the above problems must be solved, since digital substations are the objects of a new quality with increased reliability and performance. Ignoring the problems of equipment created at the dawn of power industry, there is a risk of not achieving the desired economic and technical effect from the introduction of DSP.

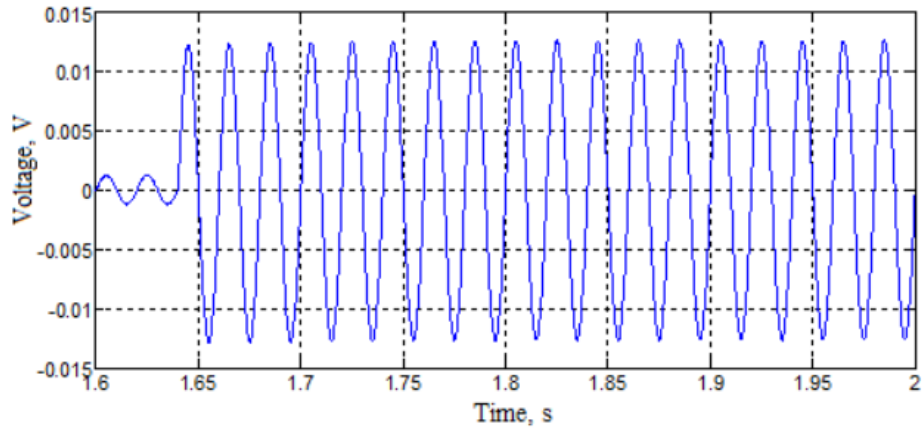
The report describes the advantages and features of modern non-traditional current and voltage converters. Small weight and size, no ferro-resonance phenomena. Absence of additional metrological errors at the input of information consumers due to the exclusion of intermediate separation transformers and analog-to-digital converters inherent in traditional schemes. Measurement errors do not depend on the value of the connected load. The use of small-sized current transformers with nanocrystal magnetic cores, can improve the accuracy of commercial and technical accounting and control of electricity. The use of the Rogowski coil allows to perform current conversion in nominal and emergency modes, including short circuits (with a high limiting multiplicity in amplitude of not less than 50), in a wide range of frequencies (from 0 to 10 kHz), including direct current and aperiodic component, without saturation and distortion of the current curve shape with an accuracy of not less than 0.2 s. The test results are shown in figure 1.

The report describes the experience of the use of digital current and voltage converters within experimental-industrial operations and testing, together with various metering devices and relay protection. The use of non-traditional primary converters today will create equipment (Switchgear cubicles, high-voltage TER with suspension directly on the power line support), at a price not inferior to existing analogues, but having new qualities and characteristics necessary for the construction of smart grids. The report presents solutions to justify not only technically but also economically the introduction of nontraditional primary converters in networks with a voltage level of 6 – 35 kV. One such solution may be the integration of the functions of accounting and protection into electronic units of measuring transducers, or used in tandem with the primary converters of the agreed multifunctional devices, accepting measurement information directly into the tract of the ADC. These solutions lead to a significant reduction in the cost of the introduction of digital measurement technology in networks with a voltage level of 6 – 35 kV. It is also important that the introduction of cluster digital substations without the use of measuring converters with digital output is impossible. The use of Analog Signal Converters will not allow excluding negative factors of application of electromagnetic transformers, and their application from the economic point of view is inexpedient.

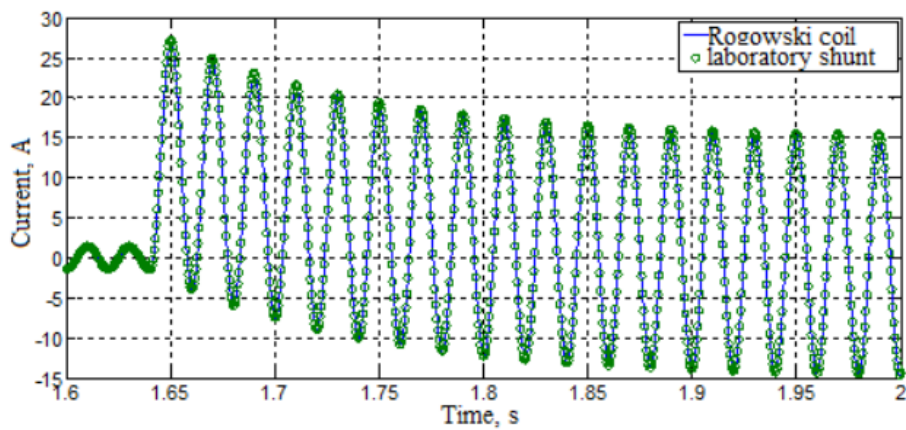


МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА



a)



b)

Figure 1 – Signal of the Rogowski coil for the primary current aperiodic component: a – before integration; b – after integration and reduction to primary current

## 15. Полигон. Испытания

### Современный испытательный центр для испытания оборудования цифровых подстанций и обучения персонала

В.Д. Лебедев, А.А. Яблоков, С.Н. Литвинов, Г.А. Филатова, А.В. Панащатенко  
ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», ООО НПО  
«Цифровые измерительные трансформаторы»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Лебедев Владимир Дмитриевич

**Организация:** ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический»

**Почтовый адрес:** 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34

**e-mail:** [vd\\_lebedev@mail.ru](mailto:vd_lebedev@mail.ru)

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

В настоящее время инновационное развитие электроэнергетики направлено на создание электроэнергетических объектов нового поколения – цифровых подстанций, работа которых построена на реализации международного протокола МЭК 61850. Уже сегодня в России и за рубежом создается большое количество устройств, предназначенных для работы на цифровых подстанциях. Не смотря на вносимую стандартом унификацию, некоторые аспекты реализации МЭК 61850 в устройствах различных производителей отличаются. Дополнительно, на данный момент ощущается недостаток независимых испытательных центров, способных осуществить всестороннее тестирование устройств с подтверждением всех заявляемых производителем характеристик. В связи с этим актуально создавать современные испытательные центры для тестирования оборудования цифровых подстанций. Кроме этого немаловажным вопросом становится обучение эксплуатирующего персонала новым технологиям и работе с внедряемым оборудованием. Рассматривая в комплексе вышеупомянутые вопросы можно отметить, что наибольшая польза будет от центров, имеющих компетенции, как в области испытаний оборудования, так и в области обучения персонала. В докладе описана концепция и достигнутые результаты по созданию испытательного полигона цифровой подстанции на базе Ивановского Государственного Энергетического Университета совместно с ООО НПО «Цифровые измерительные трансформаторы». Концепция полигона содержит в себе несколько уровней. Первым является уровень моделирования процессов протекающих в первичной цепи. Общий вид высоковольтного модуля и помещения для размещения вторичного оборудования представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид высоковольтного модуля испытательного полигона и помещения для вторичного оборудования

Основой этого уровня является комплекс моделирования в реальном времени – RTDS, который установлен совместно с комплектом высокоомощных усилителей. На втором уровне полигона установлено цифровое измерительное оборудование – цифровые трансформаторы тока и напряжения производства ООО НПО «ЦИТ», на этом уровне происходит оцифровка сигнала и его выдача по протоколу МЭК 61850-9.2. Конечный уровень содержит платформу построенную на базе промышленных коммутаторов, предназначенную для подключения вторичных устройств – терминалов защит, счетчиков и прочих устройств. Стоит отметить, что испытательный полигон будет оснащен современными устройствами синхронизации и анализа состояния локально-вычислительных сетей. Создаваемая система позволит проводить всесторонние испытания практически любого оборудования цифровых подстанций в условиях, максимально приближенных к реальным. Сотрудники ИГЭУ совместно с представителями ООО НПО «ЦИТ» на протяжении 20 лет занимаются разработкой и интеграцией цифровых решений – цифровых трансформаторов тока и напряжения – этот компонент является важной составляющей метрологических каналов полигона. Принимая во внимание вышеописанный факт, полигон сможет успешно решать и свою вторую основную задачу – организацию потокового переобучения сотрудников эксплуатирующих организаций, в рамках подготовки к цифровому перевооружению отрасли. Имеющийся парк устройств и приборов позволяет обучить персонал всем важным аспектам эксплуатации цифровых подстанций, показать на реальном оборудовании применение всех внедряемых стандартом МЭК 61850 технологий. Учебный зал полигона представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Учебный зал полигона цифровой подстанции

Проект полигона получил непосредственную поддержку ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья», заинтересованных в создании площадки для переобучения персонала. На сегодняшний день закуплено основное оборудование, а силами вышеупомянутых филиалов ПАО «Россети» начат процесс ремонта помещений ИГЭУ, в которых будет размещен полигон.

## State-of-the-art Testing Center for Digital Substation Equipment Testing and Personnel Training

V.D. Lebedev, A.A. Yablokov, S.N. Litvinov, G.A. Filatova, A.V. Panashatenko  
Ivanovo State Power University, OOO NPO Digital instrument transformers  
Russian Federation

**Contact:**

**Full name:** Lebedev Vladimir Dmitrievich

**Organization:** Ivanovo State Power University

**Postal address:** 153003, Ivanovo, st. Rabfakovskaja, 34

**e-mail:** [vd\\_lebedev@mail.ru](mailto:vd_lebedev@mail.ru)

**Key words:** IEC 61850, Digital substation

**Abstract:**

Currently, the innovative development of the electric power industry is aimed at creating a new generation of electric power facilities – digital substations, the work of which is based on the implementation of the international Protocol IEC 61850. A large number of devices designed for operation at digital substations are already being created in Russia and abroad. Despite the insertion of the standard harmonization, some aspects of the implementation of IEC 61850 in devices from different manufacturers are different. In addition, at the moment there is a lack of independent testing centers that are able to carry out comprehensive testing of devices with confirmation of all the characteristics claimed by the manufacturer. In this regard, it is important to create modern test centers to test the equipment of digital substations. On top of that, an important issue is the training of operating personnel to new technologies and work with the implemented equipment. Considering the above-mentioned issues in the complex, it can be noted that the greatest benefit will be from the centers with competence, both in the field of equipment testing and in the field of personnel training. The report describes the concept and the results achieved in the creation of a test site of a digital substation on the basis of the Ivanovo State Power University together with the OOO NPO Digital instrument transformers. The concept of the test site contains several levels. The first is the level of processes simulation occurring in the primary circuit. The general view of the high-voltage module and the room for secondary equipment is shown in figure 1.



Figure 1 – General view of the high-voltage module of the test site and the room for secondary equipment

The basis for this level is a complex of real-time modeling – RTDS, which is installed together with a set of high-power amplifiers. On the second level of the test site a set of digital measuring equipment is installed – digital

current and voltage transformers manufactured by OOO NPO Digital instrument transformers, on this level the digitization of a signal and its results is performed according to the Protocol IEC 61850-9.2. The final level contains a platform built on the basis of industrial switches, 2 designed to connect secondary devices – protection terminals, counters and other devices. It is worth mentioning that the test site will be equipped with modern devices for synchronization and analysis of local area networks. The created system will allow to carry out comprehensive tests of almost any equipment of digital substations in conditions as close as possible to real. Employees of ISPU together with representatives of OOO NPO Digital instrument transformers have been engaged for 20 years in the development and integration of digital solutions – digital current and voltage transformers – this component is an important component of the metrological channels of the test site. Taking into account the above-described fact, the test site will be able to successfully solve its second main task – the organization of mass retraining of employees of operating organizations, in preparation for the digital re-equipment of the industry. The available stock of the devices and appliances allows training the personnel in all important aspects of operation of digital substations, to show an application of all technologies introduced by the IEC 61850 standard on the real equipment. The training hall of the test site is shown in figure 2.



Figure 2 – the learning hall of the test site for digital substations

The test site project received direct support from IDGC of Centre, PJSC and IDGC of Centre and Volga Region, PJSC, which are interested in creating a site for staff retraining. Today, the main equipment has been purchased, and the above-mentioned branches of PJSC «ROSSETI» have begun the process of renovating the premises of ISPU, in which the test site will be located.



**Опыт внедрения цифровой релейной защиты различных поставщиков  
на полигоне ЦПС ПАО «Газпром Нефть»**

М.С. Завгородний  
АО «Электронмаш»  
Россия

**Контакты:**

**Полное имя:** Завгородний Михаил Сергеевич, начальник отдела АСУ

**Организация:** АО «Электронмаш»

**Почтовый адрес:** 3-й Верхний пер. 12а, Санкт-Петербург, Россия

**e-mail:** [m.zavgorodnii@electronmash.ru](mailto:m.zavgorodnii@electronmash.ru)

**тел.:** +7 812 7021262 доб 7190

**факс:** +7 812 7021262

**Ключевые слова:** РЗА, Цифровая подстанция, МЭК 61850-9-2LE

**Аннотация:**

В 2018 году наша компания разработала, изготовила и наладила полигон Цифровой подстанции для ПАО «Газпром Нефть», выполняющий защиту двух присоединений 35 кВ с применением цифровых защит Siemens, ЭКРА, Бреслер, Релематика, ИЦ Энергосервис.

Полигон реализован на базе ГПП-6Н Омского НПЗ. Действие защит организовано «на сигнал».

В проекте рассмотрены вопросы резервирования сетевых подключений (по протоколу PRP), синхронизации точного времени (применены RTPv2 и PPS), разделения и совмещения шины процесса и шины станции (с помощью VLAN), диагностики цифровых устройств (МЭК 61850 MMS, GOOSE).

Проверена совместимость реализации протоколов GOOSE, SV между оборудованием УСО (MU) и РЗА различных производителей, изучены варианты резервирования цифровых измерений выборочных значений, зафиксированы осциллограммы как с терминалов цифровых защит, так и с цифрового осциллографа.

Для полигона внедрена система мониторинга с контролем связей по GOOSE на базе web-интерфейса.

В ходе заводских испытаний и пуско-наладочных работ проверена работа защит в режиме повышенной загрузки сети и при отсутствии синхронизации точного времени, выявлены расхождения в реакции оборудования различных поставщиков на нештатные ситуации, существенные именно для цифровых подстанций. Полученные результаты проанализированы разработчиками РЗА, итоговый опыт и выводы, как мы считаем, будут интересны участникам конференции.

**Digital protection from various vendors implementation experience at Gazprom Neft digital substation test site**

M. Zavgorodnii  
Electronmash JSC  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Mikhail Zavgorodnii, Head of automation department

**Organization:** Electronmash JSC

**Postal address:** 3-d Verhny lane 12a, Saint-Petersburg, Russia

**e-mail:** [m.zavgorodnii@electronmash.ru](mailto:m.zavgorodnii@electronmash.ru)

**tel.:** +7 812 7021262 ext. 7190

**fax:** +7 812 7021262

**Key words:** digital protective relays, digital substation, IEC 61850-9-2LE

**Abstract:**

In 2018 Electronmash has developed and erected digital substation test site for Gazprom Neft PJSC. Test site performs protection functions for two 35 kV feeders. Digital protective devices and merging units (IED) were provided by Siemens, EKRA, "NPP Bresler", Relematika and Engineering center „Energoservice“.

Digital substation test site is located at the GPP-6N substation at Omsk refinery. Test site protections act only for signaling, without tripping.

The project considers such issues like network redundancy (PRP protocol), precision clock synchronization (via PTPv2 and PPS), process and station bus segregation and combination (via VLAN), IED diagnosis (via IEC 61850 MMS, GOOSE).

Merging unit and relay protection IED's of different vendors have been tested to ensure compatibility of GOOSE, SV.

SV input redundancy for protective relays has been tested as well.

Fault recording was performed not only by protective relay IED's, but also by process bus fault recorder.

Test site has been equipped with monitoring system featuring GOOSE diagnosis and web interface.

During factory testing and commissioning on site process bus overload and loss of time synchronization were tested to determine differences in IED performance for specific digital substation failures. The results were analyzed by the IED vendors.

We believe that the final experience and conclusions will be interest for participants of the conference.

## 16. Обучение, Технология ЦПС

### Использование технологии «Цифровая подстанция» при подготовке специалистов для электроэнергетики

Д.Н. Асаинов, Ю.П. Гусев, А.В. Трофимов  
Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
Россия

**ФИО:** Трофимов Алексей Валентинович

**Организация:** НИУ «МЭИ»

**Почтовый адрес:** 111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 14

**e-mail:** TrofimovAV@mpei.ru

**тел.:** 8-910-423-17-61

**Ключевые слова:** АСУ электротехническим оборудованием (АСУ ЭТО), вторичные цепи электроустановок, цифровая подстанция, обучение АСУ ЭТО

#### Аннотация:

Активное внедрение систем автоматизации электроустановок на основе технологии «цифровой подстанции» ставит задачу подготовки специалистов для их проектирования и эксплуатации. Эта технология базируется на серии стандартов МЭК 61850, направленных на унификацию цифрового обмена между интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ). Важным аспектом при подготовке специалистов является возможность получения практических навыков при работе с реальным оборудованием. На кафедре «Электрические станции» НИУ «МЭИ» более 5 лет функционирует специализированный учебно-исследовательский полигон АСУ ЭТО, соответствующий этому стандарту. Активно ведётся разработка методического обеспечения для очного и дистанционного обучения.

