

ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ КРОССПЛАТФОРМЕННЫХ РЕШЕНИЙ ЦПС С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КОМПОНЕНТНОЙ БАЗЫ

НИПОМ
ЭНЕРГИЯ ДОВЕРИЯ



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

II Международная конференция «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ. СТАНДАРТ IEC 61850»
2-4 июля 2019 года, г. Москва

Актуальность и своевременность обсуждаемых вопросов

- **21 декабря 2018 года** в рамках очного заседания Совета директоров ПАО "Россети" была утверждена концепция "Цифровой трансформации 2030", которую представил Генеральный директор компании Павел Ливинский. Концепция предполагает полное преобразование энергетической электросетевой инфраструктуры до 2030 года посредством внедрения цифровых технологий. (<https://cntd.ru/news/read/utverjdena-koncepciya-cifrovizacii-rossetey>)
- **28 декабря 2018 года** Президент Российской Федерации Владимир Путин подписал Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации». Законом предусмотрено, что с 1 июля 2020 года потребитель освобождается от обязанности устанавливать и эксплуатировать прибор учёта. (<https://minenergo.gov.ru/node/13615>)
- **6 февраля 2019 года** Законопроект «О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации» прошел первое чтение в Государственной Думе РФ (<http://sozd.duma.gov.ru/bill/581324-7>)
- **25 марта 2019 года** ПАО «ФСК ЕЭС» впервые введён в действие **СТО 56947007-29.240.10.265-2019** «Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС».
- **29 марта 2019 года** Приказом ПАО «Россети» № 64 впервые введены в действие **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».

Актуальность и своевременность обсуждаемых вопросов

13 мая 2019 года Указом Президента РФ № 216 утверждена «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации», в которой:

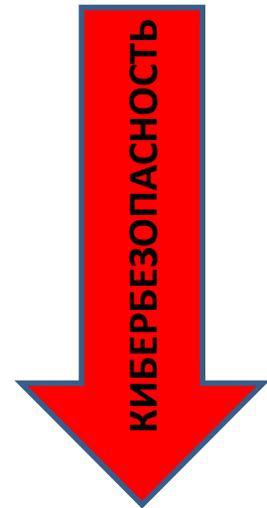
- в качестве одной из основных трансграничных угроз обозначено «противоправное использование информационно-телекоммуникационных технологий, в том числе осуществление компьютерных атак на объекты информационной инфраструктуры и сети связи, используемые для организации их взаимодействия, способное привести к нарушениям функционирования инфраструктуры и объектов топливно-энергетического комплекса»;
- одним из основных рисков названо «несоответствие технологического уровня российских организаций топливно-энергетического комплекса современным мировым требованиям и чрезмерная зависимость их деятельности от импорта некоторых видов оборудования, технологий, материалов и услуг, программного обеспечения, усугубляющаяся монопольным положением их поставщиков».

Таким образом «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации» задает направление на дальнейшее развитие импортозамещения в системах технологического управления электроэнергетическим комплексом, объекты которого относятся к КИИ (критической информационной инфраструктуре).

ПРИМЕЧАНИЕ: 15 июня 2019 года New York Times опубликовала статью, в которой утверждается со ссылкой на источники, что Вашингтон в течение последнего года участвовал в попытке внедрить в энергосистему России вредоносное программное обеспечение. После публикации источник в руководстве одного из российских силовых ведомств сообщил ТАСС, что иностранные спецслужбы предпринимают попытки внедрения в системы управления инфраструктурой России.

Сопоставление ПАО «Россети» с зарубежными компаниями аналогами по ключевым характеристикам (Источник: «Концепция цифровизации сетей на 2018-2030 гг.»)

№ п/п	Перечень ключевых характеристик сети	Оценка текущего состояния (2018 год)	Целевое значение к 2030 году	Оценка затрат	Сравнение с зарубежными аналогами
1	Наблюдаемость сети: - датчики ТМ/ТС - мониторинг, диагностика	Менее 15 %	100 %	253 млрд. руб.	80-90 %
2	Автоматизированные системы учета	Менее 15 %	80%	158 млрд. руб.	100%
3	Современные системы связи: ВОЛС, LoRa, LTE	Менее 5,5 %	100 %	227 млрд. руб.	70 %
4	Платформенные системы автоматизации: SCADA/EMS/ DMS/OMS (ADMS), АСУТП	Менее 5 %	80 %	114 млрд. руб.	90 %
5	Подстанции с элементами «цифровой» подстанции	3 подстанции	Не менее 2000 ПС	374 млрд. руб.	От 100 до 370 ПС
6	СУПА, ГИС, кибербезопасность	?	?	174 млрд. руб.	?
	ИТОГО:			1300 млрд.руб.	Более 10,2 трлн.руб.



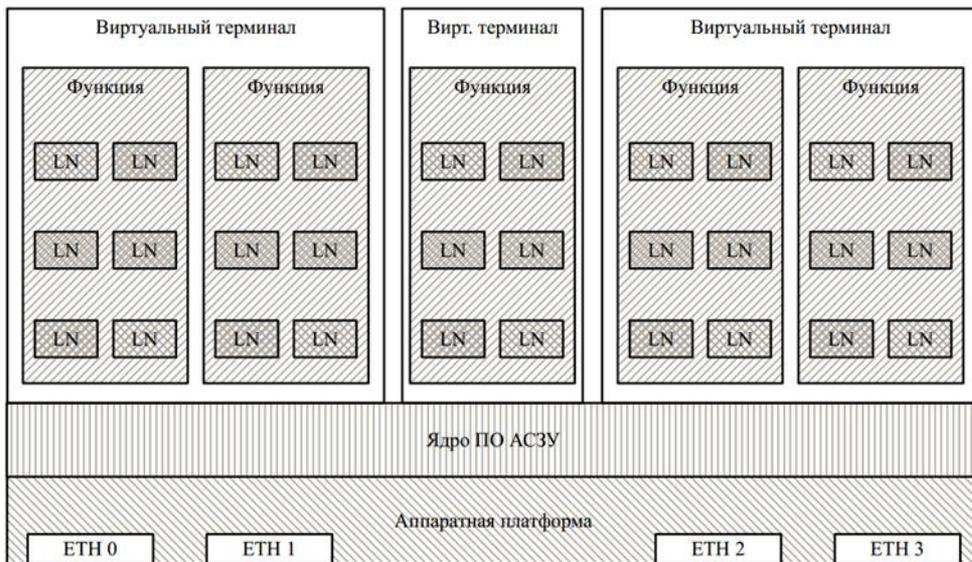
«Концепция цифровизации сетей на 2018-2030 гг.» принятая в конце 2018 г. в ПАО «Россети», к сожалению, не рассматривает кибербезопасность, как новую интегрированную технологическую подсистему будущей цифровой электроэнергетики. Это видно из отдельного финансирования программ цифровизации. Цель непонятна.