В состав учебно-исследовательского полигона входят несколько натуральных промышленных распределительных устройств (РУ) различных напряжений, включая ячейку КРУЭ-220 кВ, КРУ 10 кВ, щит собственных нужд 0,4кВ, щит постоянного тока 220 В. Часть оборудования моделируется на схемном уровне. Для управления используются шкафы с ИЭУ фирмы АББ: шкаф защит и управления линией (на базе терминалов защит REL650 и управления REC670); шкаф защит и управления блочного трансформатора (на базе терминалов защит RET650 и управления REC650); шкаф защит блока генератор-трансформатор (на базе терминала защит REG670) и трансформатора собственных нужд.

В основе цифрового обмена по стандарту МЭК 61850 лежат информационные модели, позволяющие описать первичное и вторичное оборудование электроустановок и реализуемые функции. На примере учебной электроустановки изучаются особенности основных видов файлов описания моделей на языке Substation Configuration Language (SCL): \*.SSD –описание топологии подстанции и требуемой функциональности; \*.ICD и \*.CID –описание функциональных возможностей ИЭУ и конкретную реализацию; \*.SCD – описание системы автоматизации целиком, включая топологию, ИЭУ, функциональность и связи.

Для изучения процессов цифрового обмена с помощью программы анализа трафика по сети Ethernet рассматривается структура пакетов MMS (передача данных от ИЭУ на верхний уровень) и GOOSE (обмена данными между ИЭУ).

Другим важным с методической точки зрения элементом полигона является компактный специализированный стенд, отражающий основные принципы организации и функционирования АСУ ЭТО. Он позволяет начать процесс обучения с более простых систем. В качестве объекта управления используются цепи электродвигателя собственных нужд. Управление ведётся с коммуникационного контроллера WAGO 750-880/025-002.Его среда программирования включает специальный конфигуратор, обеспечивающий построение информационной модели по МЭК 61850, связь её атрибутов с программными переменными, автоматическое формирование файлов описания ИЭУ.

Дополнительные возможности технологии подготовки специалистов в области электроэнергетики обеспечивает возможность использования реального оборудования действующей ТЭЦ МЭИ. В рамках её реконструкции осуществляется “цифровизация” системы управления тепломеханическим и электротехническим оборудованием. В частности, на присоединениях генератора и трансформатора собственных нужд уже установлены интеллектуальные многофункциональные счётчики электроэнергии BINOM3, поддерживающие обмен данными по МЭК 61850. Наряду с измерением токов и напряжений, счётчики оснащены дискретными модулями ввода-вывода, что позволяет использовать их в качестве элементов распределённых систем управления. Для обмена данными поддерживаются протоколы MMS и GOOSE. Информационная модель устройства включает логические узлы измерений (MMXU) и управления коммутационными аппаратами (XCBR, XSWI, CSWI)..

## Using the technology "Digital Substation" in training specialists for electric energy

D.N. Asainov, Y.P. Gusev, A.V. Trofimov  
National Research University "MEI"  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Trofimov Alexey Valentinovich

**Organization:** NRU "MPEI"

**Postal address:** 111250, Moscow, Krasnokazarmennaya st., 14

**e-mail:** [TrofimovAV@mpei.ru](mailto:TrofimovAV@mpei.ru)

**tel.:** 89104231761

**Key words:** automated control system for electrical equipment, secondary circuits of electrical installations, digital substation, training for automatic control systems for electrical equipment

**Abstract:**

The active introduction of electrical installation automation systems based on the "digital substation" technology sets the task of training specialists for their design and operation. This technology is based on the IEC 61850 series of standards aimed at unifying the digital exchange between intelligent electronic devices (IEDs). An important aspect in the training of specialists is the possibility of obtaining practical skills when working with real equipment. For more than 5 years, the specialized department of the "Electric Power Plants" of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" has been operating a specialized training and research ground for automated control systems that comply with this standard. Actively developing methodological support for full-time and distance learning.

The training and research site includes several full-scale industrial switchgears of various voltages, including a KRUE-220 kV cell, 10 kV switchgear, auxiliary shield 0.4kV, DC shield 220 V. Some equipment is modeled at the secondary circuit level. For control, cabinets with ABB IEDs are used: line protection and control cabinet (based on REL650 protection terminals and REC670 control terminals); protection and control cabinet for the block transformer (based on the RET650 protection terminals and the REC650 control); protection cabinet of the generator-transformer block (based on the REG670 protection terminal) and auxiliary transformer.

The digital exchange according to the IEC 61850 standard is based on information models that allow describing the primary and secondary equipment of electrical installations and the functions to be implemented. Using the example of a training electrical installation, we study the features of the main types of model description files in the Substation Configuration Language (SCL): \* .SSD - description of the substation topology and the required functionality; \* .ICD and \* .CID - description of the functionality of the IED and specific implementation; \* .CCD - description of the entire automation system, including topology, IED, functionality and communication.

The structure of MMS packets (data transmission from the IED to the upper level) and GOOSE (data exchange between the IED) is considered to study the digital exchange processes using the Ethernet traffic analysis program.

Another important from the methodological point of view is a compact specialized stand, reflecting the basic principles of the organization and functioning of the automated control system of the IT site. It allows you to start the learning process with simpler systems. As an object of control, the electric motor circuits are used. The control is carried out from the WAGO 750-880 / 025-002 communication controller. Its programming environment includes a special configurator that provides the construction of an information model for IEC 61850, the connection of its attributes with program variables, the automatic generation of IED description files.

Additional possibilities of technology training in the field of electric power industry provides the ability to use real equipment of the existing power plant in MPEI. As part of its reconstruction, the "digitalization" of the control system for thermal mechanical and electrical equipment is carried out. In particular, the BINOM3 intelligent multi-functional electricity meters that support data exchange according to IEC 61850 have already been installed at the generator and transformer auxiliary needs. Along with current and voltage measurement, the meters are equipped

with discrete input-output modules, which allows them to be used as elements of distributed control systems. For data exchange, MMS and GOOSE protocols are supported. The information model of the device includes logical nodes of measurement (MMXU) and control of switching devices (XCBR, XSWI, CSWI).

## 17. Метрология ЦПС

### Метрологическое обеспечение средств измерений в составе измерительных каналов цифровой подстанции

И.А. Гиниятуллин  
ООО «НПП Марс-Энерго»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Губарева Ирина Альбертовна

**Организация:** ООО «НПП Марс-Энерго»

**Почтовый адрес:** 199034, Санкт-Петербург, 13-я линия В.О., д.6-8, лит.А, пом. 40Н

**e-mail:** [www.mars-energo.ru](http://www.mars-energo.ru)

**тел.:** (812)309-03-56 доб. 144

**факс:** (812) 327-21-11 доб. 139

**Ключевые слова:** метрологический контроль измерительных каналов ЦПС, калибровка и поверка СИ ЦПС, пилотные проекты цифровых подстанций, эталонные поверочные установки, поддержка протокола 61850

**Аннотация:**

На предприятии с 2015 года выпускаются лабораторные эталонные поверочные установки для цифровых ИТН, ИТТ.

С 2017 года разрабатываются методики измерения МИ, СТО по применению эталонных СИ для поверки, калибровки СИ ЦПС в лабораторных условиях и на местах эксплуатации.

Мы предлагаем тренинги технического персонала, метрологов по применению эталонных СИ.

Разработки и производство проводятся в собственной аккредитованной метрологической лаборатории в Санкт-Петербурге в соответствии со стандартом менеджмента качества ISO 9001, в сотрудничестве с метрологическими институтами ВНИИМ, ВНИИМС, структурами Росстандарта и ПАО Россети.

Создание рабочих эталонов было бы невозможно без опоры на эталонную базу ВНИИМ — Государственный эталон электрической мощности.

В настоящее время создатели эталона мощности и сотрудники лаборатории электроэнергетики ВНИИМ развивают направление эталонов следующего поколения для метрологического обеспечения ЦПС.

В 2017 году запущен проект по разработке и изготовлению комплекса эталонного оборудования для поверки, калибровки СИ ЦПС на местах эксплуатации. Проект осуществляется по плану мероприятий НТИ «Энерджинет» и соглашению с Фондом содействия инновациям. Назначение комплекса — измерение электроэнергетических величин и формирование эталонных сигналов. Отличие от существующих эталонных комплексов состоит в одновременной поддержке как традиционных средств измерений, так и совместимых с протоколом 61850-9-2LE.

В 2018 году закончены испытания прибора Энергомонитор 61850 с включением в Гос. реестр СИ под номером № 73445-18.

Энергомонитор 61850 — эталонный прибор нового поколения для поверки цифровых измерительных трансформаторов тока, напряжения и устройств Merging Unit (класс точности 0,02; 0,05).

Реализация пилотных проектов цифровых подстанций на объектах ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕС» (в частности, на 33-х объектах МЭС планируется реализовать технологии ЦПС в период с 2014 по 2024 г.) должна включать апробацию технологии тестирования, калибровки, поверки отдельных СИ и цифровых измерительных каналов в целом. Наряду с разработкой и внедрением эталонных комплексов для поверки, калибровки СИ ЦПС требуется разработка методик измерений и отраслевых стандартов. Ряд международных стандартов на СИ ЦПС и методы калибровки переведен в разряд ГОСТ и применяется разработчиками и

проектировщиками ЦПС. Однако требуется их переработка и адаптация к особенностям российской энергосистемы, применяемым СИ и регламентам поверочных работ.

В «НПП Марс-Энерго» разработаны методики поверки (заказчик – ФБУ «Ростест-Москва»):

- методика поверки на месте эксплуатации трансформаторов тока измерительных с первичными токами в диапазоне от 5 до 5000 А и выходным сигналом в виде цифрового потока по стандарту IEC 61850-9-2 (МИ 3602-2018);

- методика поверки на месте эксплуатации трансформаторов напряжения измерительных с первичными напряжениями в диапазоне от 6 до 220 кВ и выходным сигналом в виде цифрового потока по стандарту IEC 61850-9-2 (МИ 3603-2018).

Также на предприятии разработано СТО «Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС» (СТО 56947007-29.240.10.265-2019, дата введения: 25.03.2019, заказчик – ПАО «ФСК ЕЭС»). Целью разработки данного стандарта является разработка общих требований к метрологическому обеспечению и контролю метрологических характеристик ИК ЦПС на всех этапах жизненного цикла вышеуказанных систем измерения (этапы проектирования, ввода в эксплуатацию и постоянной эксплуатации). Результат работы будет применяться проектными организациями, организациями, выполняющими работы по внедрению и метрологическому обеспечению ИК измерительных систем ЦПС на этапе ввода в эксплуатацию, профильными подразделениями, в функциональной ответственности которых развитие и эксплуатация информационно-технологических (измерительных) систем и подразделениями метрологического обеспечения ПАО «ФСК ЕЭС»



## Reference equipment for digital substations (DSS)

I. Giniyatullin  
Mars-Energo  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Irina Gubareva

**Organization:** Mars-Energo

**Postal address:** V.O. 13 Line, 6-8 Saint Petersburg, office 40H, 199034

**e-mail:** [www.mars-energo.ru](http://www.mars-energo.ru)

**tel.:** +7 (812)309-03-56, ext. 144

**Fax:** +7 (812) 327-21-11, ext. 139

**Key words:** accuracy testing of measuring channels of digital substations (DSS), testing and calibration of measuring instruments for DSS applications, pilot projects of digital substations, reference test systems, IEC 61850 protocol.

**Abstract:**

The company manufactures reference test systems of stationary type for testing digital voltage and current transformers since 2015.

On this basis, the measurement procedures and industrial standards as applied to testing of DSS measuring equipment under both laboratory and field conditions have been developed since 2017.

Mars-Energo has also developed special training programs for electricians and test operators to provide them with the skills required for working with such reference systems.

The R&D and production facilities are sited in Mars-Energo's ISO 9001-compliant test laboratory located in Saint Petersburg. The works are held in cooperation with the All-Russian Mendeleev Institute for metrology (VNIIM), All-Russian Research Institute of Metrological Service (VNIIMS), Rosstandart-related entities, and Federal Grid Company Rosseti.

These working standards would never be designed without such a background as the State Etalon of Electrical Power located in VNIIM.

Now the designers of the Etalon and other specialists of the VNIIM laboratory for electrical energy measurements are working on the State Etalon of next generation to be compliant with DSS channels.

In 2017, the project on the development and production of the reference setup for on-site testing and calibration of the instruments making up digital substation infrastructure was started under the agreement with the Foundation for Assistance to Innovations and according to the roadmap of the National Technology Initiative EnergyNet. The purpose of the setup is to generate test signals and measure the results in the course of DSS tests. Unlike typical reference setups, the new one will support calibration of both conventional and 61850-9-2LE compliant equipment.

In 2018, the reference meter Energomonitor 61850 successfully passed the certification procedure and was included in the National Registry of Measuring Instruments under # 73445-1.

The Energomonitor 61850 is a new reference meter (accuracy classes 0.02 or 0.05) designed to support calibration of digital CTs, VTs and Merging Units.

In view of the scale of the pilot projects on digital substations to be deployed at the sites of Rosseti and Federal Grid Company of Unified Energy System (in particular, the DSS technologies should be implemented at 33 sites of the Main Power Networks company within a period from 2014 to 2024), these works must also include the development of the procedures for testing, calibration, and verification of both separate measuring instruments and DSS measurement channels as a whole. Therefore, besides the design and implementation of the reference equipment, there is a strong demand for the corresponding measurement procedures and industrial standards. Some international standards for DSS and calibration methods converted into Russian State standards GOSTs are applied by designers

in the course of development of DSS infrastructure. However, the adaptation of these standards to the conditions of the Russian power system, measuring equipment in use and calibration rules and regulations is actually required.

By now Mars-Energo has developed the actual test procedures (under the order of Rostest-Moscow) for:

- On-site calibration of instrument current transformers with primary currents from 5 to 5000A and IEC 61850-9-2 (MI 3602-2018) digital outputs
- On-site calibration of instrument voltage transformers with primary voltages from 6 to 220 kV and IEC 61850-9-2 (MI 3603-2018) digital outputs.

Mars-Energo has also developed the Industrial Standard “General requirements for metrological monitoring of the measuring channels of digital substations” (Industrial Standard 56947007-29.240.10.265-2019, date of Entry: 25.03.2019, customer – Federal Grid Company of Unified Energy System). The purpose of this standard is to establish the general requirements for the metrological equipment and the procedure of monitoring the accuracy characteristics of DSS measuring channels at each stage of their life cycle (the stages of design, putting into operation and in operation). The results of this work will be applied by the engineering companies specializing in installation and accuracy testing of DSS measuring channels at the stage of commissioning, by the special entities being in charge for the deployment and operation of IT and measurement systems and by the metrological labs of Federal Grid Company of Unified Energy System.

## 18. Метрология. Шина процесса IEC 61850

### Оценка точности вычисления параметров электроэнергии на основе потока IEC 61850-9-2LE

В.И. Ухов, И.О. Ковцова  
ООО «Компания ДЭП»  
Российская Федерация

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Ковцова Ирина Олеговна

**Организация:** ООО «Компания ДЭП»

**Почтовый адрес:** г. Москва, ул. Подольских Курсантов, д.3, строение 8, этаж 2

**e-mail:** [kovtsova\\_irina@mail.ru](mailto:kovtsova_irina@mail.ru)

**тел.:** 8-916-344-53-31

**Ключевые слова:** IEC 61850-9-2LE, измерения, ток, напряжение, точность.

**Аннотация:**

В данном докладе делается практическая оценка точности измерения параметров ЭЭ, а именно действующих значений тока и напряжения, на основе потока мгновенных значений IEC 61850-9-2LE. В докладе приводится схема стенда, куда входит цифровой генератор depRTU – U – 2ETX и устройство depRTU-H-8SV, осуществляющее прием потока IEC 61850-9-2LE и расчет основных параметров ЭЭ. Было проведено три серии испытаний. На цифровом генераторе последовательно и по парно задавались пофазные значения для тока – 10, 100, 1000, 10000 А, и для напряжения – 100, 1000, 10000, 100000 В с частотой 50 Гц и 50,3 Гц. В докладе приводятся полученные действующие значения тока и напряжения на устройстве depRTU-H-8SV, а также величина относительного отклонения тока и напряжения в % от задаваемых значений на цифровой генератор depRTU – U – 2ETX.



## МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

### Evaluation of the electricity parameters calculation accuracy based on IEC 61850-9-2LE

V.I. Ukhov, I.O. Kovtsova  
LLC "Company DEP"  
Russian Federation

**Contact:**

**Full name:** Kovtsova Irina

**Organization:** LLC "Company DEP"

**Postal address:** Moscow, st. Podolsk cadets, 3, building 8, floor 2

**e-mail:** kovtsova\_irina@mail.ru

**tel.:** +7-916-344-5331

**Key words:** IEC 61850-9-2LE, measurement, current, voltage, accuracy.

**Abstract:**

This report makes a practical assessment of the accuracy of measuring the EE parameters, namely the operating values of current and voltage, based on the stream of instantaneous values of IEC 61850-9-2LE. The report shows the layout of the stand on which measurements were made for various values of current, voltage and frequency. The digital oscillator depRTU – U – 2ETX was used as a signal source. The report presents the obtained current values of current and voltage on the device depRTU-H-8SV, as well as the magnitude of the relative current and voltage deviations in% of the specified values. It gives practical recommendations on the organization of calculations.

## 19. Эксплуатация.ЦПС

### Переход на обслуживание по состоянию устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС

П.В.Кабанов, О.В.Кириенко  
ООО «ЭнергопромАвтоматизация»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Антипова Нина Михайловна

**Организация:** ООО «ЭнергопромАвтоматизация»

**Почтовый адрес:** 115114, г. Москва, Дербеневская наб., д. 11, корп. А, сектор 1, БЦ "Полларс, офис 306

**e-mail:** [antipova@epsa-spb.ru](mailto:antipova@epsa-spb.ru)

**тел.:** 8 (495) 663-36-42

**Ключевые слова:** общая информационная модель, СИМ, КИС, РЗА, АСУ ТП, средство измерения (СИ), системы автоматизации, стандарты МЭК, обслуживание по состоянию, техническое обслуживание и ремонт, ТОиР, программное обеспечение.

**Аннотация:**

В настоящее время все большее внимание уделяется повышению эффективности технического обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений, посредством перехода от системы фиксации действий персонала в бумажных журналах к системе выполнения должностных обязанностей по заданным алгоритмам с учетом оценки фактического состояния оборудования и хранением результатов в электронном виде. При переходе к цифровому представлению информации о техническом обслуживании целесообразно опираться на международные стандарты по хранению и обмену информацией. Наиболее универсальным средством для решения данного круга задач является группа стандартов, посвященная общей информационной модели (Common Information Model - СИМ) – МЭК 61968, МЭК 61970 и МЭК 62325.

В рамках НИОКР ПАО «ФСК ЕЭС» «Разработка системы автоматической диагностики и повышения эффективности обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС» компанией ООО «ЭнергопромАвтоматизация» в составе консорциума с АО «НТЦ ФСК ЕЭС» и ООО «Релематика» была разработана корпоративная система автоматической диагностики и повышения эффективности обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС (далее – ПТК «Эксплуатация»). Основной целью создания ПТК «Эксплуатация» является осуществление постепенного перехода от планового обслуживания к обслуживанию по состоянию.

Для реализации этой цели ПТК «Эксплуатация» выполняет автоматизацию процессов непрерывного, периодического и ситуационного мониторинга на основе данных об устройствах, а также собираемых на уровне ПС сигналов и осциллограмм.

В рамках процесса непрерывного мониторинга в ПТК «Эксплуатация» решаются следующие задачи:

- классификация диагностических сигналов;
- анализ диагностических сигналов;
- анализ измерительных трактов;
- анализ передачи данных по ЛВС ПС;
- формирование событий и оповещений персонала;
- формирование статистических данных.

В рамках процесса периодического мониторинга в ПТК «Эксплуатация» решаются задачи автоматизации бизнес-процессов ТОиР, которые ведутся эксплуатационным персоналом ПАО «ФСК ЕЭС», и накопления статистических данных.

В рамках процесса ситуационного мониторинга в ПТК «Эксплуатация» решаются следующие задачи:



## МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

– определение временных рамок технологического нарушения и перечня устройств, участвующих в нарушении;

- автоматический сбор и объединение осциллограмм в обобщенную осциллограмму;
- анализ правильности работы устройств РЗА;
- формирование событий и оповещений персонала;
- формирование статистических данных.

На основе совокупности данных, получаемых при решении задач непрерывного, периодического и ситуационного мониторинга ПТК «Эксплуатация» позволит в перспективе перейти на обслуживание по состоянию.

## Transition to service as RRA devices, APCS and substation measuring instruments

P.V. Kabanov, O.V. Kirienko  
EnergopromAvtomatizatsiya LLC  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Antipova Nina Mikhailovna

**Organization:** LLC EnergopromAvtomatization

**Postal address:** 115114, Moscow, Derbenevskaya emb., 11, bld. A, BC Pollars, office 306

**e-mail:** [antipova@epsa-spb.ru](mailto:antipova@epsa-spb.ru)

**tel.:** 8 (495) 663-36-42

**Key words:** general information model, CIM, CIS, RPA, APCS, measuring instrument (SI), automation systems, IEC standards, maintenance by condition, maintenance and repair, software

**Abstract:**

Currently, more attention is paid to improving the efficiency of maintenance of relay protection and automation devices, APCS and measuring instruments, by moving from fixing personnel actions in paper journals to the job performance system for given algorithms, taking into account the assessment of the actual equipment condition and storing the results in electronic. In the transition to a digital representation of information about maintenance, it is advisable to rely on international standards for storing and sharing information. The most universal means for solving this range of tasks is the group of standards dedicated to the Common Information Model (CIM) - IEC 61968, IEC 61970 and IEC 62325. As part of R & D of PJSC FGC UES «Development of an automated diagnostics system and improving the efficiency of maintenance of relay protection and automation devices, automated process control systems and measuring instruments substation» by EnergopromAvtomatizatsiya LLC as part of a consortium with STC FSK UES and LLC Relematika the system for automatic diagnostics and improving the efficiency of servicing the relay protection and automation devices, automated process control systems and measuring instruments of the substation (hereinafter referred to as the «Exploitation» hardware and software complex). The main purpose of creating a program-technical «Exploitation» is the implementation of a gradual transition from scheduled maintenance to maintenance as needed. To achieve this goal, the software and technical complex «Exploitation» automates the processes of continuous, periodic and situational monitoring based on data on devices, as well as signals and waveforms collected at the substation level. In the framework of the process of continuous monitoring, the following tasks are solved in the program-technical complex «Exploitation» such tasks are solved:

- classification of diagnostic signals;
- analysis of diagnostic signals;
- analysis of measurement paths;
- analysis of data transmission over LAN substation;
- formation of events and staff alerts;
- generation of statistical data. As part of the periodic monitoring process in the program-technical complex «Exploitation», the tasks of automating MRO business processes, which are carried out by the operating personnel of PJSC FGC UES, and accumulating statistical data are solved.

As part of the situational monitoring process in the complex «Exploitation» such tasks are solved:

- determination of the time frame of the technological violation and the list of devices involved in the violation;
- automatic collection and integration of waveforms into a generalized waveform;
- analysis of the correct operation of the relay protection devices;
- formation of events and staff alerts;
- formation of statistical data.



МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

On the basis of a set of data obtained in solving problems of continuous, periodic and situational monitoring of program-technical complex «Exploitation» will allow in the future to switch to maintenance on the current state.



## 20. Проектирование ЦПС

### Особенности проектирования системы РЗА при новом строительстве и реконструкции цифровых подстанций

А.В. Гурьев, Д.А. Несмеянов, И.Ю. Леонтьев  
ООО НПП «ЭКРА»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Гурьев Александр Вячеславович, Главный инженер проекта

**Организация:** ООО НПП «ЭКРА»

**Почтовый адрес:** Россия, 428020, Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, д. 3

**e-mail:** [guryev\\_av@ekra.ru](mailto:guryev_av@ekra.ru)

**тел.:** +7 (8352) 220-130 доб. 9022

**факс:** +7 (8352) 220-110

**Ключевые слова:** цифровая подстанция, проектирование, технические решения, выбор оборудования, архитектура ЛВС, вопросы надежности

**Аннотация:**

Одной из главных проблем проектирования цифровых подстанций (далее – ЦПС) в России является отсутствие отечественных нормативных документов в этой области. Не регламентированы такие важные аспекты как выбор оборудования, состав проектной документации, формат её представления, процесс согласования с конечным потребителем и многое другое. Фактически единственным документом, описывающим технологии «Цифровая подстанция», её оборудование и процесс проектирования на сегодняшний день является сам стандарт МЭК 61850. При этом указанный стандарт оставляет решение многих вопросов за проектировщиком и заказчиком. Приведем несколько примеров:

1. Выбор архитектуры локально-вычислительных сетей при построении технологических шин: разделение шины на три (SV, GOOSE, MMS), полное или частичное объединением (SV+GOOSE+MMS, SV+GOOSE, GOOSE+MMS), разделение шин РЗА и АИИСКУЭ и т.д.;

1. Выбор интерфейса подключения: ВОЛС или витая пара;
2. Выбор скорости передачи данных: 10, 100, 1000 Мбит/с;
3. Необходимость поддержки синхронизации по протоколу IEEE 1588-2008 PTP;
4. Необходимость резервирования по питанию;
5. Выбор протокола резервирования сети: PRP, RSTP, MRP и т.д.

Все эти и многие другие вопросы в каждом конкретном случае решаются индивидуально, в зависимости от вида работ (новое строительство, реконструкция), бюджета строительства, главной схемы, «глубины» цифровизации подстанции. При этом окончательное решение зачастую связано с необходимостью проведения натурных испытаний для подтверждения расчетов. Как правило, подобные испытания совмещаются с заводскими приемо-сдаточными с демонстрацией правильности выбора технических решений.

Кроме того, стандарт не регламентирует вопросы работы устройств в различных критических и аварийных ситуациях, например, поведение систем автоматизации в случае отказа отдельных устройств, сегментов ЛВС, сбоя синхронизации времени и т.д.

Отсутствие отечественной нормативной базы приводит к возникновению у проектировщика вопросов и другого характера:

- должны ли технические решения по цифровизации присоединений 110 кВ и выше применяться и для класса напряжения 6-35 кВ?

- каким образом организовать взаимодействие цифрового комплекса с традиционным?

- какие решения должны быть применены в части специализации?  
фических подсистем подстанции, например центральной сиг-

нализации?  
Все вышесказанное приводит в первую очередь к тому, что каждый из проектов ЦПС требует значительных трудозатрат.

В докладе рассмотрены вопросы проектирования комплекса релейной защиты и автоматики ЦПС, возникшие в рамках реализованных ООО НПП «ЭКРА» объектов.

## Peculiarities of relay protection system design at new construction and reconstruction of digital substations

A.V. Guryev, D.A. Nesmeyanov, I.Y. Leontyev  
EKRA RPE Ltd.  
Russia

### Contact:

**Full name:** Guryev Aleksandr Vyacheslavovich, Chief Project Engineer

**Organization:** EKRA RPE Ltd.

**Postal address:** 3, I. Yakovleva Prospect, Cheboksary, Russia, 428020

**e-mail:** [guryev\\_av@ekra.ru](mailto:guryev_av@ekra.ru)

**tel.:** +7 (8352) 220-130 ext. 9022

**fax:** +7 (8352) 220-110

**Key words:** digital substation, design, technical solutions, selection of equipment, LAN architecture, reliability issues

### Abstract:

One of the main problems of the design of digital substations (hereinafter referred to as DSS) in Russia is the absence of domestic regulatory documents in this area. Such important aspects as selection of equipment, the composition of the design documentation, the format of its presentation, the process of coordination with the end user and much more are not regulated. In fact, the only document describing the Digital Substation technology, its equipment and the design process today is the IEC 61850 standard. At the same time, this standard leaves many issues to be resolved by the designer and customer. Here are some examples:

1. The choice of local area network architecture for building process buses: splitting a bus into three (SV, GOOSE, MMS), full or partial integration (SV + GOOSE+MMS, SV+GOOSE, GOOSE+MMS), separation of relay protection and AIMSCE (automated information and measuring system of commercial energy metering buses), etc.;

1. Selection of the connection interface: FOCL or twisted pair;
2. Selection of the data rate: 10, 100, 1000 Mbit/s;
3. The necessity of synchronization support via IEEE 1588-2008 PTP;
4. The necessity of power supply redundancy;
5. Selection of network redundancy protocol: PRP, RSTP, MRP, etc.

All these and many other issues in each specific case are solved individually, depending on the type of work (new construction, reconstruction), construction budget, main scheme, “depth” of the substation digitalization. In this case, the final decision is often associated with the need for field tests to confirm the calculations. As a rule, such tests are combined with factory acceptance tests with a demonstration of the correct choice of technical solutions.

In addition, the standard does not regulate the operation of devices in various critical and emergency situations, for example, the behavior of automation systems in case of failure of individual devices, LAN segments, time synchronization failure, etc.

The lack of a domestic regulatory framework causes other issues a designer has:

1. Should technical solutions on the “digitalization” of 110 kV and above bays be applied for a voltage class of 6–35 kV?

2. How to organize the interaction of the digital system with the traditional system?

3. What solutions should be applied to specific substation subsystems, such as central signaling?

All of the above leads primarily to the fact that each of the DSS projects requires significant labor costs.

The report addressed the design of a DSS relay protection and automation system, which arose in the framework of the facilities implemented by EKRA.



МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

## **SOLID принципы и проектирование ЦПС**

П.Г. Варганов, Н.В. Паршиков, А.Н. Донской, Д.А. Удиков  
ООО«НИЦЧЭАЗ»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Удиков Дмитрий Александрович, Начальник бюро УНИОКР РЗА

**Организация:** ООО«НИЦ ЧЭАЗ»

**Почтовый адрес:** 428020, г.Чебоксары, пр. И. Яковлева, 5

**e-mail:** [d.udikov@cheaz.ru](mailto:d.udikov@cheaz.ru)

**тел.:** +7(8352) 39-50-38

**Ключевые слова:** МЭК 61850, ЦПС, ООП, SOLID, проектирование

**Аннотация:**

До появления стандарта IEC 61850 не существовало единого подхода, алгоритма, способа работы с такими механизмами как:

- настройка и выбор уставок;
- работа с событиями;
- ведение журнала;
- общая модель данных.

Разработка проекта, а тем более введение ЦПС в эксплуатацию, требовали очень высокой компетенции участников процесса. Не обходилось без многократных правок и изменений проекта, кабельных журналов и другой проектной документации. На этапе разработки часто не хватало информации о проприетарных алгоритмах работы устройств РЗА с вышеперечисленными механизмами, при этом все тяготы приходились как на разработчика АСУ ТП, так и особенно на наладчика (этап пуско-наладочных работ).

С появлением стандарта МЭК 61850 ситуация должна была принципиально измениться. Читая страницы стандарта, начинаешь понимать – вот он, тот самый Грааль, который все искали. Действительно, стандарт детально проработан, он очень строго следует всем принципам объектно-ориентированного программирования (ООП) и имеет достаточные возможности расширения. За счет применения таких принципов ООП, как наследование и полиморфизм, у различных производителей не должно быть проблем совместимости.

Но что мы видим на практике? Думается, ни один нынешний проект «Цифровой подстанции» не выглядит таким беспроблемным, как это предполагалось в стандарте (особенно при использовании оборудования разных производителей). При наличии большого количества инструментов для проектирования ЦПС в ряде случаев ещё сохраняется необходимость ручной правки SCL-файлов. Чтобы облегчить процесс, каждому производителю интеллектуальных устройств (IED) приходится разрабатывать свои инструменты для их конфигурирования.

Как было упомянуто выше, стандарт использует объектную модель данных и ориентируется на основные принципы ООП, наиболее важные из которых известны как SOLID (Single responsibility, Open-closed, Liskov substitution, Interface segregation и Dependency inversion). На наш взгляд, одной из причин несовместимости между различными производителями является нарушение одного из принципов SOLID, а именно – принципа подстановки Барбары Лисков (The Liskov Substitution Principle), которому можно дать краткое описание: «Функции, использующие базовый тип, должны иметь возможность использовать подтипы базового типа, не зная об этом» (Роберт С. Мартин).

Проблема заключается в том, что стандарт позволяет разработчикам использовать различные расширения. Так, расширяя свои модели элементами <Private/>, производители добавляют функционал, который может нарушить данный принцип. Например, если внести в Private элементы информацию о формировании или использовании подписки на GOOSE или SV, то другие производители не смогут работать с таким «расширенным» типом. Но функционал базового типа не должен изменяться подтипами! Private-элементы

должны расширять функционал, а не изменять его. Это еще один из принципов SOLID – принцип открытости/закрытости (The Open Closed Principle), который гласит: «программные сущности (классы, модули, функции и т. п.) должны быть открыты для расширения, но закрыты для изменения».

Описанная проблема актуальна для нас, поскольку группа компаний «ЧЭАЗ» является разработчиком не только оборудования для ЦПС (широкого ассортимента шкафов и терминалов серии БЭМП), но также инструментов проектирования, в том числе уровня подстанции («CHEAZ IED Configuration Tool», «CHEAZ Substation Configuration Tool»). В рамках работ по теме ЦПС мы сталкиваемся с необходимостью интеграции устройств разных производителей.