Структура доклада

1. Требования к аппаратно-программной реализации кроссплатформенных решений ЦПС
2. Архитектура построения кроссплатформенных решений ЦПС
3. Техническая зрелость предложенной технологии
4. Перспективы применения и развития предложенной технологии

1. Требования к аппаратно-программной реализации кроссплатформенных решений ЦПС

СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию ЦПС напряжением 110-220 кВ и узловых ЦПС напряжением 35 кВ» (Структурная схема группового УРЗА и управления)



Отметим основные важные моменты из СТО:

- ❑ ПТК ЦПС должен обладать свойством независимости логической структуры от физической, в рамках конкретного технического решения, может быть рассмотрена любая степень функциональной интеграции: от полной интеграции всех функций в рамках одного производительного сервера до полной дезинтеграции, когда каждый компонент функции расположен на отдельном устройстве.
- ❑ На ЦПС должна обеспечиваться высокая степень унификации аппаратных средств уровня присоединения с возложением на них функции приема, обработки и передачи данных в цифровом виде.
- ❑ При проектировании ЦПС необходимо рассматривать отказ от применения выделенных аппаратных средств для выполнения функций в рамках одного присоединения.
- ❑ Необходимо ориентироваться на решения, обеспечивающие выполнение функций в рамках группы присоединений на многофункциональных ИЭУ и (или) высокопроизводительном и высоконадежном кластере вычислительных средств.
- ❑ Основными характерными чертами оптимального ПТК ЦПС является функциональное укрупнение устройств, а также обеспечение надежности за счет расширения диагностики и структурного резервирования на каждом компонентном уровне комплекса, в отличие от практики целостного резервирования функции.
- ❑ ПО, установленное на уровне вычислительной сети ПТК ЦПС, должно быть модульным, в котором каждый модуль отвечает за минимальную функцию (виртуальное реле или логический узел в терминах в соответствии с требованиями МЭК 61850).

1. Требования к каналам передачи данных (ПД) и базовым телекоммуникационным сервисам

1.1. Использование стандарта МЭК 61850

- Стандарт МЭК 61850 является универсальным, позволяющим упорядочить решения различных производителей ИЭУ. В отличие от других стандартов МЭК, он описывает: методы проектирования, информационные модели, коммуникационные сервисы и протоколы (SV, GOOSE, MMS).

1.2. Синхронизация времени в соответствии с IEEE 1588 (PTP v.2)

- IEEE 1588 – 2008 (Precision Time Protocol v.2) «Стандарт протокола синхронизации точного времени для сетевых измерительных систем и систем управления» обеспечивает точность синхронизации времени 1 мкс (при использовании соответствующего оборудования). Все ИЭУ должны быть синхронизированы по времени.

1.3. Информационная безопасность каналов передачи данных (ПД)

- Обеспечение данного требования объективно связано с требованиями регулятора (ФСТЭК) к сетям передачи данных объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ) и объектов жизнеобеспечения, с целью недопущения несанкционированного доступа для нарушения работы элементов системы управления

1.4. Достаточная пропускная способность и резервирование каналов передачи данных (ПД)

- Достаточная пропускная способность каналов ПД является определяющей для работы функций РЗА (не более 4 мс) и, прежде всего, обеспечивает работоспособность протоколов SV и GOOSE стандарта МЭК 61850. Резервирование каналов ПД определяет недопущение возникновения ситуации с потерей управления (используются протоколы резервирования с нулевым временем схождения PRP и HSR МЭК 62439-3).

1.5. Обеспечение единства и повторного использования измерений

- Обеспечение единства точек измерения и дискретного преобразования для всех систем в точках измерения с последующей передачей полученных данных множественным ИЭУ-«подписчикам» через цифровую коммуникационную среду и рациональная организация потоков данных на базе протоколов МЭК 61850

2. Требования к отдельным элементам – интеллектуальным электронным устройствам (ИЭУ)

2.1. Реализация технологии Plug and Play

- Подразумевает автоматическое конфигурирование нового оборудования, подключенного к электрической сети (ЦПС и ЦЭС).

2.2. Возможность изменения параметров защиты (управления) без перезагрузки ИЭУ

- Изменение групп уставок в ИЭУ (например, в устройствах РЗА) должно осуществляться «на лету» без предварительного вывода из работы и перезагрузки в зависимости от изменения параметров сети в режиме времени, близком к реальному.

2.3. Обеспечение синхронизированных измерений и принятия решений

- Соответствие данному требованию связано с выполнением требования 1.2. и определяет обязательную поддержку в ИЭУ синхронизации времени по протоколу IEEE 1588 (PTP v.2)

2.4. Аппаратное резервирование ИЭУ и программное резервирование функций защиты (управления)

- Это означает гибкую архитектуру системы с обеспечением резервирования функций защиты(управления) на любом ИЭУ с учётом последовательной деградации вычислительных ресурсов (подробно описано в работах МЭИ)

2.5. Стандартизация и экономичность аппаратно-программной базы ИЭУ

- Достигается использованием для построения ИЭУ стандартизованных аппаратных компонентов АСУ ТП, серийно выпускаемых в большом количестве разными производителями, и серийных операционных систем

2.6. Обеспечение информационной безопасности в ИЭУ

- Кроме защиты каналов ПД (требование 1.3.) обязательным является и защита отдельных ИЭУ от несанкционированного доступа к функциям ИЭУ с целью нарушения работы

3. Требования к алгоритмам

3.1. Возможность реализации сложных ресурсоемких интеллектуальных алгоритмов защиты (управления)

- Снятие ограничений на производительность микропроцессоров, объем оперативной памяти (и т.д.) в ИЭУ позволяет использовать новые более точные и интеллектуальные алгоритмы, которые предъявляют повышенные требования к вычислительным ресурсам ИЭУ.

3.2. Возможность адаптации при развитии распределительной электрической сети

- Используемые алгоритмы должны быть адаптивными, т.к. в распределительной электрической сети будут подключаться и отключаться объекты, оказывающие влияние на изменение режима работы сети, что является нормальным.

3.3. Возможность изменения состава функций защиты (управления) без замены аппаратного обеспечения

- Отчасти связано с требованием 3.2. и означает изменение конфигурации состава функций ИЭУ и/или перераспределения функций между ИЭУ без замены аппаратной части, что является экономически эффективным.

4. Требования по импортозамещению

4.1. Применение отечественной аппаратной базы

- Предполагает использование российской доверенной аппаратной платформы, ключевые компоненты которой (микропроцессор, контроллер периферийных интерфейсов, базовая система ввода-вывода, схемотехнические решения) разработаны в РФ, силами российских специалистов и имеют полную конструкторскую документацию.

4.2. Применение отечественных ОС (сертифицированных ФСТЭК)

- Предполагает использование отечественных операционных систем, гарантирующих отсутствие недокументированных возможностей, защиту от несанкционированного доступа и имеющих сертификацию по требованиям ФСТЭК.

4.3. Применение Российских (ГОСТ) алгоритмов криптографии и шифрования

- Обязывает руководствоваться серией стандартов ISO/IEC 27000 в части общих принципов обеспечения безопасности цифровых систем управления и ГОСТ-Р МЭК 62443-3-3-2016, использовать Российские (ГОСТ) алгоритмы шифрования и криптозащиты как для каналов ПД (требование 1.3.), так и для отдельных ИЭУ (требование 2.6.) и возможности двухфакторной аутентификации в системе управления.

5. Требования к надежности

5.1. Надежность каналов передачи данных (ПД)

- Обеспечивается выполнением требования резервирования каналов ПД (1.4.) и использованием телекоммуникационного оборудования для промышленных условий применения

5.2. Надежность аппаратных средств и системного ПО (операционной системы)

- Обеспечивается использованием в качестве вычислителей аппаратных средств промышленной автоматизации (промышленных ПК) и соответствующих операционных систем

5.3. Надежность работы алгоритмов и функционального ПО

- Обеспечивается многократным моделированием работы в различных режимах (с использованием специализированных комплексов, например, RTDS), оптимизацией и идентичностью программного кода для разных вычислительных платформ, испытаниями элементов системы управления на реальных объектах, резервированием с применением МЭК 61850

2. Архитектура построения кроссплатформенных решений ЦПС

Особенности архитектуры кроссплатформенных решений ЦПС

✓ Архитектура кроссплатформенных решений ЦПС характеризуется:

повышенной надежностью элементов системы (ИЭУ) за счет использования компонентного базиса промышленной автоматизации, обеспеченного многоуровневым контролем качества ведущих производителей вычислительной техники

масштабированием и гибкостью программно-аппаратного обеспечения за счёт изначальной стандартизации и совместимости средств АСУ ТП различных производителей, кроссплатформенности ПО и его соответствия МЭК 61850, одновременным совместным функционированием централизованной и распределенной модели построения её элементов

возможностью гибкого изменения логики работы, расширения функций элементов (ИЭУ) без изменения основного конструктива элементов, встраиванием в работу действующих ПС без их масштабной реконструкции

решением государственной задачи по импортозамещению, обеспечению энергетической безопасности РФ и кибербезопасной реализации ИЭУ, а также, снижению зависимости электроэнергетической отрасли РФ от внешних факторов за счёт использования линейки отечественных микропроцессоров и операционной системы «ЭЛЬБРУС»

Перечисленные особенности позволяют рассматривать предложенную архитектуру как набор функций, которые в общем случае могут выполняться (и резервироваться) на любом вычислителе, подключенном к сети передачи данных ЦПС (ЦЭС), а не как фиксированный набор ИЭУ (IED).

Архитектура распределенного ИЭУ – основа компонентов кроссплатформенных решений ЦПС

Использование МЭК 61850 внутри ИЭУ формирует основу для:

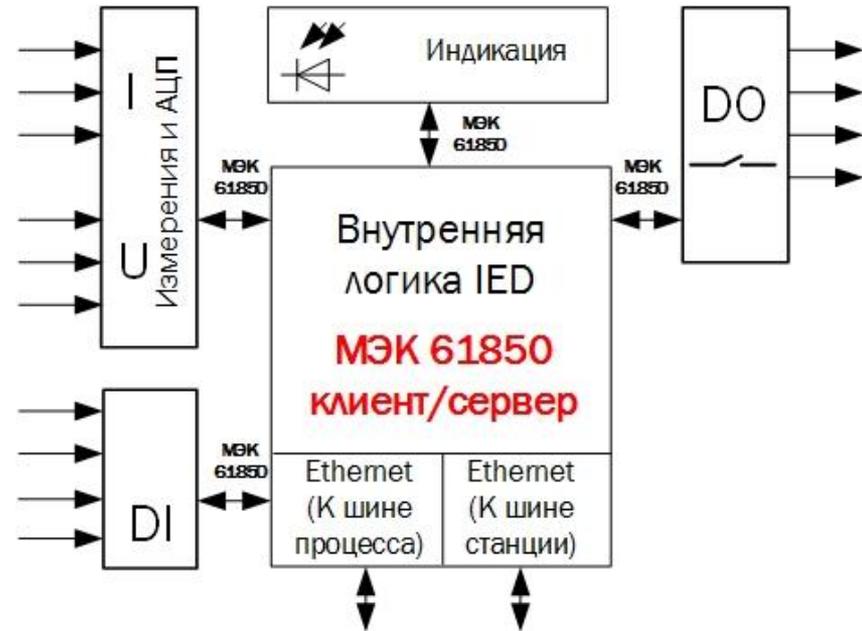
дальнейшей стандартизации типовых элементов замены ИЭУ;

унификации элементов логических схем построения защит;

типизации подходов к кибербезопасности отдельных ИЭУ и ЦПС в целом

Применения децентрализованных и централизованных ИЭУ в составе ЦПС

использования других подсистем ЦПС (например, контроллеров присоединений, АСУ ТП) для резервирования функций РЗА, повышая надежность системы в целом