Если производители будут придерживаться основных принципов ООП и SOLID, то проблем совместимости станет значительно меньше, и процесс проектирования станет действительно бесшовным.

## SOLID principles and digital substation design

P. G. Varganov, N.V. Parshikov, A.N. Donskoy, D.A. Udikov  
Scientific Research Center CHEAZ  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Udikov Dmitriy Aleksandrovich

**Organization:** Scientific Research Center CHEAZ

**Postal address:** 428020, Cheboksary, prospekt I. Yakovleva, 5

**e-mail:** [d.udikov@cheaz.ru](mailto:d.udikov@cheaz.ru)

**tel.:** +7(8352) 39-50-38

**Key words:** IEC 61850, Digital substation, OOP, SOLID

**Abstract:**

Before the advent of the IEC 61850 standard, there was no single approach, algorithm, way of working with such mechanisms as:

- Setting and selection of settings
- Work with events
- Journaling;
- Common Data Model.

Development of the project requires of a very high competence of the process participants.

Not without multiple edits and changes to the project, cable journals and other project documentation.

At the development stage, often, there was not enough information about proprietary algorithms for working with the above mechanisms and all the difficulties passed both on the developer of the automated process control system, and especially on the setup men (commissioning works phase).

With the IEC 61850 standard, the situation should have changed a lot. When reading the pages of the standard, you begin to understand - here it is, the Grail that everyone was looking for. Indeed, the standard has been worked out in detail, and it follows all the principles of object-oriented programming, and has incredible extensibility possibilities. And due to such principles as inheritance and polymorphism, different manufacturers should not have compatibility problems.

But what do we see in practice? I think no one modern project of "Digital Substation" does not look as trouble free as described by the standard (especially when using equipment from different manufacturers). With a large number of tools for designing digital substation, in some cases, there is still a need to manually edit the SCL files. To facilitate the process, each IED device manufacturer has to develop its own configuration tools.

As mentioned above, the standard uses an object data model and focuses on the fundamentals of OOP, the most important of which are known as SOLID (Single responsibility, Open-closed, Liskov substitution, Interface segregation и Dependency inversion). In our opinion, one of the reasons for incompatibility between different manufacturers is the violation of one of the SOLID principles – The Liskov Substitution Principle. This principle has a complex mathematical definition that can be replaced by: «Subtypes must be substitutable for their base types» (Robert C. Martin).

The problem is that the standard allows developers to use various extensions. So, expanding their models with <Private /> elements, manufacturers add functionality that may violate this principle. For example, if you add information about use of a GOOSE or SV subscription to private elements, then other developers cannot work with this “extended” type. The functionality of the base type should not be changed by subtypes! Private-elements should extend functionality, not change it. This is another of the principles SOLID – The Open Closed Principle, which reads: «software entities (classes, modules, functions, etc.) should be open for extension, but closed for modification».

The described problem is relevant for us, since the CHEAZ group of companies is a developer of not only equipment for digital substation (a wide range of equipment and IEDs of the BEMP series), but also configuration tools, including substation level («CHEAZ IED Configuration Tool», «CHEAZ Substation Configuration Tool»). As part of the work on the digital substation, we are faced with the need to integrate devices from different manufacturers.

If manufacturers follow the basic principles of OOP and SOLID, then compatibility issues will become significantly less and the design process will become truly seamless.



## 21. Стандарт IEC 61850. Конфигурирование

### Применение стандарта IEC 61850 при конфигурировании терминалов релейной защиты для цифровых подстанций

Д.В. Блинов  
ООО «РЕЛЕМАТИКА»  
Россия, г. Чебоксары

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Блинов Дмитрий Викторович

**Организация:** ООО «РЕЛЕМАТИКА»

**Почтовый адрес:** 428020, Республика Чувашия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, дом 1  
**e-mail:** [blinov\\_dv@relematika.ru](mailto:blinov_dv@relematika.ru) **тел.:** (8352) 24-06-50 доб. 3073

**факс:** (8352) 24-02-43

**Ключевые слова:** Цифровая подстанция, GOOSE

**Аннотация:**

Одним из направлений применения цифровых технологий на подстанциях является замена, как правило, дискретных связей между устройствами РЗА и ПА, первичным коммутационным и силовым оборудованием, которые выполнялась при помощи контрольных кабелей на цифровой обмен с использованием стандарта IEC 61850-8-1 GOOSE. Использование данного стандарта позволяет реализовать постоянную диагностику соединения между устройствами, контролировать время доставки сообщений и тем самым повысить надежность системы РЗА. Однако механизмы обмена GOOSE-сообщениями, описанные в тексте, стандарта IEC 61850, дают лишь общие алгоритмы обработки приема и передачи сообщений, которые могут по-разному трактоваться различными производителями. Кроме того, в стандарте не рассматриваются вопросы дублирования источника сигналов и поведения системы РЗА при отказах в передаче сигналов по GOOSE сообщениям. Целью настоящего доклада является описание наиболее значимых проблем, возникающих при реализации обмена GOOSE-сообщениями в устройствах РЗА и практические решения этих проблем на оборудовании ООО «Релематика».

Использование GOOSE сообщений дает преимущества перед применением классических связей между устройствами РЗА. GOOSE сообщения рассматриваются для «цифровизации» первичного оборудования, расположенного на ОРУ: коммутационных аппаратов, приводов РПН, сбора технологической информации с силовых трансформаторов и пр. Использование широковещательных рассылок вводит понятие источника GOOSE сообщения (терминал, которые отправляет свои сигналы в одном или нескольких сообщениях) и приемников GOOSE сообщения (терминалы, которые получают и обрабатывают сигналы из сообщений). Однако, на сегодняшний день, поведение источников и приемников GOOSE сообщений не достаточно точно определено в стандарте. Кроме того, сигналы, передаваемые в GOOSE сообщениях, могут иметь различный характер, степень важности, количество источников.

В докладе рассматривается поведение источников GOOSE сообщений, которое в основном закладывается из определения времени жизни (TAL) GOOSE сообщения. Данный параметр определяет достоверность данных в этом сообщении для приемников, однако для разных сигналов на подстанции он может быть разным. В этом плане необходимо правильно классифицировать отправляемые сигналы.

Также в докладе рассматриваются вопросы настройки параметров приемников GOOSE сообщений. Приемникам присуще более сложное поведение, которое должно обрабатывать различные ситуации:

- потерю одного GOOSE сообщения;
- длительную потерю GOOSE сообщений;
- наличие дублирующего источника дискретного сигнала и значение его сигналов;
- противоположное значение сигнала между двумя дублирующими источниками.

Различное поведение может быть также обусловлено характером самого сигнала:

- сигналы, значение которых может быть как установленное, так и сброшенное (положение выключателя, разъединителя)
- сигналы, имеющие длительно сброшенное значение и устанавливающиеся только в аварийных ситуациях;
- сигналы, имеющие длительно установленное значение и сбрасываемые только в определенных ситуациях;

Для каждого вопроса с обменом данными, рассмотренного в докладе, предлагается его практическое решение, реализованное ООО «Релематика» и апробированное на конкретных проектах.

Представленный доклад наглядно иллюстрирует высокую важность реализации надежных и глубоких алгоритмов обработки GOOSE-сообщений между устройствами РЗА, как фундамента обеспечивающего надежную и безаварийную работу цифровой подстанции. Подчеркивает важность учета особенностей работы различных типов источников и приемников GOOSE-сообщений для обеспечения основного преимущества цифрового обмена данными - ранней диагностики нарушений в работе оборудования РЗА и каналов передачи данных. В докладе приводятся технические решения, обеспечивающие надежную работы ЦПС при обработке внештатных ситуаций, за счет использования возможностей резервирования и грамотного управления обменом данными между оборудованием до восстановления работоспособности всех компонентов ЦПС.

## Application of IEC 61850 standard for configuring relay protection terminals for Digital Substations

D.V. Blinov  
RELEMATIKA LLC  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Blinov Dmitry Viktorovich

**Organization:** RELEMATIKA, LLC

**Postal address:** 428020, Chuvash Republic, Cheboksary, etc. Yakovleva, House 1

**e-mail:** [blinov\\_dv@relematika.ru](mailto:blinov_dv@relematika.ru)

**tel.:** +7 8352 240650

**Key words:** Digital Substation, GOOSE

**Abstract:**

One of the areas of application of digital technologies at substations is the replacement, as a rule, of discrete connections between the relay protection devices, primary switching and power equipment. Control cables are replaced with digital exchange using the standard IEC 61850-8-1 GOOSE. The use of this standard allows realizing permanent diagnostics of the connection between devices, controlling the time of message delivery and thereby increasing the reliability of the relay protection system. However, the mechanisms for the exchange of GOOSE messages, described in the text of the IEC 61850 standard, provide only general processing algorithms for receiving and transmitting messages, which can be interpreted differently by different manufacturers. In addition, the standard does not address the issues of duplication of the source of signals and the behavior of the relay protection system in case of failure of GOOSE messages. The purpose of this report is to describe the most significant problems arising in the implementation of the exchange of GOOSE messages in the relay protection and automation devices and practical solutions to these problems on the equipment of Relematika.

The use of GOOSE messages offers advantages over the use of classic links between relay protection devices. GOOSE messages are considered for “digitalization” of primary equipment located on the switchgear: switching devices, on-load tap-changer drives, collecting technological information from power transformers, etc. The use of broadcasts introduces the concept of a source of GOOSE messages (a terminal that sends its signals in one or several messages) and GOOSE message receivers (terminals that receive and process signals from messages). However, to date, the behavior of sources and receivers of GOOSE messages is not precisely defined in the standard. In addition, the signals transmitted in the GOOSE messages may have a different character, degree of importance, number of sources.

The report discusses the behavior of sources of GOOSE messages, which is mainly based on the definition of the lifetime (TAL) of the GOOSE message. This parameter determines the reliability of the data in this message for the receivers, however, it may be different for different signals at the substation. In this regard, it is necessary to properly classify the signals sent.

The report also addresses the issues of setting parameters for GOOSE message receivers. Receivers have more complex behavior that should handle different situations:

- loss of one GOOSE message;
- lasting loss of GOOSE messages;
- the presence of a backup source of a discrete signal and the value of its signals;
- the opposite value of the signal between two duplicate sources.

Different behaviors may also be due to the nature of the signal itself:

- signals, the value of which can be both set and reset (the position of the switch, disconnecter)
- Signals that have a long-reset value and are set only in emergency situations;
- signals that have a long-established value and are reset only in certain situations;

For each question with data exchange, discussed in the report, its practical solution is proposed, implemented by Relematika and tested on specific projects.

The presented report vividly illustrates the high importance of implementing reliable and deep algorithms for processing GOOSE messages between relay protection devices, as the foundation for ensuring reliable and trouble-free operation of a digital substation. Emphasizes the importance of taking into account the peculiarities of the work of various types of sources and receivers of GOOSE messages in order to ensure the main advantage of digital data exchange - early diagnosis of disturbances in the operation of relay protection equipment and data transmission channels. The report provides technical solutions to ensure reliable operation of the digital substation when handling emergency situations, by using the redundancy capabilities and competent control of data exchange between the equipment until the operation of all digital substation components is restored.

## 22. Цифровизация

### Цифровой двойник для распределительных электрических сетей

Е.В. Никитина  
ООО «Сименс»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Никитина Елена, Главный инженер по сбыту департамента «Управление электроэнергией»

**Организация:** ООО «Сименс»

**Почтовый адрес:** 115093, Москва, ул. Дубининская, 96

**e-mail:** [elena.nikitina@siemens.com](mailto:elena.nikitina@siemens.com)

**тел.:** +7 916 814 3749

**Ключевые слова:** цифровой двойник, ODMS, PSS SINCAL, ГИС

**Аннотация:**

В типовой энергокомпании существует только одна физическая электрическая сеть, однако у этой электрической сети есть десятки представлений в различных подразделениях. Каждая модель используется для разных целей и в разных программных обеспечениях (например, для проведения расчетов сети, диспетчеризации, управления активами, в системе учета и т.д.). Несоответствия данных в разных подразделениях могут приводить к неточностям общей модели сети, неоптимальной производительности системы и чрезмерному ручному труду по актуализации данных моделей.

Энергокомпании в настоящее время прикладывают много усилий, чтобы обеспечить постоянную синхронизацию моделей. И они вкладывают много усилий, чтобы обеспечить легкий обмен данными между этими системами, в том числе с соседними энергокомпаниями.

В отрасли существует несколько факторов, которые делают эту проблему все более сложной / дорогостоящей для решения с помощью ручного труда.

Цифровой двойник – это связующее звено, которое объединяет все данные в современной энергокомпании. Он автоматически обеспечивает синхронизацию данных, таким образом, что одна цифровая модель соответствует одной физической электрической сети.

Ниже приведены преимущества использования цифрового двойника:

- Повышение точности и согласованности модели (единого источника информации) для проведения расчетов и эксплуатации
  - Снижение вероятности серьезных эксплуатационных / плановых ошибок, вызванных некорректными данными в модели.
  - Отслеживание изменений модели с возможностью воссоздания случаев после изменений («контрольный журнал»)
  - Возможность взаимодействия с ключевыми источниками данных и функциями, например, системой управления активами, ГИС.
- Повышение эффективности и оптимизация процессов в планировании и эксплуатации
- Устранение существующих дублирующих процессов (совместное использование модели сети при планировании и эксплуатации)
  - Автоматизация процессов (например, автоматическое построение модели распределительной сети)
  - Унифицированный процесс моделирования и управления данными для различных функций
  - Обеспечение более простой интеграции подсистем в будущем и увеличение общей цифровизации компании;
  - Более эффективное использование ресурсов сети (эксплуатация ближе к фазовым предельным значениям)
  - Адаптивные уставки релейной защиты



## МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

• Управление производительностью активов (благодаря связи топологии, оперативной информации и данных об активах сети)

- Избежание/отсрочка необходимости усиления сети
- Моделирование в режиме реального времени, например, предотвращение отключения электроэнергии посредством динамической оценки и оценки безопасности защиты, прогноз на день вперед

В ходе доклада будут представлены решения для цифрового двойника распределительной сети с примерами реализации рассмотренных решений.

## Digital twin for electrical networks

E.V. Nikitina  
LLC Siemens  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Nikitina Elena, Leading sales engineer

**Organization:** LLC Siemens

**Postal address:** ul. Dubininskaja 96, 115093 Moscow, Russia

**e-mail:** [elena.nikitina@siemens.com](mailto:elena.nikitina@siemens.com)

**tel.:** +7 916 814 3749

**Key words:** digital twin, ODMS, PSS SINCAL, GIS

**Abstract:**

There is only one physical power grid, but a typical utility has dozens of different digital models of their grid. Each model is used for a different purpose & by a different software system (e.g. system planning, control room / operations, protection, asset management, metering, etc.). Inconsistencies in model data across these domains result in model inaccuracies, sub-optimal system performance, possible regulatory violations, and excessive manual labor.

Utilities currently spend a lot of manual effort to ensure that these data models remain synchronized on a daily basis. And they spend a lot of effort to ensure that data can easily be exchanged between these systems – including with neighboring utilities.

There are several drivers in the industry which are causing this problem to be more and more complex / expensive to solve with manual labor & approaches.

A Digital Twin is the digital thread that weaves together all of the data in a modern utility. It automatically ensures data is synchronized – giving the impression of one digital model to match the one physical grid. Data exchange between and within individual utility domains + software systems is seamless.

Advantages of a Digital twin are presented below:

▪ *Improved model accuracy and consistence (single source of information) for development and operation*

Reduced likelihood of serious operating/planning errors stemming from bad models

- Tracking of model changes with ability to recreate cases after changes ("audit trail")
- Extensibility to interface with key data sources and functions, e.g., Asset Management, GIS
- *Improved efficiency and process optimization in planning and operations.*
- Eliminate existing duplicate processes (co-use core system model in planning and operations)
- Facilitate automation (e.g., automatic distribution model build with -90% effort saving)
- Unified modeling process and data governance across different functions
- *Pre-requisite for advanced benefits and future digitalization use cases with advanced analytics, e.g.:*
- Higher grid utilization (ability to operate closer to the physical limit)
- Adaptive relay settings
- Asset performance management (linking topology, operational and asset data)
- Avoidance/postponement of reinforcements
- Real-time simulations e.g., blackout prevention via dynamic and protection security assessment, day ahead

forecast

In the presentation real cases for digital twin in distribution network will be presented.



МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА



## От автоматизированной электроэнергетики к интернету энергии

В.А. Наумов, к.т.н., В.А. Матисон, к.т.н.