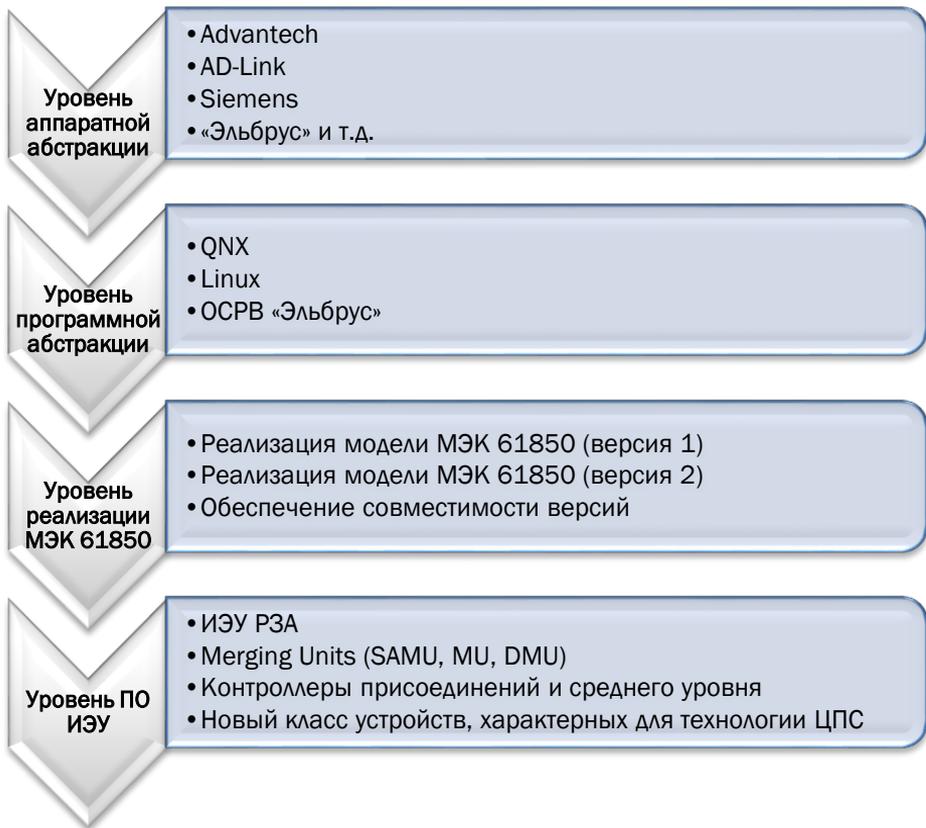
Наличие в ИЭУ элементов DI и DO обеспечивает совместимость с цифровым оборудованием действующих ПС, не поддерживающим стандарт МЭК 61850. Совокупность измерительных органов ИЭУ рассматривается как Analog Merging Unit (AMU).

Кроссплатформенное многофункциональное ИЭУ РЗА (Внешний вид)



Физическое исполнение (форм-фактор) ИЭУ может различаться для разных уровней напряжения (6-35 кВ, 110-220 кВ) и установки в разный конструктив (шкаф РЗА, релейный отсек КРУ). В том числе возможно исполнение ИЭУ без экрана (например, для ЦПС без постоянного персонала).

Синтез элементов для ЦПС – разные подходы к реализации

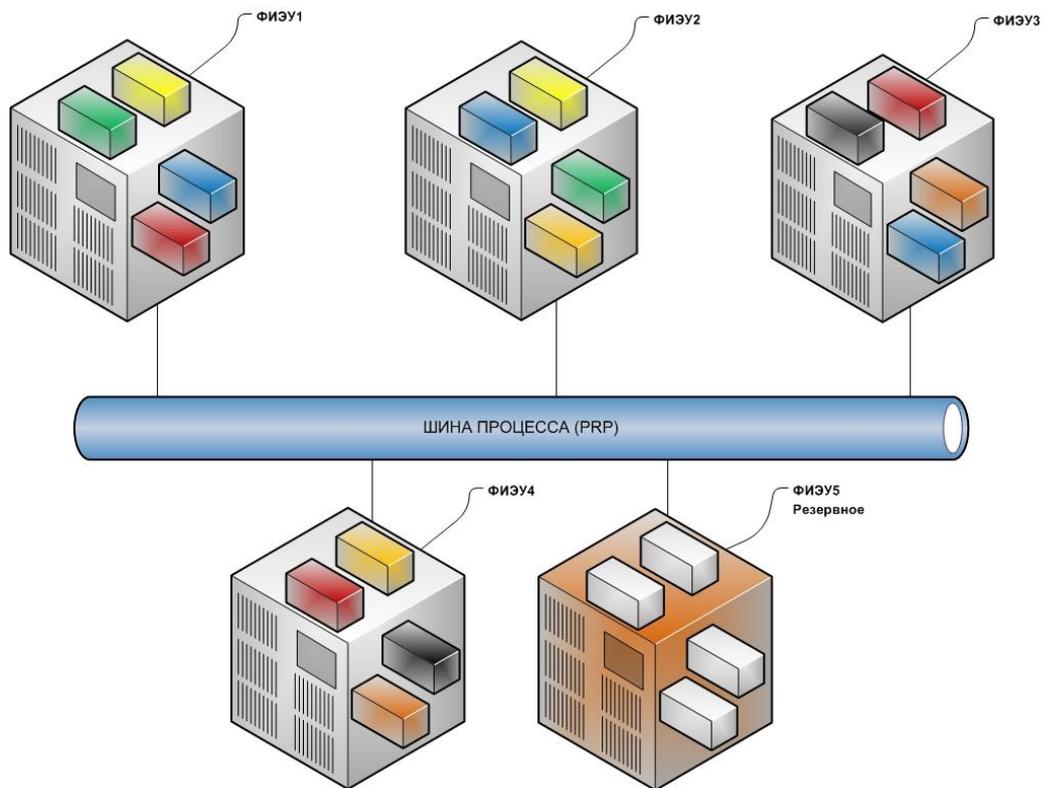


➤ Существующие сегодня программные средства для проектирования и конфигурирования ЦПС в основном предполагают создание конфигурационных файлов и создание проектной документации, исходя из заданного predetermined набора функций конкретных ИЭУ. Такой подход можно назвать проектированием **«ЦПС со статичной архитектурой»**.

➤ При синтезе ЦПС с использованием технологии на стандартизованных компонентах АСУ ТП исходно учитывается, что функции отдельных ИЭУ могут дублироваться (резервироваться) другими ИЭУ с учетом утилизации и/или деградации системы в целом. Такой подход не противоречит построению распределенной и централизованной архитектуры ЦПС и позволяет говорить о проектировании **«ЦПС с динамичной архитектурой»**.

Кроссплатформенная ЦПС с задаваемой степенью интеграции

(«ЦПС с динамичной архитектурой»)



ЦПС с задаваемой степенью интеграции (централизации) функций представляет собой систему технологического управления ПС, где одно физическое ИЭУ с фиксированным набором функций (например, ИЭУ РЗА) защищает несколько присоединений, а резервирование функций выполняется в другом (или других) ИЭУ. Степень интеграции (централизации) функций и сценарии резервирования определяются на этапе проектирования ЦПС.

Такой подход к построению ЦПС с учетом создания резервируемой шины процесса (PRP или HSR) является экономически целесообразным, т.к. позволяет сократить число физических ИЭУ на ЦПС и частично снизить требования к оборудованию шины процесса МЭК 61850.

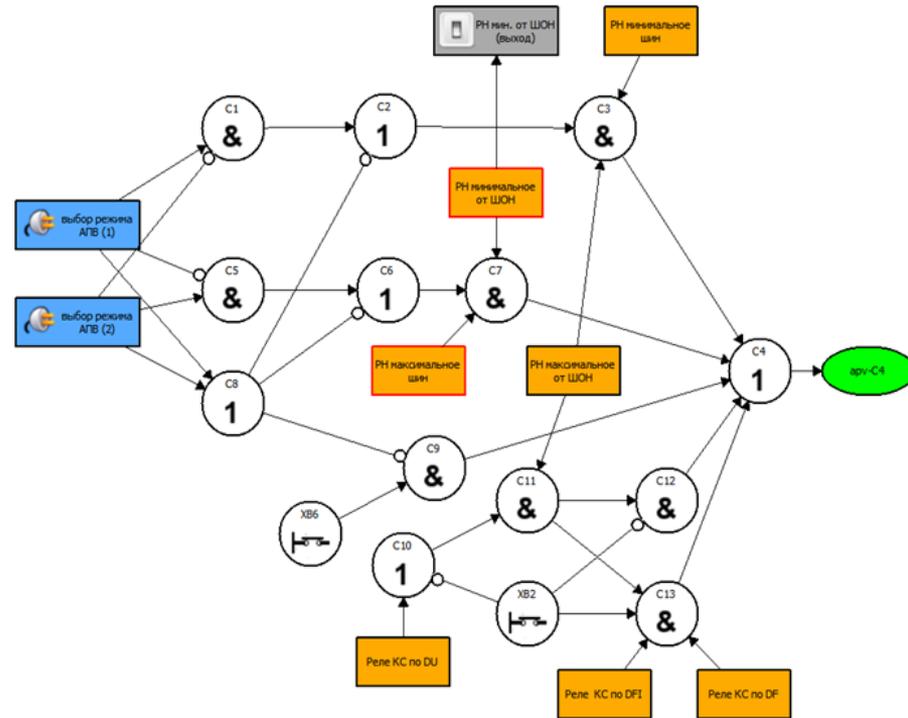
ЦПС с задаваемой степенью интеграции функций соответствует действующим отраслевым СТО и обеспечивает требуемую надежность.

Кодогенератор управляющего ПО основной элемент САПР в создании кроссплатформенных решений для «ЦПС с динамичной архитектурой»

Кодогенератор управляющего ПО – основной инновационный инструмент создания ИЭУ – элементов кроссплатформенных решений для ЦПС. Он позволяет в режиме WYSIWYG создать логическую схему ИЭУ, проверить ее корректность, взаимодействие с другими ИЭУ, сгенерировать программный код на языке «Си» и конфигурационные файлы стандарта МЭК 61850. Среди его возможностей следует отметить поддержку распределенных вычислений и независимость генерируемого программного кода от операционной системы и процессора, применяемого в ИЭУ.

С помощью кодогенератора создаются:

- ИЭУ РЗА для 6-220 кВ
- ИЭУ АСУ ТП, оперативной блокировки, автоматики управления нормальными и аварийными режимами
- ИЭУ контролеры присоединений
- ИЭУ технического учета ЭЭ и контроля качества ЭЭ



Функциональность кодогенератора расширяется путем добавления библиотек функций требуемых ИЭУ

Результат использования кодогенератора - централизованное многофункциональное ИЭУ РЗА для 6-35 кВ (интерфейс пользователя)