ООО НПП «ЭКРА»

Российская Федерация

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Матисон Владимир Арнольдович

**Организация:** ООО НПП «ЭКРА»

**Почтовый адрес:** 428020, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева,

**e-mail:** [matison\\_va@ekra.ru](mailto:matison_va@ekra.ru)

**тел.:** моб. +7 917 650 05 53, офис +7 8352 22-01-10, 22-01-30 доп. 9044

**факс:** +7 8352 22-01-10, 22-01-30

**Ключевые слова:** цифровая электрическая сеть, интернет энергии, цифровые технологии, кибер-физическая система, информационная безопасность

**Аннотация:**

Цифровая трансформация электросетевого комплекса – эволюционный процесс в ходе которого должны быть учтены технические и регуляторные ограничения. Первым шагом такой трансформации должно стать формирование инфраструктуры интернета энергии (IoE), в рамках которой будут функционировать новые цифровые технологии, обеспечивающие существенное повышение эффективности и надёжности работы цифровой электрической сети с минимальными транзакционными издержками в интересах всех участников бизнес-процессов в электросетевом комплексе. Вместе с новой нормативной базой такая инфраструктура станут основой развития новых востребованных рынком доверенных сервисов и процессов IoE.

Цифровизация электросетевого комплекса (ЭСК) - необходимый для обеспечений эффективности и надёжности передачи и распределения электроэнергии (ЭЭ) ответ на современные вызовы, основные среди которых интенсивное внедрение средств распределённой генерации (ВИЭ, накопителей ЭЭ), мультиагентное взаимодействие на всех уровнях технологических и бизнес-процессов, рост интеллектуализации систем управления и диагностики первичного оборудования. Как указывается в концепции «Цифровая трансформация 2030» ПАО «РОССЕТИ», ответ на эти вызовы возможен только при широком автоматическом и автоматизированном управлении на всех уровнях управления – от электросетевого предприятия до режимов работы конечных потребителей. Такое управление подразумевает применение современных цифровых технологий –BigData, интеллектуальный учет ЭЭ и управление потреблением, SCADA с функциями искусственного интеллекта и многие другие. Важнее место среди них занимает промышленный интернет вещей IoT, являющийся основой межмашинного автоматического взаимодействия устройств и систем M2M, а также платформой для участия в процессах операторов или потребителей ЭЭ - H2M и H2H. С учетом специфики ЭСК такой IoT правильнее называть интернетом энергии (IoE), который совместно с самой электрической сетью (ЭС) образует кибер-физическую систему.

Существуют различные взгляды на формирование такой кибер-физической системы, общим для которых является платформенно-процессный подход. В то же время далеко не всегда учитываются ограничения, накладываемые законами функционирования ЭС, являющейся технологическим интегратором этой системы, осуществляющим передачу потоков ЭЭ. Не менее важным является необходимость учета того, что цифровая ЭС создается не на голом месте, а на основе существующей вертикально организованного и в значительной мере автоматизированного ЭСК. Поэтому переход к цифровой ЭС возможен только эволюционным путем, прямо оговоренным в концепции «Цифровая трансформация 2030» ПАО «РОССЕТИ».

В ходе этого перехода будут определены комбинация новых и сохраняемых технологических и бизнес-процессов в ЭСК, изменения ролей участников этих процессов и расположение центров ответственности, средства и методы гарантирования информационной безопасности сформированной кибер-физической си-

стемы. Одновременно должно быть сохранено технологическое единство ЭС с одновременным улучшением ее наблюда-

емости и управляемости на основе:

- применения универсальных гибких масштабируемых технических решений, позволяющих реализовать самоподобность сети на всех уровнях технологического процесса от приема ЭЭ от всех имеющихся в ЭС источников до распределения ее по конечным потребителям;
- использования открытых стандартов и протоколов, обеспечивающих применения решений различных поставщиков;
- учета регуляторных ограничений или формирования и согласования предложений по изменению этих ограничений.

С учетом этого в качестве первого шага цифровой эволюции ЭСК предлагается сформировать на базе действующей электрической сети иерархическую инфраструктуру цифровой ЭС, объединяющую постоянно расширяющиеся интеллектуальные функции традиционные системы и новые средства IoE, в рамках которой будут функционировать все выше перечисленные технологии. Ограниченное количество контролируемых входов этой инфраструктуру облегчит обеспечение информационной безопасности на начальном этапе цифровой трансформации ЭСК. Опыт ООО НПП «ЭКРА» по разработке и внедрению технических решений для цифровой электроэнергетики, в том числе представленный в других докладах сотрудников компании в рамках настоящей Конференции, подтверждает эффективность такого подхода.

Интеграция технологий и данных в новой цифровой ЭС, повышение на этой основе интеллектуализации традиционных систем и применение базовых решений IoE позволит обеспечить высокую эффективность и надёжность работы этой сети с минимальными транзакционными издержками в интересах всех участников бизнес-процессов ЭСК. Системные принципы и правила функционирования ЭС, закреплённые в новой системе нормативно-правовых и нормативно-технических документов станут основой развития на созданной инфраструктуре новых востребованных рынком доверенных сервисов и процессов IoE и дальнейшего совершенствования самой инфраструктуры.

**Step by step to the Internet of energy of IoE (evolutionary approach to digitalization of power industry)**

V. A. Naumov, PhD, V. A. Matison, PhD  
RPE EKRA, Ltd.  
Russian Federation

**Contact:**

**Full name:** Vladimir Arnoldovich Matison

**Organization:** RPE EKRA, Ltd.

**Postal address:** 428020, Cheboksary, I. Yakovlev Ave., 3

**e-mail:** [matison\\_va@ekra.ru](mailto:matison_va@ekra.ru)

**tel.:** mob. 7 917 650 05 53, office 7 8352 22-01-10, 22-01-30 ext. 9044

**fax:** 7 8352 22-01-10, 22-01-30

**Key words:** digital electrical network, Internet of energy, digital technologies, cyber-physical system, cybersecurity

**Abstract:**

Digital transformation of a power grid – evolutionary process during which technical and regulatory restrictions have to be considered. Formation of infrastructure of the Internet of energy (IoE) within which the new digital technologies providing significant increase in efficiency and reliability of work of a digital electrical network with the minimum transaction expenses for the benefit of all participants of business processes in a power grid complex will function has to become the first step of such transformation. Together with the new regulatory base, such infrastructure will become a basis of development of the demanded by the market new trusted services and processes of IoE.

Digitalization of a power grid complex (PGC) - the answer to modern challenge, necessary for ensuring transfer and power distribution efficiency and reliability. The main among it is intensive penetration of the distributed generation (RES, stores EE), multiagent interaction at all technological and business processes levels, growth of intellectualization of control systems and diagnostics of primary equipment. As the PJSC ROSSETI concept "Digital transformation of 2030" is specified, the answer to these challenges is possible only at wide using automatic and automated control at all levels – from the power grid enterprise to end users operating modes. Such control means use of modern digital technologies – BigData, smart metering and demand respond, SCADA with artificial intelligence functions and many others. Important place among them is taken by the Industrial Internet of Things IIoT, which is a basis of intermachines and intersystems automatic interaction M2M and the platform for operators or consumers participation in processes - H2M and H2H. Taking into account PGC specifics such IIoT is more correct to call the Internet of Energy (IoE) which together with the most power grid (PG) forms a cyber-physical system.

There are different views on formation of such cyber-physical system, the common among which is platform and process approach. At the same time there are not always considered the restrictions imposed by laws of functioning PG, which is power transfer technological integrator of this system. In addition, it is not less important to take into account the fact that digital PG is not starting from scratch, but based on existing vertically organized and the considerably automated PGC. So transition to digital PG is possible only in the evolutionary way, which is directly stipulated in the PJSC ROSSETI concept «Digital transformation of 2030».

During this transition it will be defined a combination new and kept technological and business processes in PGC, changes of roles of these processes participants and location of the responsibility centers, means and methods of the created cyber-physical system information security guaranteeing . At the same time, it must be kept the technological unity of PG and simultaneous improvement of its observability and controllability on a basis:

- uses of the universal flexible scalable technical solutions allowing to implement self-similitude of network at all levels of technological process from power reception from the all sources which are available in PG up to distribution power to end users;
- uses of the open standards and protocols providing the different suppliers solutions applications;

- taking into account the regulatory restrictions or forming and approval of sentences on change of these restrictions.

Taking this into account as the first step of digital evolution of PGC it is proposed to create on the basis of the contemporary electrical grid the hierarchical infrastructure of digital PG uniting the constantly expanding the intellectual functions traditional systems and new IoE means within which the listed technologies will function. The limited quantity of the controlled infrastructure gates will facilitate ensuring of cybersecurity at the initial stage of digital transformation of PGC. The NPP EKRA, Ltd experience on development and deployment of technical solutions for digital power industry, including presented in other reports of the company staff within the Conference, confirms efficiency of such approach.

Integration of technologies and data in new digital PG, increase on this basis the traditional systems intellectualization and the basic solutions IoE application will allow providing high performance and reliability of PG performance with the minimum transaction expenses for the benefit of all PGC business processes participants. The system principles and rules of functioning of PG, which will be fixed in the new system of legal and technical documents will become basis for development demanded by the market the new trusted services and processes of IoE on the created new infrastructure and further improvement of this infrastructure.

## **Архитектура Интернета энергии (IDEA): новый подход к построению трансакционной энергетики**

И.С. Чаусов, Д.В. Холкин, И.А. Бурдин  
Инфраструктурный центр EnergyNet (Фонд «ЦСР Северо-Запад»)  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Чаусов Игорь Сергеевич

**Организация:** Инфраструктурный центр EnergyNet (Фонд «ЦСР Северо-Запад»)

**Почтовый адрес:** 121069, Россия, Москва, ул. Большая Никитская, 43

**e-mail:** [igorchausov@gmail.com](mailto:igorchausov@gmail.com)

**тел.:** +79032585152

**Ключевые слова:** архитектура энергетики, Интернет энергии, трансакционная энергетика, микрогрид, Интернет вещей, первичное регулирование, распределенная энергетика, управление спросом, энергетические сервисы

**Аннотация:**

Электроэнергетические системы, построенные по традиционной, централизованной архитектуре, к настоящему моменту практически полностью исчерпали свой ресурс эффективности. На них оказывают существенное давление новые вызовы времени: быстрое изменение характера спроса потребителей, рост издержек и снижение собственной экономической эффективности, энергетический переход, необходимость эффективной электрификации и освоения новых территорий. Для ответа на эти вызовы требуется новая архитектура электроэнергетических систем — архитектура Интернета энергии (IDEA - Internet of Distributed Energy Architecture). Снятие трансакционных издержек — ключевая задача новой архитектуры, поэтому она должна обладать тремя ключевыми свойствами: должна быть трансакционной и поддерживать многочисленные быстрые трансакции между пользователями, интеллектуальной, то есть поддерживать plug&play присоединение к контурам управления, и быть устойчивой и гибкой, поддерживая plug&play присоединение к электрическим сетям с поддержанием устойчивости системы. Интернет энергии — архитектура распределенной энергетики, отвечающая этим требованиям — это такая децентрализованная электроэнергетическая система, в которой реализовано интеллектуальное распределенное управление, осуществляемое за счет энергетических трансакций между ее пользователями. Энергетическая трансакция — акт технического и экономического взаимодействия между пользователями и их оборудованием, при котором осуществляется согласованное управление параметрами работы этого оборудования, за счет чего один из пользователей приобретает некоторое полезное качество, ценность, а другой пользователь получает оплату за эту ценность. Энергетическая трансакция представляет собой единство трех взаимодействий между пользователями и их оборудованием: финансово-договорного, информационной управляющего и физического, электрического. IDEA строится на объединении трех систем:

- системы формирования, контроля исполнения и оплаты смарт-контрактов Transactive energy (TE);
- системы межмашинного взаимодействия и обмена управляющими воздействиями между энергетическими ячейками и энергетическим оборудованием Internet of Things (IoT);
- системы режимного управления, поддержания баланса мощности и обеспечения статической и динамической устойчивости энергосистемы Neural Grid (NG).

## Internet of Distributed Energy Architecture (IDEA): new approach on transactive energy

I. Chausov, D. Kholkin, I. Burdin  
Infrastructural Center EnergyNet (CSR North-West Foundation)  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Chausov Igor

**Company:** Infrastructural Center EnergyNet (CSR North-West Foundation)

**Postal address:** 121069, Russia, Moscow, Bolshaya Nikitskaya street, 43

**e-mail:** [igorchausov@gmail.com](mailto:igorchausov@gmail.com)

**tel.:** +79032585152

**Key words:** power systems architecture, Internet of Distributed Energy, transactive energy, microgrid, Internet of Things, primary regulation, remote microgrid, distributed energy sources, demand response, energy services

**Abstract:**

Conventional centralized architecture of power grids and power industry in the whole has exhausted to a considerable degree its potential of effectiveness. In the context of challenges that emerge for power industry on a global scale, its outdated architecture can no longer be considered capable of addressing these challenges effectively.

The most distinctive challenges that power industry faces in its development are:

changes in the nature of consumer demand, namely increasing its diversity and moving to so-called “digital demand”;

the decrease in efficiency due to low utilization of existing grid and generating capacities and increasing operating costs of power systems;

“Energy transition” (decarbonization, decentralization, digitalization): rapid spread of renewables, DER (distributed energy resources), new business models and services based on digital technologies;

development of uninhabited and underdeveloped territories: remote and isolated areas require effective power supply.

The power grid based on new architecture will become:

**Transactional:** Economic interactions between users should be based on peer-to-peer-transactions that allow implementation of wide range of services that provide users with customized values. Within this paradigm the users can play various roles.

**Smart:** Simplicity of integration (plug&play) of power equipment into the loops of automated control of various services.

**Sustainable and flexible:** physical connection of equipment units with the grid should be established in a convenient and user-friendly way using plug&play technologies to ensure static and dynamic stability of the system where large number of devices and equipment units influence each other. Users integrate into the system through specific interfaces and become participants of new services and business models.

They can carry out transactions that will lead to optimal and coordinated work of power equipment while the sustainability of power system is ensured. The Internet of distributed energy represents a decentralized power grid where smart distributed control is performed through energy transactions among users of the system.

The Internet of distributed energy represents a System of Systems which is composed of three integrated platforms:

**Transactive Energy (TE):** a system where smart contracts are composed, implemented and paid;

**Internet of Things (IoT):** a system of machine-to-machine interaction and exchange of control actions between power cells and power equipment;

**Neural Grid (NG):** a system that provides mode control, power balance maintenance, and ensures the static and dynamic stability of the power grid.

**АО «РАСУ» - интегратор в контуре ГК «Росатом» по направлениям бизнесов  
«АСУ ТП», «Электротехника» и «Цифровая энергетика»**

Р.В. Неуступкин  
АО «РАСУ»  
Российская Федерация

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Неуступкин Роман Вячеславович, советник директора филиала АО «РАСУ» - «РЭТ»

**Организация:** АО «РАСУ»

**Почтовый адрес:** 109507, Москва, ул. Ферганская, 25

**e-mail:** [RVNeustupkin@rasu.ru](mailto:RVNeustupkin@rasu.ru)

**тел.:** +7 495 933-43-40 (689)

**Ключевые слова:** цифровая энергетика, нормативная база, ЦПС, рынки

**Аннотация:**

На сегодняшний день, вся электроэнергетика сильно зарегулирована и без активного участия государства и согласованных действий профессионального сообщества невозможно сформировать новые модели взаимодействия (бизнес-модели).

В этой связи, нужно двигаться несколькими согласованными (синхронизированными) между собой направлениями:

1. Стратегия развития электроэнергетики страны с применением цифровых технологий, с целью определения целевого состояния энергетики страны в «решающих точках».
2. Формирование и реализация программы НИОКР в рамках достижения результатов, заложенных в стратегии, с последующим масштабированием и тиражированием наилучших решений.
3. Создание условий для пилотирования результатов НИОКР (полигоны, испытательные центры, нормативная база).
4. Своевременная синхронизация нормативно-правового и нормативно-технического поля под стратегию развития электроэнергетики страны и положительные результаты НИОКР.
5. Повышение зоны присутствия и активного участия в разработке соответствующих международных стандартах.

АО «РАСУ» являясь интегратором в контуре ГК «Росатом» по направлениям бизнеса «АСУ ТП», «Электротехника» и «Цифровая энергетика» занимается созданием не только новых продуктов, востребованных рынком, но и формирует среду для повышения их востребованности за счет изменения нормативного поля.

В частности, для развития цифровой тематики АО «РАСУ» совместно с АО «Концерн Росэнергоатом» и другими заинтересованными организациями в настоящее время формирует продуктовую стратегию развития ГК «Росатом», включающую в себя такие цифровые продукты как цифровая подстанция (ЦПС), технологии цифрового района электрических сетей (ЦРЭС), платформенные решения для нужд энергетики, технологии диагностики и самодиагностики, предиктивной аналитики и другие. При этом продукты создаются не только исходя из внутреннего спроса, а в том числе и для продаж на международном рынке.

Наша цель - выход на рынок услуг по модернизации существующих энергосистем стран, решивших развивать у себя атомную генерацию, для комфортной интеграции в них как АЭС, так и желающих внедрять новые цифровые решения.