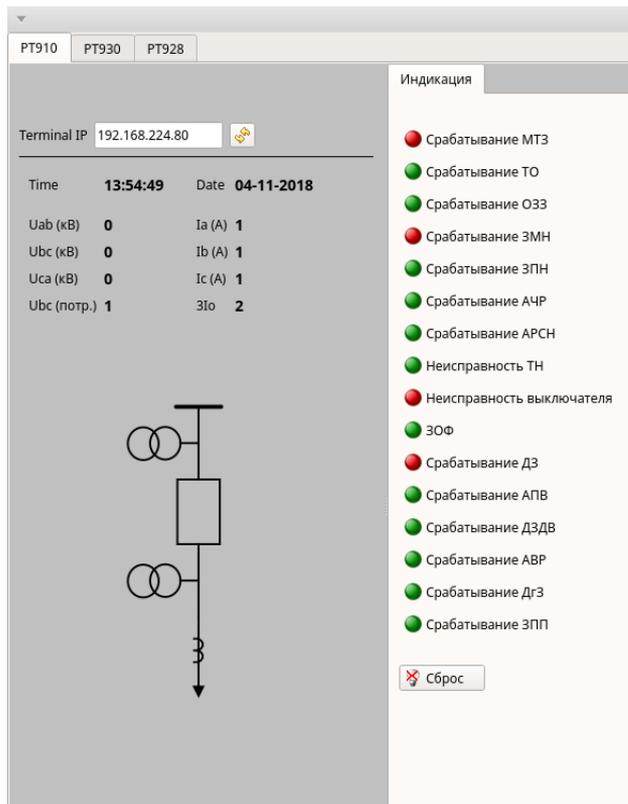


Рис.1

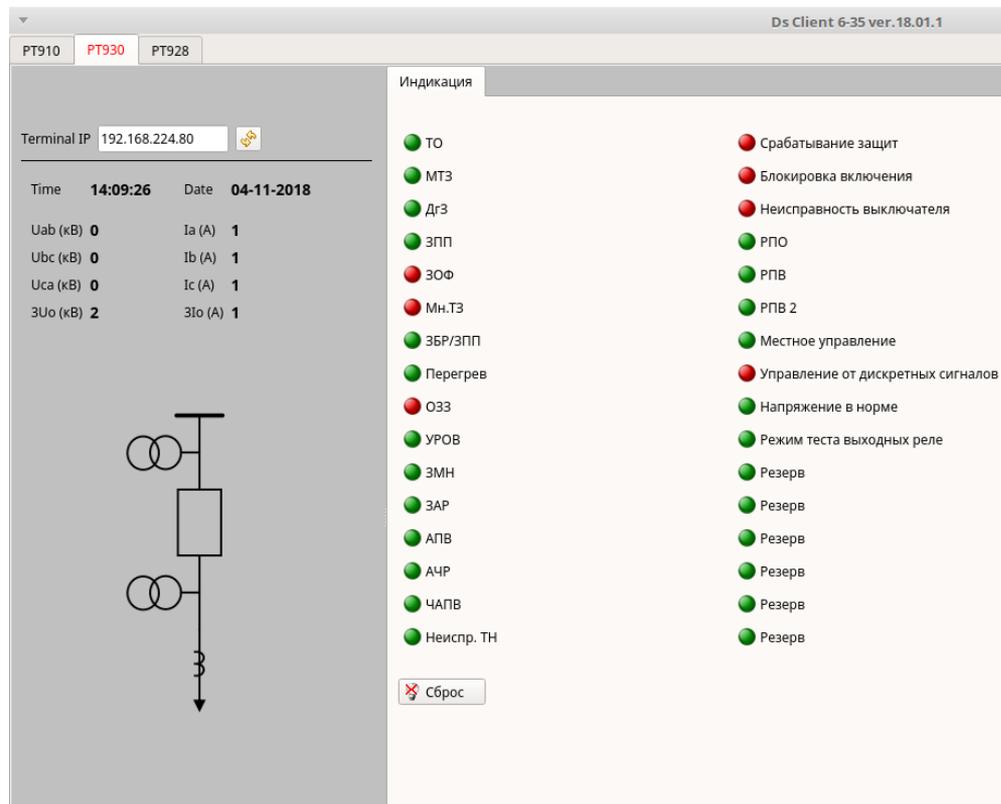


Рис.2

Результат использования кодогенератора – ОПЭ децентрализованного ИЭУ РЗА (ПС-110 кВ «Пиголи», ВЛ-110 кВ «Пиголи-Нармонка»)

Rza Client ver.17.09.3 [Терминал подключен]

ВЛ-110 Пиголи-Нармонка

Terminal IP: 10.11.42.35

Time: 11:05:23 Date: 02-11-2018

U АВ (кВ) 114	I фаза А (А) 41
U ВС (кВ) 115	I фаза В (А) 44
U СА (кВ) 114	I фаза С (А) 44
3Uo (кВ) 0	3Io (А) 1

ОМП (кв) **повреждений нет**
Повр.Фаза **нет**

Индикация	Логирование	Линия	Сигналы	ОМП	АПВ	АУВ	БК	ДЗ	ЗНФ и ЗНФР	МТЗ	Местная сигнализация
● ТО	● УРОВ	● Работа АПВ-1									
● I ст. МТЗ	● УРОВ "на себя"	● Работа АПВ-2									
● II ст. МТЗ	● Пуск ВЧТО №1	● Срабатывание АПВ-1									
● I ст. ДЗ	● Пуск ВЧТО №2	● Срабатывание АПВ-2									
● II ст. ДЗ	● Пуск ВЧТО №3	● Ожидание синхронизма АПВ									
● III ст. ДЗ	● Ускорение от ВЧТО №1	● Неуспешное АПВ									
● IV ст. ДЗ	● Ускорение от ВЧТО №2	● Неуспешное АПВ с КС									
● V ст. ДЗ	● Ускорение от ВЧТО №3	● Неготовность АПВ									
● Из. ст. ДЗ	● Неисправность цепей напряжения	● Ожидание синхронизма при вкл.									
● I ст. ТНЗНП	● Ввод ОУ	● Неуспешное включение с КС (УС)									
● II ст. ТНЗНП	● ОУ ДЗ	● Неисправность цепей опертока									
● III ст. ТНЗНП	● ОУ ТНЗНП	● Срабатывание									
● IV ст. ТНЗНП	● Ввод АУ	● Неисправность									
● V ст. ТНЗНП	● АУ ДЗ										
● VI ст. ТНЗНП	● АУ ТНЗНП										
● Тест	● АУ ТО										

Сброс

Главный экран управления комплектом РЗА (P0311 КСЗ с АУВ), установленным на ПС 110 кВ «Пиголи», защищаемый элемент ВЛ-110 кВ «Пиголи-Нармонка». За время опытно-промышленной эксплуатации (с 03.11.2017 г. по настоящее время) было зафиксировано 5 событий: 3 в пределах защищаемой комплектом РЗА зоны, 2 за пределами защищаемой зоны. Во всех случаях комплект РЗА P0311 показал корректную работу.

3. Техническая зрелость предложенной технологии

Опытно-промышленная эксплуатация многофункциональных ИЭУ РЗА 6-35 кВ на объектах единой энергосистемы РФ



ИЭУ РЗА 6-35 кВ, установленные в отдельные шкафы перед установкой в опытно-промышленную эксплуатацию



Опытно-промышленная эксплуатация ИЭУ РЗА 6-35 кВ на ПС «Моховые горы»

➤ Представленные на фотографиях ИЭУ РЗА сертифицированы в ПАО «Россети» и полностью соответствует СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007 29.120.70.241-2017.

Опытно-промышленная эксплуатация многофункциональных ИЭУ РЗА 110-220 кВ на объектах единой энергосистемы РФ



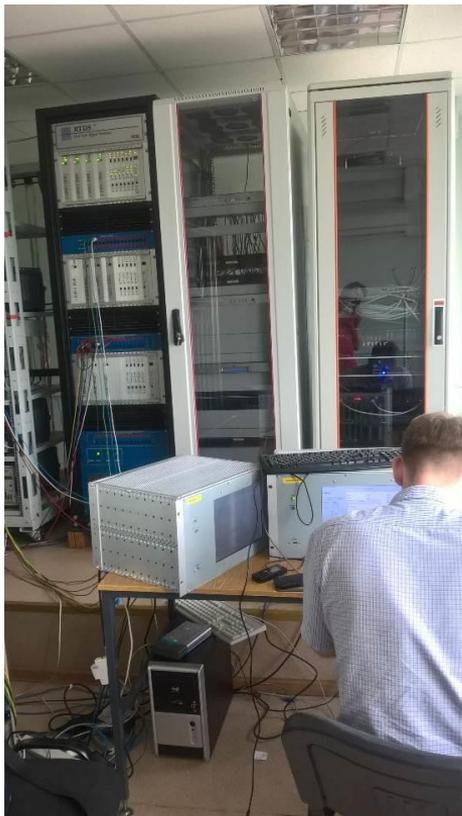
Опытно-промышленная эксплуатация ИЭУ РЗА на ЛЭП 110 кВ «Урень-Ветлуга»



Опытно-промышленная эксплуатация ИЭУ РЗА на ЛЭП 110 кВ «Пиголи-Нармонка»

Представленные на фотографиях ИЭУ РЗА сертифицированы в ПАО «Россети» и полностью соответствует СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА» 56947007 29.120.70.241-2017.

Функциональные испытания РЗА в АО «НТЦ ФСК ЕЭС»



- В середине марта 2018 года завершены функциональные испытания РЗА ЛЭП 110-220 кВ в АО «НТЦ ФСК ЕЭС», которые наряду с опытно-промышленной эксплуатацией подтвердили соответствие РЗА отраслевым требованиям, а 30 июля 2018 г. получено положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети».