**«RASU» JSC is an integrator in the circuit of Rosatom State Corporation in the areas of business of automated process control systems, electrical engineering and digital power engineering**

R.V. Neustupkin  
JSC "RASU"  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Neustupkin Roman Vyacheslavovich, Advisor to the Director of the branch of JSC "RASU"

**Organization:** JSC "RASU"

**Postal address:** 109507, Moscow, st. Ferganskaya, 25

**e-mail:** [RVNeustupkin@rasu.ru](mailto:RVNeustupkin@rasu.ru)

**tel.:** +7 495 933-43-40 (689)

**Key words:** digital energy, regulatory framework, digital substation , markets

**Abstract:**

Today, the entire electric power industry is highly regulated and it is impossible to form new interaction models (business models) without the active participation of the state and concerted actions of the professional community.

In this regard, it is necessary to move in several directions (synchronized) with each other:

1. The strategy for the development of the country's electric power industry with the use of digital technologies in order to determine the target state of the country's energy sector at "rappor points".
2. Formation and implementation of the R & D program in the framework of achieving the results embodied in the strategy, followed by scaling and replication of the best solutions.
3. Creating conditions for piloting R & D results (test sites, testing centers, regulatory framework).
4. Timely synchronization of the regulatory and regulatory and technical field under the strategy for the development of the country's electric power industry and positive results of R & D.
5. Increase the area of presence and active participation in the development of relevant international standards.

RASU JSC being an integrator in the ROSATOM loop in the areas of business of the automated process control system, Electrical Engineering and Digital Energy, is creating not only new products demanded by the market, but also creates an environment for increasing their demand by changing the regulatory field .

In particular, for the development of digital subjects, JSC «RASU», together with Rosenergoatom Concern JSC and other interested organizations, is currently developing a product development strategy for Rosatom, including such digital products as digital substation (DSP), technologies digital area of electrical networks (CRES), platform solutions for the needs of energy, diagnostic and self-diagnostic technology, predictive analytics and others. At the same time, products are created not only on the basis of domestic demand, but also for sales in the international market.

Our goal is to enter the market of services for the modernization of existing energy systems of countries that have decided to develop nuclear power generation, for comfortable integration of both nuclear power plants and those who want to introduce new digital solutions.



## **Применение нейронных сетей для восстановления сигнала со вторичной обмотки трансформатора тока в режимах с глубоким насыщением**

С.С. Усачев, А.Р. Энтентеев, А.А. Волошин, Е.А. Волошин, Д.М. Серов, В.И. Добрынин  
НИУ «МЭИ»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Усачев Сергей Сергеевич

**Организация:** НИУ «МЭИ»

**Почтовый адрес:** Энергетическая 18, 525

**e-mail:** [usachevproject@gmail.com](mailto:usachevproject@gmail.com)

**тел.:** +7(910) 446-56-31

**факс:** +7(495) 362-74-77

**Ключевые слова:** насыщение трансформаторов тока, машинное обучение, нейронные сети, LSTM, RNN.

**Аннотация:**

На сегодняшний день большинство электроэнергетических объектов оборудованы традиционными трансформаторами тока, которые имеют склонность к насыщению и, как следствие, к недостоверному преобразованию первичного сигнала, который соответствует току, протекающему в исследуемой цепи, во вторичный сигнал, который, в свою очередь, идет на устройства релейной защиты и автоматики, а также на приборы учета электроэнергии. В результате могут происходить ложные оперативные переключения на энергообъектах, а также ухудшается качество осциллографирования процессов, происходящих в энергосистеме. В настоящее время представлено достаточно много различных методов решения данной проблемы, но все они обладают рядом своих недостатков, поэтому существует необходимость в разработке универсального нового метода по борьбе с последствиями насыщения трансформатора тока. В представленной работе предлагается нестандартный подход, основанный на применении технологий машинного обучения, а именно - нейронных сетей. Суть метода заключается в восстановлении искаженного сигнала путем обработки его обученной нейронной сетью. При разработке модели нейронной сети, способной достраивать сигналы, необходимо было учитывать её тип, поэтому в качестве основной была выбрана рекуррентная нейронная сеть. В качестве основной архитектуры нейронной сети была выбрана модель автоэнкодера, основанная на LSTM (Long short term memory – «долгая краткосрочная память») архитектуре. Основная причина такого выбора заключается в возможности кодирования и декодирования входного сигнала, что ограничивает нейронную сеть в «бездумном» копировании правильного сигнала и заставляет ее искать необходимые корреляции. Помимо этого, как известно, для более правильного и полного процесса обучения нейронной сети необходима достаточно большая база данных примеров искажения вторичного тока трансформаторов. Для этого была спроектирована гибко настраиваемая модель насыщенного трансформатора тока в программной среде PSCAD, удалось создать базу данных для обучения нейронной сети в размере более 1000 выборки.

В результате проделанной работы нами была получена готовая модель рекуррентной нейронной сети, способная восстанавливать искаженную версию сигнала со вторичной обмотки трансформатора тока в режимах с глубоким насыщением. В ходе исследования были выявлены параметры модели нейронной сети, которые необходимы для получения правильной кривой тока с допустимой погрешностью в 10 %. Кроме этого, реализация предлагаемого способа была осуществлена на одноплатном компьютере Raspberry Pi3, что при дальнейшей разработке позволит развернуть систему в режиме реального времени с дополнительным преимуществом реконфигурируемости, а также позволит повысить надежность работы релейной защиты.

## Signal restoring device from the secondary winding of a current transformer based on neural networks

S. Usachev, A. Ententeev, A. Voloshin, E. Voloshin, D. Serov, V. Dobrynin  
NRU MPEI  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Usachev Sergey

**Organization:** NRU MPEI

**Postal address:** Jenergeticheskaja 18, 525

**e-mail:** [usachevproject@gmail.com](mailto:usachevproject@gmail.com)

**tel.:** +7(910) 446-56-31

**fax:** +7(495) 362-74-77

**Key words:** current transformer saturation, deep machine learning, recurrent neural network, single-board computer

**Annotation:**

Nowadays most electric power facilities use traditional current transformers, which tend to saturate and as a result inaccurately convert the primary signal, which corresponds to the flowing in the power system current, into a secondary signal, which in turn goes to relay protection and automation devices, as well as electricity metering devices. Therefore, there may be quality deterioration of oscillography processes occurring in the power system, and false operations can occur at power facilities. Currently, there are many different methods of dealing with the consequences of current transformer saturation. In the presented work a non-standard approach based on the use of neural network technologies is proposed. The essence of the method based on the recovery of a distorted signal, by processing it with a trained neural network.

During developing a neural network model, it was necessary to take into account its appearance as well as its structure, therefore, the main applicable types of neural networks were investigated in this work. For simpler classification tasks, not complicated feedforward networks are usually used, but recurrent neural networks are preferable for prediction and restoration of signals. To create a model capable to complete signals, the main task was to solve the so-called sequence prediction problem. Thus, for correct operation the solution was based on the choice of a suitable recurrent neural network architecture and correct signal representation for the model. The autoencoder model based on LSTM (Long Short Term Memory) architecture was chosen as the main structure of the neural network. The main reason for this choice is possibility of encoding and decoding the input signal, which limits the neural network from the "mindless" copying of the correct signal and makes her find the necessary correlations. In addition, as it is well known, for a more correct and complete learning process of a neural network, a sufficiently large database of saturated current transformers samples is necessary. For this purpose, a flexibly customized model of a saturated current transformer in the PSCAD software environment was de-signed, which made it possible to create a database for training a neural network of about 1000 samples.

As a result of this work, we obtained a ready-made model of a recurrent neural network with an autoencoder architecture that can restore a distorted current curve on the secondary winding of a current transformer. The study revealed the parameters of the neural network model that are necessary to obtain the correct current curve, but due to the structure of the developed model, the received signal does not repeat for 100% the primary signal of the current transformer, due to the lack of trained data sampling, but potentially it can be achieved 99% similarity, by combining models of neural networks with different structures. In addition, the implementation of the proposed method was carried out on a single-board computer Raspberry Pi3, which, with further development, will allow the system to be deployed in real time with the additional advantage of reconfigurability, and also will increase the reliability of relay protection.

## Синтез функций РЗА ЦПС с применением баз знаний

А.А. Волошин, Е.А. Волошин, Н.П. Грачева, А.Д. Приходько  
Центр НТИ МЭИ  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Грачева Наталья Павловна

**Организация:** Центр НТИ МЭИ

**e-mail:** [grach.np@gmail.com](mailto:grach.np@gmail.com)

**тел.:** +79252861308

**Ключевые слова:** цифровая подстанция, онтология, база знаний, релейная защита

**Аннотация:**

Широкое внедрение цифровых подстанций (ЦПС) определяет необходимость автоматизации большинства этапов их проектирования. На данный момент определение перечня функций РЗА энергообъекта производится специалистами вручную на основе нормативной документации и собственных знаний и опыта. Однако в настоящее время современные программные средства позволяют описывать человеческие знания и применять их в работе программ для достижения результата. Одной из описанных технологий является технология баз знаний, которая определяется как база данных, содержащая правила вывода и информацию о человеческом опыте и знаниях в некоторой предметной области.

Проектирование цифровых подстанций включает в себя разработку файлов проектной документации на языке описания системы SCL (System Configuration Language). Один из файлов на основе этого языка - файл формата SSD (System Specification Description) содержит информацию о главной схеме подстанции и может быть сформирован на начальном этапе проектирования РЗА ЦПС при помощи большого количества программ для работы с языком SC, которые позволяют генерировать в том числе и SSD файлы.

В данной статье описывается применение технологии баз знаний для синтеза перечня функций РЗА ЦПС, данные о схеме и оборудовании которой база знаний получает из файла SSD и ЧМИ.

Синтез состава функций РЗА с применением баз знаний можно разбить на два этапа. Первый это получение информации о главной схеме подстанции из файла SSD, который является частью комплекта документации РЗА ЦПС, и создание модели базы знаний конкретной подстанции, её анализ и добавление необходимой для работы информации. Часть информации, необходимой для определения перечня функций РЗА ЦПС, не содержащаяся в файле SSD, должна быть добавлена пользователем. Создание базы знаний конкретного объекта осуществляется путем загрузки полученных данных в специально разработанную онтологию, которая представляет собой набор знаний, их отношений и представлением этого в базе знаний. И второй этап, в котором для созданной на первом этапе базы знаний при помощи механизма логического вывода – ризонера в соответствии с заданными правилами генерируется перечень функций РЗА для каждого защищаемого элемента.

## Synthesis of digital substation PACS function list with application of knowledge base.

A.A. Voloshin, E.A. Voloshin, N.P. Gracheva, A.D. Prikhodko  
Center of NTI MPEI  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Gracheva Natalia

**Organization:** Center of NTI MPEI

**e-mail:** [grach.np@gmail.com](mailto:grach.np@gmail.com)

**tel.:** +79252861308

**Key words:** digital substation, ontology, knowledge base, relay protection

**Annotation:**

The widespread introduction of digital substations determines the necessitation the automatization of the most stages of their designing. Nowadays the definition of the power facility relay protection and automation function list is performed by specialists manually based on regulatory documentation and their own knowledge and experience. However, currently, modern software allows to describe human knowledge and apply it in the work of programs to achieve results. One of these technologies is the knowledge base, which is defined as a database containing inference rules and information about human experience and knowledge in a certain subject area.

The digital substations designing includes the development of project documentation files in the System Description Language (SCL). One of the files based on this language is the SSD file (System Specification Description) which contains information about the main substation scheme and can be generated at the initial stage of the PACS designing using a large number of programs for working with the SCL.

This article describes the application of the knowledge base to synthesize the PACS function list, which receives data on the scheme and equipment from the SSD file and HMI.

The synthesis of the PACS function list using knowledge bases can be divided into two stages. The first is to obtain information about the substation scheme from the SSD file, which is part of the PACS documentation set, and create a particular substation knowledge base model, analyze it and add the information which is necessary for operation. Some of the information needed to determine the PACS function list, which is not contained in the SSD file, must be added by the user. The creation of a knowledge base of the object is carried out by loading the obtained data into a specially developed ontology, which is a set of knowledge, their properties and representation of them in the knowledge base. And the second stage, in which a PACS function list is generated for each protected element based on the knowledge base created at the first stage, using the mechanism of logical inference - reasoner, in accordance with the specified rules.

## Цифровая трансформация в энергетике на основе единой платформы

Д.И. Соколов  
ООО «Сименс»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Соколов Дмитрий Игоревич, Эксперт по развитию направления MindSphere департамента «Цифровое производство»

**Организация:** ООО «Сименс»

**Почтовый адрес:** 115184, Москва, ул. Большая Татарская, 9

**e-mail:** <mailto:dmitry.sokolov@siemens.com>

**тел.:** +7 916 447 17 04

**Ключевые слова:** интернет вещей, IoT, цифровая трансформация, цифровой двойник, машинное обучение

**Аннотация:**

Цифровая трансформация – это не просто внедрение современных ИТ-систем. Перевод на «цифровые рельсы» отдельных процессов или даже всего бизнеса недостаточно. Для подлинной цифровой трансформации нужно снять барьеры для интеграции данных, систем, процессов, оборудования, всех участников бизнеса. Для энергетической компании переход к новой цифровой парадигме означает не только снижение затрат и повышение эффективности, но также создание новых моделей бизнеса и цепочек кооперации с поставщиками и потребителями энергии, сырья и услуг.

Такой переход возможен на основе так называемого «цифрового ядра», которое может объединить миры ИТ-систем и реальности. Цифровое ядро свяжет между собой заказчиков, производство и оборудование, проектирование и планирование услуг, поставки, подключения сотрудников, эксплуатацию оборудования. Эту роль может выполнять одна система или комплекс систем.

Возможен структурированный и неструктурированный подходы к цифровой трансформации. В результате неструктурированного подхода возникают барьеры между системами, форматами данных, департаментами. Удлиняются и дорожают проекты, эффект от цифровизации остается точечным. Чтобы этого избежать, необходимо опираться на единую открытую платформу, которая предоставляет метамоделю данных, управляет ресурсами, приложениями, подключением источников данных, поддерживает полный жизненный цикл приложений и сервисов, обеспечивает безопасное управление доступом к цифровым ресурсам.

Приводятся примеры успешной цифровой трансформации на основе единой платформы в различных подотраслях энергетики.

## **Digital transformation in energetics based on unified platform**

D.I. Sokolov  
LLC Siemens  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Sokolov Dmitry, Business Development Expert, MindSphere IoT

**Organization:** LLC Siemens

**Postal address:** ul. Tatarskaya 9, 115194 Moscow, Russia

**e-mail:** [dmitry.sokolov@siemens.com](mailto:dmitry.sokolov@siemens.com)

**tel.:** +7 916 447 17 04

**Key words:** internet of things, IoT, digital transformation, digital twin, machine learning

**Abstract:**

Digital transformation is not just implementing of modern IT-systems. Transition of some processes or even entire business onto “digital rails” is not enough. True digital transformation assumes removing barriers for integration of data, systems, processes, equipment and all business stakeholders. For the energy company, the transition to a new digital paradigm means not only reducing costs and increasing efficiency, but also creating new business models and chains of cooperation with suppliers and consumers of energy, raw materials and services.

Such a transition is possible only on basis of the so-called "digital core", which can unite the worlds of IT systems and reality. The digital core will connect customers, production and equipment, design and planning of services, supplies, connection of employees, equipment operation. This role can be performed by a single system or a integration of systems.

A structured and unstructured approaches to digital transformation are possible. Barriers arise between systems, data formats, and departments in result of an unstructured approach. Projects are lengthening and becoming more expensive, the effect of digitalization remains fragmented. To avoid this, it is necessary to rely on a single open platform that provides a meta-model of data, manages resources, applications, connects data sources, supports the full life cycle of applications and services, and provides secure access control to digital resources.

Examples of successful digital transformation based on a single platform in various sectors of energy are given.

### **Подходы к созданию АСКУЭ Цифровой подстанции**

А.С Кириллов., С.А Перегудов., А.А. Сердцев  
ЗАО «ИТЦ Континуум»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Кириллов Александр Сергеевич

**Организация:** ЗАО «ИТЦ Континуум»

**Почтовый адрес:** ул. Б. Октябрьская, д. 52-А, г. Ярославль, 150000

**e-mail:** [akirillov@ec-continuum.ru](mailto:akirillov@ec-continuum.ru)

**тел.:** +7 (4852) 31-38-84

**факс:** +7 (4852) 31-38-91

**Ключевые слова:** цифровая подстанция, коммерческий учет электроэнергии, счетчик электроэнергии, оптовый рынок электроэнергии

**Аннотация:**

В рамках доклада рассматривается проблематика систем учета электроэнергии в Цифровых подстанциях, обзор потенциальных решений и сформулирован авторский взгляд на оптимальное решение, отвечающее современным техническим и экономическим вызовам. Актуальность проблематики обусловлена растущей потребностью в формировании Цифрового решения для АСКУЭ, которое отвечало бы как техническим, так и регуляторным требованиям рынка. Подробно рассмотрена трансформация полевого уровня АСКУЭ и уровня приборов учета в условиях Цифровой подстанции. Рассмотрены вопросы стоимости сопутствующей инфраструктуры, стоимости создания цифровых решений в условиях нового строительства и модернизации. Проведен поиск оптимума между техническим совершенством и стоимостью решения как на этапе создания и модернизации, так и в процессе эксплуатации. Результаты анализа представлены в форме концепции целевого прибора и его технических и стоимостных характеристик.

### **Approaches to the creation of metering systems in digital substation**

A.S. Kirillov., S.A. Peregudov, A.A. Serdcev  
JSC EC Continuum  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Kirillov Aleksandr Sergeevich

**Organization:** JSC EC Continuum

**Postal address:** str. B. Oktyabrskaya., 52, Yaroslavl, 150000

**e-mail:** akirillov@ec-continuum.ru

**tel.:** +7 (4852) 31-38-84

**fax:** +7 (4852) 31-38-91

**Key words:** IEC 61850, digital substation, revenue metering, energy meter, wholesale energy market

**Abstract:**

The report addressed the problem of electricity metering systems in digital substations, an overview of potential solutions, the authors' point of view on the optimal solution that meets modern technical and economic challenges. The issue is relevant and meets the growing need to create a digital solution that meets the technical and regulatory requirements of the market. The transformation of the field level of the metering system and the level of metering devices in the Digital Substation conditions is considered in detail. The issues of the cost of related infra-structure, the cost of creating digital solutions in the conditions of new construction and modernization are present-ed. The search for optimum between technical excellence and the cost of the solution was carried out both at the stage of creation and modernization, and in the process of operation. The results of the analysis are presented in the form of a concept of a target device and its technical and cost characteristics.



**Электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения для ЦПС  
производства ООО «Электрощит-К<sup>о</sup>» Калуга**

Э. А. Малова  
ООО «Электрощит-К<sup>о</sup>»  
Россия

**Контактное лицо:** Малова Эльвира Азизовна  
**Организация:** ООО «Электрощит-К<sup>о</sup>»  
**Почтовый адрес:** 249210, Калужская область, Бабынинский район, п. Бабынино, ул. Советская, 24  
**e-mail:** [mea@tf-el.ru](mailto:mea@tf-el.ru)  
**тел.:** +7 (910) 912-02-52  
**факс:** (48448) 2-24-58

**Ключевые слова:**

Комбинированные электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения (ЭИТТН) 10-35 кВ с аналоговыми и цифровыми выходами производства ООО «Электрощит-К<sup>о</sup>», Калуга.

**Аннотация:**

Комбинированные электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения (ЭИТТН) 10-35 кВ с аналоговыми и цифровыми выходами производства ООО «Электрощит-К<sup>о</sup>», Калуга.

ЭИТТН соответствует ГОСТ Р МЭК 60044-7, ГОСТ Р МЭК 60044-8.

ЭИТТ имеет расширенный диапазон измерений от 80 до 1000А в классе точности 0,5S и 5P30 (от 1000А).

ЭИТТН предназначены для измерения и масштабного преобразования напряжения и силы тока, а также для передачи результатов преобразований в системы КУЭ, устройствам измерений, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Конструктивно ЭИТТН однофазный состоит из следующих компонентов: 1) первичные преобразователи напряжения; 2) первичные преобразователи силы тока; 3) электронный блок на стороне низкого напряжения.

Функцию первичного преобразователя напряжения выполняет резистивный делитель напряжения (LPVT).

Функцию первичного преобразователя силы тока выполняют (в зависимости от поставленных задач): 1) маломощный ЭТТ, вторичная обмотка которого подключена к шунтирующему резистору (LPCT); 2) катушка Роговского (в электронный блок входит интегратор); 3) традиционный индуктивный ТТ.

Электронный блок выполняет функцию преобразования и обработки выходных сигналов первичных преобразователей напряжения и силы тока в цифровой сигнал и передачу измеренных значений устройствам релейной защиты, автоматики, КУЭ и другим устройствам на ЦПС в соответствии с протоколом IEC 61850-9-2.

Обработка сигналов от вторичных конвертеров фаз a/b/c производится сумматором СУ, встроенным в электронный блок.

Электронный блок выполняет функцию устройства сопряжения с цифровой шиной процесса (MU).

Синхронизация электронного блока трансформатора с системой точного времени осуществляется по сигналу 1PPS или данным синхронизации по протоколу PTP.

ЭИТТН имеет следующие выходные сигналы:

1) Цифровой канал Ethernet (100Мбит/с), поток по протоколу IEC 61850-9-2 с частотой дискретизации:  
- 4 000 Гц (80 отчетов) или 4800 Гц (96 отчетов) на период промышленной частоты 50 Гц – для нужд релейной защиты и автоматики;

- 12 800 Гц (256 отчетов) или 14 400 Гц (288 отчетов) на период промышленной частоты 50 Гц.

Физическая среда передачи данных – кабель УТР (витая пара).

2) Низкоуровневый аналоговый сигнал от первичных преобразователей – как для диагностики первичных преобразователей, так и для передачи измеренных значений цифровым устройствам релейной защиты, автоматики и КУЭ (устройствам со встроенным сумматором СУ). Физическая среда передачи данных – кабель УТР (витая пара).

3) Аналоговый сигнал от вторичной обмотки стандартного индуктивного ТТ. Физическая среда передачи данных – медный проводник.

Питание электронного блока в настоящий момент внешнее (12В). Ведутся работы по реализации схемы отбора мощности в самом трансформаторе.

Комплектация ЭИТТН первичными преобразователями зависит (может быть ограничена) от выбранного Заказчиком габарита трансформатора.

Габаритный ряд трансформаторов «Электрощит-К<sup>о</sup>» удовлетворяет требования для всех известных типов ячеек 10-35 кВ: КРУ (ЗРУ и ОРУ), КРУЭ, КРУТ. Поэтому изготовить ЭИТТН возможно в любом габарите, необходимом как для нового строительства, так и для программ реконструкции, ретрофита и АИИС КУЭ. Ограничение – комплектация трансформатора ЭТН невозможна в проходных трансформаторах серии ТЛП-10-1, ТШ-ЭК, ТВ-ЭК.

Для производства литой изоляции завод применяет все известные технологии литья: ➤ Вакуумная заливка компаундов; ➤ Заливка компаундов под давлением - APG технология; ➤ Литье полиуретановых, эпоксидных и циклоалифатических компаундов.

Технология APG (Automatic Pressure Gelation – Автоматическое желирование под давлением) – это наиболее передовой и эффективный метод заливки для производства ИТ в мировой электротехнической отрасли, используется ведущими мировыми производителями ИТ.

ЭИТТН без электронного блока с низкоуровневыми выходными сигналами от первичных преобразователей тока и напряжения прошел положительные испытания по схеме «точка-точка» с цифровыми МП РЗА производителей ООО НПП «ЭКРА», АО «ЧЭАЗ». Образцами ЭИТТН в габарите опорных трансформаторов ТЛЮ-10 М1 скомплектованы опытные ячейки КРУ производителей АО «ЧЭАЗ», ООО «Энергозащита», идет подготовка к высоковольтным испытаниям.

ЭИТТН в комплекте с электронным блоком производства ООО «Инженерный центр «Энергосервис» проходит испытания на соответствие заявленным классам точности (0,5S/5P по току, 0,2 – по напряжению) в лаборатории «ИЦ «Энергосервис».

**Electronic Measuring Current and Voltage Transformers for DSS  
by Electroshield -C<sup>o</sup>, Kaluga**

E. Malova  
Electroshield-Co (LLC)  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Malova Elvira Azizovna

**Organization:** Electroshield-C<sup>o</sup> (LLC)

**Postal address:** 249210, Kaluga region, Babynino district, 24 Sovetskaya Street

**e-mail:** [mea@tf-el.ru](mailto:mea@tf-el.ru)

**tel.:** +7(910)912-02-52

**Fax:** (48448) 2-24-58

**Key words:** Combined electronic measuring current and voltage transformers (EMCVT) 10-35 kV with analog and digital outputs manufactured by Electroshield-Co, Kaluga.

**Abstract:**

Combined electronic measuring current and voltage transformers (EMCVT) 10-35 kV with analog and digital outputs manufactured by Electroshield-C<sup>o</sup>, Kaluga.

EMCVT complies with GOST R IEC 60044-7, GOST R IEC 60044-8.

EMCVT has an increased measurement range from 80 to 1000A within the accuracy class of 0,5S and 5P30 (from 1000A).

EMCVT are designed for measurements and large-scale conversion of voltage and current, and for transmission of the conversion results to power fiscal metering systems, measuring instruments, protective, automation, alarm and control units.

In terms of design, one-phase EMCVT consists of the following components: 1) primary voltage converters; 2) primary current converters; 3) an electronic unit at the low-voltage side.

Resistive voltage divider (LPVT) serves as a primary voltage converter.

The function of a primary current converter is performed by (depending on the tasks): 1) a low-power ECT with the secondary winding connected to a shunting resistor (LPCT); 2) a Rogowsky coil (an integrator is a part of the electronic unit); 3) a traditional inductive CT.

The electronic unit performs the function of conversion and processing of output signals of the primary voltage and current converters into a digital signal and transmission of the measured values to relay protection and automatic devices, fiscal metering systems and other devices at DSS in accordance with IEC 61850-9-2 protocol.

Signals from the secondary converters of a/b/c phases are processed by a Merging unit MU embedded into the electronic unit.

The electronic unit performs the function of a transmitting system with a digital process bus (MU).

The synchronization of the transformer electronic block with the precise time system is performed in response to 1PPS signal or synchronization data over PTP protocol.

EMCVT has the below output signals:

1) Ethernet digital channel (100Mbit/s), flow over IEC 61850-9-2 protocol with discretization frequency:  
- 4,000 Hz (80 reports) or 4,800 Hz (96 reports) per an industrial frequency period 50 Hz – for relay protection and automatics needs;

- 12,800 Hz (256 reports) or 14,400 Hz (288 reports) per an industrial frequency period 50 Hz.

Communication environment – UTP cable (twisted-wire pair).

2) Low-level analog signal from primary converters – both to diagnose primary converters, and to transmit measured values to digital relay protection and automatic devices, and fiscal metering systems (devices with an embedded merging unit MU). Communication environment - UTP cable (twisted-wire pair).

3) Analog signal from the secondary winding of standard inductive CT. Communication environment – copper conductor.

Currently, the electronic block has an external power source (12V). An option for internal power supply within the transformer is being developed.

If EMCVT is equipped with primary converters depends on (can be limited) transformer dimensions chosen by Customer.

Dimensions range of Electroschild-C° transformers comply with requirements of all known bay types 10-35 kV: switchgears (indoor and outdoor), GIS, SIS. Therefore, EMCVT can be made with any dimensions required both for a new construction, and for reconstruction, retrofit programs and automated measuring and information systems for electric power fiscal metering. Limitation – EVT cannot be built into bushing-type transformers of TLP-10-1, TSh-EK, TV-EK series.

To produce cast insulation, the facility applies all known casting technologies: compound vacuum casting; compound automatic pressure gelation - APG technology; polyurethane, epoxy and cycloaliphatic compound casting.

APG technology (Automatic Pressure Gelation) is the headmost and most efficient casting method in IT production in the global electrical engineering industry and it is used by the world leading producers.

EMCVT with no electronic block with low-level output signals from primary current and voltage converters passed positive tests under “point-to-point” scheme with digital PSU manufactured by NPP EKRA (OOO), ChEAZ (AO). EMCVT specimens within the dimensions of support-type TLO-10 M1 transformers form testing switchgear bays made by ChEAZ (AO), Energozashchita (OOO), now they are being prepared for high-voltage tests.

EMCVT equipped with an electronic block made by Engineering center Energoservice (OOO) is being tested for compliance with the declared accuracy classes (0,5S/5P for current, 0,2 – for voltage) by Energoservice TC laboratory.

**Технические и практические аспекты трансформаторов тока для тестирования цифровых подстанций**

М.А. Янин  
АО "Профотек"  
Россия

Б. Баум  
КЕМА Laboratories  
Нидерланды

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Янин Максим Анатольевич

**Организация:** АО "Профотек"

**e-mail:** [yanin@profotech.ru](mailto:yanin@profotech.ru)

**тел.:** +7 903 108 2575

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

На данный момент цифровая подстанция считается наиболее эффективным способом повышения производительности, эффективности и надежности оборудования подстанции. Одной из важных частей цифровых подстанций, которая должны быть модернизирована для достижения желаемого качества, являются измерительные трансформаторы тока.

Измерительные трансформаторы нового поколения с воздушным зазором в сердечнике или даже без магнитного сердечника помогут решить проблемы с насыщением, а иногда и с ограничением тока короткого замыкания, и могут предоставить гораздо больше технических преимуществ. Последние, называемые измерительными трансформаторами малой мощности (LPIT), выводят на рынок новые классы точности, такие как TPX, TPY, TPZ и даже лучший для переходных процессов - TPE.

Эти классы точности требуют проверки составных и мгновенных ошибок при токах короткого замыкания, но из-за отсутствия насыщения обычные методы оценки точности абсолютно неприменимы. То же самое можно сказать о системах сравнения данных, поскольку поток данных МЭК 61850-9-2 не может быть подключен к обычной системе сравнения аналоговых сигналов. Приложение для измерения было разработано для сравнения данных аналогового эталонного трансформатора тока с EFOCT. В рамках этого доклада будут представлены примеры лабораторных установок.

Описанные применяемые методы калибровки и регистрации с первичным эталоном EFOCT гарантируют высокую эффективность и точность во всех режимах, а также превосходную сопоставимость с европейскими и российскими основными стандартами.

## Technical and practical aspects of CT for digital substations testing

M. Yanin  
Profotech JSC  
Russia

B. Baum  
KEMA Laboratories  
Netherlands

**Contact:**

**Full name:** Yanin Maxim

**Organization:** Profotech JSC

**e-mail:** [yanin@profotech.ru](mailto:yanin@profotech.ru)

**tel.:** +7 903 108 2575

**Key words:** IEC 61850, digital substation

**Abstract:**

Digital Substation now sounds as the most efficient way to improve performance, efficiency and reliability of the substation equipment. One of the important part of the digital substations that should be upgraded to reach desired quality is Instrument Current Transformers.

The new generation of instrument transformers with air gap in core or even without magnetic core will help resolve problems with saturation and sometimes limitations of the short circuit current and can provide many more technical advantages. Last ones called low power instrument transformers (LPIT) brings to the market new accuracy classes as TPX, TPY, TPZ and even best one for the transients – TPE.

This accuracy classes requires to check composite and instantaneous errors at short-circuit currents, but due to the absence of saturation conventional methods of accuracy estimation are absolutely inapplicable. The same can be mentioned about data comparing systems, due to IEC 61850-9-2 data stream cannot be connected to the conventional analog-to-analog comparison system. A measurement application was developed to compare data of analogue reference CT with EFOCT. Within this contribution examples of laboratory installation will be presented.

Described applied methods of calibration and registration with primary reference EFOCT guarantees high efficiency and precision in all modes, and excellent traceability to European and Russian primary standards.

## Применение в энергетике науки о данных и машинного обучения

Т. Борст  
DNV GL  
Нидерланды

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Юношев Константин

**Организация:** DNV GL

**Почтовый адрес:** Трехпрудный переулок 9-2-406, Москва, 123001 Россия

**e-mail:** [Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com](mailto:Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com)

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

Презентация будет посвящена применению науки о данных и машинного обучения в энергетической отрасли. Будут представлены некоторые теоретические и практические примеры, а также некоторые замечания о возможных подводных камнях и рисках.

Современные энергосистемы сталкиваются с новыми проблемами из-за растущей нагрузки от возобновляемой генерации, старения активов и изменения рыночных условий. В результате, сетевые компании нуждаются в улучшении ситуационной осведомленности и в поддержке принятия решений для эффективного контроля и повышения надежности энергосистем. Цифровизация считается одной из основных движущих сил перемен в электроэнергетике и оказывает большое влияние на многие ее аспекты. Новые технологии, такие как наука о данных и машинное обучение, будут активно применяться для прогнозирования возобновляемых источников энергии и электрических нагрузок. В распределительных сетях датчики IoT и ИЭУ на цифровых подстанциях будут собирать большие объемы данных. Эти данные могут быть проанализированы и сопоставлены с другими наборами данных, для получения нового представления о сети. Ниже приведены некоторые примеры цифровизации распределительных сетей:

- Управление при отключении питания

Энергокомпании могут использовать модели машинного обучения для прогнозирования и выявления пиков подачи электроэнергии, что позволяет сократить время перерыва в работе, повысить надежность и оптимизировать планирование ресурсов и диспетчеризации. Самовосстанавливающиеся системы могут автоматически обнаруживать и устранять уязвимости, снижая вероятность простоев. Например: система Smart Cable Guard разработанная в DNV GL.