Итоги функциональных испытаний по ряду параметров получились одними из лучших в отрасли, а именно:

- Время срабатывания ДЗЛ (с учетом времени срабатывания выходного контакта) – **22 мс**
- Время срабатывания БНН (для некоторых случаев без учета времени срабатывания выходного контакта) – **5 мс**
- Среднее время прохождения GOOSE-сообщений **1,4 мс** (при нормативе 2,4 мс), что позволяет утверждать, что добавление имитовставки к GOOSE-сообщению не ухудшит быстродействие основных функций РЗА

ИЭУ РЗА, разработанные с использованием нашей оригинальной технологии, позволяют **применять изменения групп уставок «на ходу» без перезагрузки терминала** и вывода его из работы, что является уникальной для отрасли возможностью и позволяет использовать изделия в качестве элементов ЦПС (ЦЭС) без постоянного персонала.

Вопросы интеграции ИЭУ (на примере РЗА) и АСУ ТП



- На фотографиях представлены экраны АСУ ТП прототипа ПС 220/110/10 кВ «Городецкая» с интегрированными ИЭУ РЗА. В качестве протокола используется МЭК 61850 8-1 (MMS). При необходимости (по требованиям заказчика) возможен не только контроль состояния ИЭУ РЗА в системе АСУ ТП ЦПС, но и управление функциями ИЭУ РЗА.
- Впервые прототип решения по интеграции систем РЗА и АСУ ТП был представлен на выставке «Электрические сети России» в декабре 2016 года.
- В качестве SCADA-системы используется MasterSCADA 4D от компании ООО «ИнСАТ», аппаратная платформа «Эльбрус-8С».

Цифрой полигон Нижегородской ГЭС (ПАО «РусГидро»)



АО «НИПОМ» представило функционально идентичные централизованные ИЭУ РЗА на аппаратных платформах Intel и «Эльбрус», т.е. в одном физическом устройстве сочетающие функции защит: «КСЗ ЛЭП (P0301)» и «Защит трансформатора (P0101)».

В начале декабря 2018 года после окончания реконструкции был введен в опытную эксплуатацию Цифровой полигон ПАО «РусГидро» на Нижегородской ГЭС (г. Заволжье, Нижегородская область). Заказчиком были определены технические требования к ИЭУ РЗА АО «НИПОМ», а именно: изделия должны быть полностью соответствующими стандарту МЭК 61850, т.к. аналоговые измерительные цепи, входные и выходные дискретные цепи в традиционном исполнении на цифровом полигоне не используются. В качестве источников информации для РЗА на цифровом полигоне используются оптические трансформаторы производства «Профотек» и Analog Merging Units (AMU).

Сертификация и аттестация кроссплатформенных многофункциональных ИЭУ РЗА 6-35 кВ, 110-220 кВ



IEC 61850 Certificate Level A¹

No. 10016112-OPE/INC 16-1641

Issued to:
OJSC NIPOM
10 Zelenaya str.
606007 Dzerzhinsk
Nizhegorodskaya region
Russian Federation

For the server product:
P0301 Line protection relay
Software version: 16.02.1
Windows 7 professional, SP1
S/N: 502327

The server product has not been shown to be non-conforming to:

IEC 61850 First Edition Parts 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 and 8-1

Communication networks and systems in substations

The conformance test has been performed according to IEC 61850-10, the ICA International Users Group Server Device Test Procedures version 3.03, the product's protocol, model and technical issue implementation conformance statements: "Protocol Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in Line Protection Relay P0301 v1.0", "Model Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in Line protection relay P0301 v1.0" and "TTS/USIS Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in Line protection relay P0301 v1.0" and the extra information for testing: "Protocol Implementation extra Information for Testing (PIXT)" for the IEC 61850 interface in Line Protection Relay P0301 v1.0.

The following IEC 61850 conformance blocks have been tested with a positive result (number of relevant and executed test cases / total number of test cases):

1 Basic Exchange (21/24)	9a GOOSE Publish (10/12)
2 Data Sets (3/6)	9b GOOSE Subscribe (11/11)
2+ Data Set Definition (24/24)	12a Direct Control (3/11)
4 Setting Group Selection (3/3)	13 Time Synchronization (2/5)
5 Unbuffered Reporting (17/18)	14 File Transfer (4/7)
6 Buffered Reporting (24/27)	

This certificate includes a summary of the test results as carried out at NTC FSC UES in Russia with UniCA 61850 Client Simulator 4.29.03 with test suite 3.29.00 and UniCA 61850 Analyzer 5.29.02. This document has been issued for information purposes only, and the original paper copy of the DNV GL verification report No. 10016112-OPE/INC-16-1640 will prevail.

The test has been carried out on one single specimen of the product as referred above and submitted to DNV GL by OJSC NIPOM. The manufacturer's production process has not been assessed. This certificate does not imply that DNV GL has approved any product other than the specimen tested.

Arnhem, February 18, 2016

M. Adriaansen
Head of Department
Operational Excellence



DNV KEMA is now DNV GL

R. Schimmel
Verification Manager

¹ Level A - Independent test lab with certified ISO 9001 Quality System

Copyright © KEMA Nederland B.V. Arnhem, the Netherlands. All rights reserved. It is prohibited to update or change this certificate in any manner whatsoever, including but not limited to dividing it into parts.

KEMA Nederland B.V. Utrechtseweg 310, 6812 AR Arnhem, P.O. Box 9036, 6800 ET Arnhem, the Netherlands
T +31 26 366 9111 F +31 26 361 39 83 sales@kemagroup.com www.kemagroup.com

УТВЕРЖДАЮ

Директор Департамента по работе
с производителями оборудования
ПАО «Россети»



О.Л. Бизлар
2018 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ

№ 73-99/18

Срок действия с 30.07.2018 г. по 29.07.2019 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Шкафы релейной защиты и автоматики с микропроцессорными терминалами защиты линий 110-220 кВ АО «НИПОМ».
Версия ПО 18.05.1 (RZASClient).

ЗАЯВИТЕЛЬ

Акционерное общество «Научно-исследовательское предприятие общего машиностроения» (АО «НИПОМ»)

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Акционерное общество «Научно-исследовательское предприятие общего машиностроения» (АО «НИПОМ»)

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» на ЛЭП 110-220 кВ с электропитанием от постоянного оперативного тока 220 В и климатическим исполнением УХЛ 4

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения без разрешения ПАО «Россети»

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Управления координации
строительного контроля и комплектации
Департамента капитального строительства
ПАО «Россети»



А.В. Юрьев
2019 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ

№ 73-99/18

Срок действия с 18.06.2018 г. по 18.06.2020 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Низковольтные комплексные устройства микропроцессорной релейной защиты и автоматики электрической сети 6-35 кВ ООО НПП «АЛИМПА».

Климатическое исполнение УХЛ 4.

ТУ 27.12.31-002-6135673-2017 (редакция 1.0). Версия ПО 19.03.1.

РТ.9.10.00 - универсальная защита присоединений 6-35 кВ, защита рабочего и резервного ввода, РТ.9.00.00 - защита силового трансформатора 35/6(10) кВ, РТ.9.30.00 - защита двигателя 6(10) кВ, РТ.9.28.00 - защита биполярных статических конденсаторов (УКРМ), РТ.9.27.00 - защита на трансформаторе напряжения, РТ.9.11.00 - защита и автоматика пунктов секционирования, РТ.9.21.00 - дифференциальная защита шин и оптоволокна, РТ.9.22.00 - дуговая защита шин, РТ.9.65.00 - оперативная блокировка переключателей коммутационных аппаратов

ЗАЯВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «Автоматические локационные искатели мест повреждений» (ООО НПП «АЛИМПА»), 603086, Нижегородская область, город Нижний Новгород, бульвар Мира, д. 19а

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «Автоматические локационные искатели мест повреждений» (ООО НПП «АЛИМПА»), 603086, Нижегородская область, город Нижний Новгород, бульвар Мира, д. 19а

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» с электропитанием от постоянного, вынужденного или перешедшего оперативного тока 220 В или 110 В

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения без разрешения ПАО «Россети»

Результаты рассмотрения технологии на заседаниях НТС

26 февраля 2019 года – технология одобрена на заседании секции НП «НТС ЕЭС» «Активные системы распределения электроэнергии и распределённые энергетические ресурсы».

24 апреля 2019 года – технология одобрена на совместном заседании секции № 3 «Технологии и оборудование для автоматизации систем управления в электрических сетях» НТС ПАО «Россети» и секции № 10 НП «НТС ЕЭС» «Проблемы надёжности и эффективности релейной защиты и автоматического системного управления в ЕЭС России»

«Эльбрус» – семейство отечественных микропроцессоров



ЭЛЬБРУС 8С

- (1891ВМ10Я) высокопроизводительный процессор общего назначения с улучшенной архитектурой Эльбрус, позволяющей выполнять до 25 операций за один такт в каждом ядре – 250 млрд. операций с плавающей запятой в секунду. Спроектирован и изготовлен по технологическим нормам 28 нм, позволяющим снизить энергопотребление.



ЭЛЬБРУС 1С+

- (1891ВМ11Я) – экономичный 64-разрядный микропроцессор с встроенным графическим ядром с поддержкой аппаратного ускорения 3D-графики по стандарту OpenGL 3.1. Малое энергопотребление (не больше 10 Вт) позволяет применять микропроцессор в персональных компьютерах, ноутбуках, тонких клиентах, промышленной автоматике и встраиваемых системах.

Необходимый минимум реализации функций криптографии и шифрования в типовых технических решениях для ЦПС

✓ При создании типовых технических решений для ЦПС необходимо реализовать:

контроль целостности (имитовставку) GOOSE в ИЭУ (УСО, МУ, терминалах РЗА и т.д.)

TLS-шифрование применительно к протоколу MMS между ИЭУ шины процесса и АСУ ТП ЦПС (включая АРМ эксплуатационного и оперативного персонала), а также между ЦУС

двухфакторную аутентификацию на всех УСО, МУ, терминалах РЗА и АРМ эксплуатационного и оперативного персонала

ролевой доступ к элементам подсистем управления в зависимости от функциональных обязанностей эксплуатационного персонала

протоколирование событий безопасности на уровне отдельного ИЭУ, подстанции и ЦУС

4. Перспективы применения и развития предложенной технологии

Линейка ИЭУ, созданных с использованием кодогенератора управляющего ПО для использования в типовых технических решениях ЦПС

Для сетей 6-35 кВ	Для сетей 110- 220 кВ
РЗА (авто)трансформатора (РТ.9.00.00)	РЗА ЛЭП (Р0301, Р0310, Р0311, Р0321, Р0331)
РЗА ЛЭП и пунктов секционирования (РТ.9.10.00, РТ.9.11.00)	РЗА (авто)трансформатора (Р0101, Р0102, Р0111, Р0112)
РЗА шин, ошиновок, дуговой защиты шин, СВ, ОВ, ТН, БСК (РТ.9.21.00, РТ.9.22.00, РТ.9.27.00, РТ.9.28.00)	РЗА шин, ошиновки и обходного выключателя (Р0201, Р0202, Р0210, Р0230, Р0240, Р0241, Р0242)
РЗА двигателей (РТ.9.30.00)	РЗА батарей конденсаторов (Р0401)
ИЭУ автоматики аварийного режима, АСУ, ЦС, ОМП, оперативной блокировки переключения КА, технического учёта электроэнергии (РТ.9.60.00, РТ.9.61.00, РТ.9.62.00, РТ.9.64.00)	ИЭУ централизованной сигнализации (Р0520)
ИЭУ автоматики нормального режима, управления РПН (РТ.9.70.00, РТ.9.71.00)	

Выводы

Возможность функционирования на действующих ПС без полной реконструкции	Да
Возможность эксплуатации в условиях действующей отраслевой нормативной базы	Да
Возможность эксплуатации действующим персоналом ПС без фундаментальной переподготовки	Да
Возможность построения ЦПС любой архитектуры, т.к. предлагается «ЦПС с динамичной архитектурой»	Да
Соответствие стандарту МЭК 61850	Международная сертификация DNV GL (для РЗА)
Выполнение требований импортозамещения	Да
Независимость программного обеспечения от конкретной аппаратной платформы	Да
Возможность построения киберзащищенного исполнения системы управления	Да

Выводы

Предложенную технологию экономически целесообразно применять на действующих ПС разных уровней напряжения 6-35 кВ, 110 кВ, в том числе и для **конвертации аналоговых подстанций в интеллектуальные электрические сети (ЦЭС)**, что позволит обеспечить перевод электросетевого комплекса России на «цифру» без существенных единовременных затрат за счет текущей реконструкции и ремонтных программ.

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. 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.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ !

Авторы доклада:

Куликов Александр Леонидович – д.т.н., профессор НГТУ им. Р.Е. Алексеева

Зинин Владимир Михайлович – Директор Управления перспективных разработок
АО «НИПОМ»