- Оптимизированное управление распределенными ресурсами

Энергокомпании могут применять машинное обучение для улучшенного управления распределенными ресурсами, которое оптимизирует потоки мощности в системе, что может уменьшить капитальные вложения в сеть при обеспечении бесперебойности поставок. Например: автоматизация активного напряжения и реактивной мощности и умная зарядка электромобилей.

- Управление активами основанное на больших данных

Машинное обучение может предсказать вероятность отказа оборудования, что позволяет улучшить управление активами и лучше понять их состояние, оставшийся срок службы, приоритеты замены, контроль и регулирование портфелем ресурсов.

В то время как цифровизация предлагает много преимуществ, необходимо преодолеть множество трудностей, чтобы полностью реализовать их потенциал, поскольку многие промышленные проекты, использующие науку о данных и машинное обучение, все еще не отвечают нашим ожиданиям. Важные барьеры, которые еще необходимо преодолеть связаны с управлением данными и необходимостью создания объяснимой и надежной системы искусственного интеллекта/машинного обучения.

## Data science and machine learning in the energy industry

Th. Borst  
DNV GL  
The Netherlands

**Contact:**

**Full name:** Yunoshev Konstantin

**Organization:** DNV GL

**Postal address:** Trekhpudniy pereulok 9-2-406, Moscow, 123001 Russia

**e-mail:** [Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com](mailto:Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com)

**Key words:** IEC 61850, Digital substation

**Abstract:**

The presentation will focus on applications of data science and machine learning in the Energy industry. Some theory and practical examples will be presented, as well as some remarks on potential pitfalls and risks.

Modern power systems face new challenges due to the increasing infeed of fluctuating renewable generation, aging assets and changing market conditions. As a result, grid operators need improved situational awareness and decision support for effective control and improved grid reliability. Digitalization, is seen as one of the main forces driving the energy transition and will have a big impact on many aspects of the power industry. Emerging technologies like data science and machine learning can actively be applied to predict renewable generation and electric loads. In transmission and distribution grids, IoT sensors and IED's in Digital substations will acquire large amounts of data. This data can be analyzed and correlated with other data sets to gain new insights. Some examples of digitalization in T&D are:

- Outage management.

Utilities can use machine learning models to predict and identify outages, thus enabling reduction of downtime, improved reliability and optimized resource- and dispatch planning. Self-healing grids can automatically detect and address vulnerabilities, reducing the likelihood of outages. Example: DNV GL's Smart Cable Guard system.

- Optimized distributed resource management.

Utilities can apply machine learning for enhanced distributed resource management which optimizes power flows through the grid, which can reduce capital investments in the grid while ensuring security of supply. Example: Volt/Var automation and EV smart charging.

- Data driven asset management.

Machine learning can predict the probability of asset failure, allowing enhanced asset management and a better understanding of asset conditions, remaining lifetime, replacement priorities and portfolio management.

While digitalization offers many promises, many hurdles must be overcome to realize the full potential, as many industrial projects using data science and machine learning are still falling short of expectations. Important barriers that need to be overcome are related to data management and the need to create explainable and trustable AI/ML.



## МЭК 61850 издание 2. Процедуры испытания на соответствие серверу 2.0

Н.А. Хейкер  
DNV GL  
Нидерланды

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Хейкер Нилс Александр

**Организация:** DNV GL

**Почтовый адрес:** Utrechtseweg 310, Арнем, Нидерланды, 6812 AR

**e-mail:** [niels.heijker@dnvgl.com](mailto:niels.heijker@dnvgl.com)

**тел.:** +31263566016

**факс:** +31263513683

**Ключевые слова:** UCAIug, испытания, процедуры испытания, сервер

**Аннотация:**

UCAIug выпустил новые процедуры испытания на соответствие серверу, какие будут изменения и последствия?

Международная группа пользователей UCA (UCAIug) опубликовала новые процедуры испытаний МЭК 61850 издание 2 в декабре прошлого года.

В компании DNV GL были рассмотрены следующие вопросы:

-Каково влияние новых процедур испытаний для производителей, которые в настоящее время разрабатывают новые системы?

-Какие изменения являются наиболее важными?

-Чего ожидать от будущих обновлений процедуры испытания?

Поскольку стандарт продолжает развиваться (издание 1, издание 2 и т.д.), Процедуры тестирования также развиваются.

С выпуском версии 2.0 было добавлено много подробных тестовых примеров для проверки SCL и документации, тестовые примеры в разделах проверки «ассоциация» и «GOOSE сообщения» были разработаны более подробно. Увеличение длительности тестирования не прогнозируется, однако будет разумно пересмотреть процедуры испытания перед новым тестированием. Приятно отметить, что многие тестовые сценарии проверки SCL написаны на более понятном языке для инженеров. Также теперь будет проще генерировать файлы SCL, так как правила стали более четкими и строгими.

Обращаем ваше внимание на то, что программный продукт «SCL Checker» от компании DNV GL уже следовал многим из этих правил, теперь они также записаны в бумажном варианте процедур испытаний.

Для внедрения будущих изменений в процедуре испытаний, UCAIug проводит проверку самых больших трудностей использования МЭК 61850 в эксплуатации. Долгосрочная цель (процедур) испытаний состоит не только в том, чтобы охватить теоретические возможности, а также в том, чтобы предотвратить проблемы интероперабельности на местах.

Например, существует много проблем с файлами SCL в реальных проектах, особенно если в них участвуют несколько производителей и интеграторов. Поэтому существуют процедуры для инструмента тестирования SCL, которые лучше описывают создание и импорт файлов SCL.

Важно отметить, что UCAIug прекратит выдачу сертификатов для устройств МЭК 61850 издание 1 (устройства все еще могут пройти испытания, но сертификат UCAIug не будет выдаваться). Это делается для того, чтобы заставить энергокомпании перейти на МЭК 61850 издания 2. В фоновом режиме разрабатывается тестовая программа для проверки комбинации изданий 1 и 2 МЭК 61850 на подстанции. Для новых устройств рекомендуется проходить только испытания по изданию 2.

Процедуры испытаний на соответствие клиента не изменятся в ближайшем будущем, однако для раздела подписки 9-2LE ожидается выпуск издания 2.1.

## IEC 61850 edition 2 Server test procedures 2.0

N.A. Heijker  
DNV GL  
The Netherlands

**Contact:**

**Full name:** Heijker Niels Alexander

**Organization:** DNV GL

**Postal address:** Utrechtseweg 310, 6812 AR Arnhem, The Netherlands

**e-mail:** [niels.heijker@dnvgl.com](mailto:niels.heijker@dnvgl.com)

**tel.:** +31263566016

**fax:** +31263513683

**Key words:** UCAIug, testing, test procedures, server

**Abstract:**

The UCAIug has released new testing procedures for testing Edition 2 servers, what are the changes and what is the impact?

UCAIug has released the new IEC 61850 edition 2 test procedures in December of last year.

DNV GL will answer the following questions:

-What is the impact of these new test procedures for manufacturers that are currently developing new systems?

-What are the most important changes?

-What is to be expected for future test procedure updates?

As the standard keeps evolving (Edition 1, Edition 2, etc), the test procedures are also evolving.

With the 2.0 release many detailed test cases were added for SCL and documentation, more detailed test cases were made for association and GOOSE. It is not expected to need a lot more time for testing, however it will be smart to check the test procedures before a new test. Good to note that many SCL test cases are clearer for engineers, it will be easier to generate SCL files as the rules are more explicit and strict.

Please note the DNV GL SCL checker was already following many of these rules, now they have been put on paper in the test procedures as well.

For future test procedure changes, the UCAIug is checking where the biggest problems with using IEC 61850 in the real world are. The long term goal of the testing (procedures) is not just to cover theoretical possibilities but especially prevent interoperability issues in the field.

As an example, there are many problems with SCL files in real projects, especially when several manufacturers and integrators are involved. Because of that there are SCL test tool procedures that cover the generation and importing of SCL files in a better way.

Important to note, the UCAIug will stop with issuing certificates for IEC 61850 Edition 1 devices, the devices can still be tested, but no UCAIug certificate can be issued. This is done to push utilities to move to Edition 2. In the background a test program is developed to test the combination of Edition 1 and 2 in a substation. For new devices it is better to only go for Edition 2 testing.

Test procedures for client will not change in the near future, however for 9-2LE the subscribing part is coming and an Edition 2.1 version is coming.



## МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
СТАНДАРТ IEC 61850  
ЦИФРОВИЗАЦИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

### РГ 10 ТК 57 МЭК - Обзор нововведений в различных областях стандарта IEC 61850

Х. Брюннер  
IT4Power  
Швейцария

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Юношев Константин

**Организация:** DNV GL

**Почтовый адрес:** Трехпрудный переулок 9-2-406, Москва, 123001 Россия

**e-mail:** [Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com](mailto:Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com)

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

- Статус МЭК 61850, редакция 2, поправка 1 и соответствующая публикация компонентов кода
- маршрутизируемый GOOSE
- усовершенствования процесса проектирования для поддержки более эффективного проектирования, включая логическое моделирование
- совместимость между версиями стандарта - что было добавлено в поправку 1 издания 2 и как это влияет на системы, использующие различные версии

### Update of TC57 Working Group activities

Ch. Brunner  
IT4Power  
Switzerland

**Contact:**

**Full name:** Yunoshev Konstantin

**Organization:** DNV GL

**Postal address:** Trekhpudniy pereulok 9-2-406, Moscow, 123001 Russia

**e-mail:** [Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com](mailto:Konstantin.Yunoshev@dnvgl.com)

**Key words:** IEC 61850, Digital substation

**Abstract:**

- Status of IEC 61850 edition 2 Amendment 1 and the associated publication of code components
- routable GOOSE
- enhancements on the engineering process to support a more efficient engineering including logic modeling
- compatibility between versions of the standard – what has been added to the amendment 1 of Edition 2 and what is the impact on systems using various versions

## 23. Синхронизация. ЦПС

### Система обеспечения единого времени цифровой подстанции

Ю. В. Иванов, А.С. Черепов  
ООО «Прософт-Системы»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Иванов Юрий Васильевич

**Организация:** ООО «Прософт-Системы»

**Почтовый адрес:** г. Екатеринбург, ул. Волгоградская -194А

**e-mail:** [ivanov@prosoftsystems.ru](mailto:ivanov@prosoftsystems.ru)

**тел.:** +7(343) 376-28-25

**факс:** +7(343) 310-01-06

**Ключевые слова:** система обеспечения единого времени (СОЕВ), глобальные навигационные спутниковые системы (ГНСС), цифровые протоколы синхронизации времени, precision time protocol (PTP), network time protocol (NTP).

**Аннотация:**

Накопленный опыт в практической реализации проектов цифровой подстанции последних нескольких лет показывает, что система обеспечения единого времени является ключевой подсистемой цифровой подстанции. Именно от того, насколько успешно будут решены практические вопросы по реализации системы обеспечения единого времени, отвечающей всем необходимым требованиям, будут зависеть и перспективы по успешной промышленной реализации всей цифровой подстанции в целом. Связано это в первую очередь с тем, что теперь, в рамках цифровой подстанции, СОЕВ стала неотъемлемой частью систем управления – в первую очередь систем релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Следствием того, что в рамках цифровой подстанции СОЕВ используется в системах управления и ее показатели оказывают непосредственное влияние на характеристики использующих ее систем управления, является то обстоятельство, что на первое место выходят вопросы обеспечения именно показателей надежности СОЕВ. При этом, выполнение требований к показателям надежности, не должно обеспечиваться за счет снижения требований к метрологическим характеристикам СОЕВ и это, в свою очередь, дополнительно усложняет решаемую задачу.

В данной работе анализируется накопленный опыт в практической реализации проектов цифровой подстанции последних нескольких лет, рассматривается история развития требований к параметрам и характеристикам СОЕВ и изучаются все необходимые технические требования, которые предъявляются к СОЕВ со стороны использующих ее систем.

Необходимо отметить, что вопросы обеспечения требуемых показателей надежности СОЕВ не ограничивается только техническими вопросами, они включают в себя вопросы организационного характера, нормативного и др., однако данная работа ограничивается только техническими вопросами, в рамках которой, рассматриваются современные технологии и технические средства, которые позволяют построить СОЕВ с необходимыми метрологическими характеристиками и показателями надежности.

## Clock synchronization system of digital substation

Y.V. Ivanov, A.S. Cherpov  
«Prosoft-Systems», Ltd  
Russia

**Contact:**

**Full name:** Ivanov Yuri Vasilievich

**Organization:** «Prosoft-Systems», Ltd

**Postal address:** Volgogradskaya 194a Yekaterinburg Russia

**e-mail:** [ivanov@prosoftsystems.ru](mailto:ivanov@prosoftsystems.ru)

**phone.:** +7(343) 376-28-25

**fax:** +7(343) 310-01-06

**Key words:** clock synchronization, global positioning systems, clock network protocols, precision time protocol (PTP), network time protocol (NTP).

**Abstract:**

Last years practical implementation experience of the digital substation projects reveals that the clock synchronization system is a key subsystem of the digital substation. Moreover, practical implementation prospects of the digital substation depends on the clock synchronization system quality. Acceptable clock synchronization system should meet all the necessary requirements of the digital substation standards. This caused by integration of the clock synchronization system in relay protection and emergency control systems. Now clock synchronization system is inherent part of digital substation any control system.

Reliability indicators of the clock synchronization system come first, because the clock synchronization system is used in all control systems and operation of the systems directly affects the characteristics of the control systems. At the same time, the fulfillment of the requirements for reliability indicators should not influence to metrological characteristics of the clock synchronization system that also should meet correspondent requirements.

This paper analyzes the accumulated experience in the practical implementation of digital substation projects over the past few years, examines the history of the development of requirements for the parameters and characteristics of the clock synchronization system and studies all the necessary technical requirements that are imposed on the clock synchronization system by the systems using it.

It should be noted, that the issues of ensuring the required indicators of the reliability of the clock synchronization system are not limited to technical issues, they include questions of an organizational nature, regulatory, etc. However, technical issues of the problem are only considered in the study. Modern technologies and technical means which allow to design the clock synchronization system with necessary metrological characteristics and reliability indicators.

## **Применение методов синхронизации по параметрам аварийного режима для реализации «шины процесса» по стандарту МЭК 61850**

А.А. Волошин, Е.А. Волошин, Д.О. Благоразумов, В.И. Добрынин  
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»,  
ООО «ИЭЭС»  
Россия

**Контактное лицо:**

**ФИО:** Волошин Александр Александрович

**Организация:** ФГБОУ ВО НИУ МЭИ

**e-mail:** [Voloshin\\_AA@ntc-power.ru](mailto:Voloshin_AA@ntc-power.ru)

**Ключевые слова:** МЭК 61850, цифровая подстанция

**Аннотация:**

В настоящее время существует большое количество способов синхронизации времени, обеспечивающих точность в пределах 1 мс. В настоящее время для этих целей применяется протокол NTP (SNTP). С внедрением системы мониторинга переходных режимов (СМНР) и систем РЗА с использованием «шины процесса» возникает необходимость в обеспечении более высокой точности синхронизации устройств по времени, в пределах 1 мкс, согласно требованиям IEC 61850-5.

В рамках настоящей работы предлагается синхронизация измерений по параметрам аварийного режима (ПАР). При этом синхронизация времени по источникам сигналов точного времени не требуется, так как измерения в УСО синхронизируются по ПАР. В каждом УСО имеется пусковой орган (ПО), который срабатывает при наступлении технологического нарушения.

Для реализации ПО используется вейвлет-преобразование, так как оно позволяет проводить анализ переходного процесса и определять с заданной точностью момент возникновения аварийной ситуации. По сравнению с преобразованием Фурье, вейвлет-преобразование способно с гораздо более высокой точностью определять локальные особенности сигналов, вплоть до разрывов 1-го рода (скачков). В качестве материнских вейвлетов были выбраны вейвлеты Морле и Хаара.

В рамках настоящей работы было рассмотрено применение вейвлет-преобразования для синхронизации измерений на примере ПС 500/110/10 кВ для различных видов возмущений: коротких замыканий, набросов мощности, отключений линии, несинусоидальных режимов. Для моделирования вышеперечисленных возмущений использовались программно-аппаратный комплекс моделирования энергосистем в реальном времени RTDS, программный комплекс для моделирования энергосистем PSCAD и программная среда MATLAB.

На примере рассмотренных опытов было установлено, что погрешность определения момента КЗ не превышает 1 мкс, что позволяет использовать указанный способ синхронизации измерений для «шины процесса» с передачей измерений по протоколу SV. АЦП реальных устройств могут проводить измерения с большей частотой дискретизации, поэтому рассмотренный метод применим на практике.

Применение нового способа синхронизации измерений в перспективе позволит отказаться от использования протокола PTP и дорогостоящего оборудования для его поддержки.