

Е. И. СОКОЛ, ректор НТУ «ХПИ», член-корреспондент Национальной академии наук Украины, д-р техн. наук, проф., зав. кафедрой «Промышленная и биомедицинская электроника», НТУ «ХПИ»;
О. Г. ГРИБ, д-р техн. наук, проф., зав. кафедрой «Автоматизация энергосистем», НТУ «ХПИ»;
Н. С. БЕЛОВ, соискатель кафедры «Автоматизация энергосистем», НТУ «ХПИ»;
Д. А. ГАПОН, к.т.н., доц., доцент кафедры «Автоматизация энергосистем», НТУ «ХПИ»;
С. Ю. ШЕВЧЕНКО, к.т.н., доц., доцент кафедры «Передача электрической энергии», НТУ «ХПИ».

СЕТЕЦЕНТРИЧЕСКОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Вступление. Интеграционные аспекты развития электроэнергетического комплекса (ЭК) Украины в условиях интеграции топливно-энергетического сектора нашей страны в мировую экономику, а также увеличение экспорта электроэнергии зарубежным энергетическим компаниям, произведенной тепловыми электростанциями, гидро /гидроаккумулирующими электростанциями а также атомными электростанциями, требуют кардинальных изменений диспетчерского управления, силовой и цифровой аппаратуры в энергетическом секторе [1]. Технологической базой для этого являются инфраструктуры электрических сетей и подстанций ГП НЭК «Укрэнерго», облэнерго, генерирующих компаний; развитие которых должно опираться на соответствующие новые технологии производителей аппаратуры и стандартов передачи информации.

Постановка задачи. Задачей данной статьи является исследование возможности практической реализации стратегического подхода к решению задачи перехода энергетического сектора к полной модернизации управления выработкой, передачей, распределением и потреблением электрической энергии.

Материалы исследований. Традиционным методом решения этих проблем, практикуемые в других секторах промышленности (нефтегазовой, угольной и др.), в ЭК не работают в связи с ярко выраженными отраслевыми особенностями. При этом недостаточно исследованными остаются проблемы комплексной модернизации диспетчерского управления в ЭК при оперировании электроэнергетическими ресурсами и услугами в энергетических сетях Украины в условиях интеграции в ENTSO-E (Европейская сеть системных операторов в электроэнергетике).

Рассматриваемый подход должен быть ориентирован на повышение национальной и международной надежности электроэнергетического комплекса Украины, являющегося важнейшим инструментом соблюдения энергоэкономических интересов нашей страны в глобальной энергетике и обеспечения национальной энергетической безопасности.

Таким образом, необходима специальная программа на государственном уровне по комплексной модернизации электро-энергетического сектора с целью приведения всей инфраструктуры электрических сетей и подстанций ГП НЭК «Укрэнерго», облэнерго, генерирующих компаний к энергоузловому управлению сетевидного характера.

Такая методология должна обеспечить переход сектора к полной безопасной и надежной системе передачи электрической энергии, как в Украине, так и за рубежом путем выделения энерго-инфраструктурных узлов на основе распределенных мини-дивизионов.

Системная взаимосвязь между энергетическими объектами Украины, а также энергообъектами ENTSO-E, определяет необходимость налаживания взаимодействия от генерирующих компаний до конечного потребителя в любой части Европы.

Для укрепления национальной конкурентоспособности в условиях европейской энергетической интеграции необходимо предприятиям ЭТК провести внедрение сетевидного управления решений для развития энерго-инфраструктурных узлов на базе «Цифровая подстанция».

Это необходимо реализовать в сегментах энергетике Украины и энергетических системах зарубежных стран на основе иерархической и сетевой модели действий компаний ЭК, это приведет к [2]:

- повышению надежности и доступности. Глубокая самодиагностика цифровых устройств обеспечивает максимальную жизнеспособность подстанции. Любое ухудшение работоспособности фиксируется в режиме реального времени. Имеющаяся избыточность данных в системе могут быть использована для исправления неполадок, что и позволяет выполнять поиск неисправностей без необходимости каких-либо отключений системы в первичной сети;
- оптимизации работы. Анализ, производимый цифровыми элементами подстанций, позволяет проводить тщательный мониторинг объема данных поступающих со стационарного оборудования, относительно его проектных уровней;
- сокращению расходов на обслуживание. «Цифровая подстанция» детально проводит мониторинг всех процессов происходящих в оборудовании. Интеллектуальные системы анализа данных предоставля-

ют рекомендации по техническому обслуживанию и ремонту. Это позволяет переходить на прогностическое или надежно-ориентированное обслуживание, избегая незапланированных простоев и чрезвычайных расходов на ремонт;

– улучшенным коммуникационным возможностям. Обмен данными между интеллектуальными устройствами, как внутри, так и между межрегиональными подстанциями, оптимизирован через Ethernet. Качественные локальные и глобальные блоки контроля позволяют производить обмен данными на подстанции, а также между подстанциями. Прямые связи между подстанциями, без необходимости транзита через центр управления, уменьшают время реагирования;

– увеличению пропускной способности высоковольтных линий (ВЛ). Установка интеллектуальных датчиков погоды на ВЛ, позволит правильно рассчитать потери на Корону.

Работа цифровой подстанции основана на архитектуре, которая позволяет проводить эксплуатационные измерения в реальном времени по данным от первичной системы. Эти данные получаются с помощью датчиков, встроенных в первичную систему. Обмен между устройствами, происходит по результатам измерений базирующихся на «шине нижнего уровня». Самое главное в том, что интеллектуальные устройства и системы могут сразу обработать эти оперативные данные в пределах подстанции.

Прописавшись как клиенты потока данных по шине процесса Ethernet, информация от цифровых датчиков энергетической системы доводится гораздо более эффективно, до уровня центральных терминалов, чем в обычных проводных схемах.

Обмен данными происходит по результатам измерений (давление или температура в распределительном устройстве ГИС, измерения тока и напряжения, полученные из оптического или трансформаторов на эффекте Роговского, цифровых приборов, или информации о состоянии выключателей) с помощью «шины нижнего уровня».

Самое главное в том, что интеллектуальные устройства совместно с устройствами подстанции, (реле защиты, регистраторы, блоки измерения векторов (фаз), контроллеры терминалов, многофункциональные контроллеры или управляющие устройства), могут сразу обработать оперативные данные. Прописанным как клиенты этого потока данных по шине процесса Ethernet, информация от цифровых датчиков энергетической системы распределяется и поступает на уровень терминалов гораздо более эффективно, чем в обычных проводных схемах.

Шина нижнего уровня также осуществляет связь, через которую информация от первичного, наружного оборудования идет назад в ОПУ (к аппаратуре контроля станции) – она обеспечивает обратную связь на подстанцию.

В полностью цифровой архитектуре, управляющие команды (команды оператора, срабатывание защиты) также направляются на первичные устройства через шину процесса, в противоположном направлении. Шина нижнего уровня, таким образом, поддерживает срочное обслуживание.

Устройства между шиной нижнего уровня и шиной верхнего уровня исторически определены как «вторичное оборудование». В цифровой подстанции, эти устройства являются интеллектуальными электронными устройствами, которые взаимодействуют с потоками через шину нижнего уровня, и также с равноуровневыми устройствами в стойках терминалов, с другими терминалами, и цифровой системой управления через шину верхнего уровня рис. 1. [2].

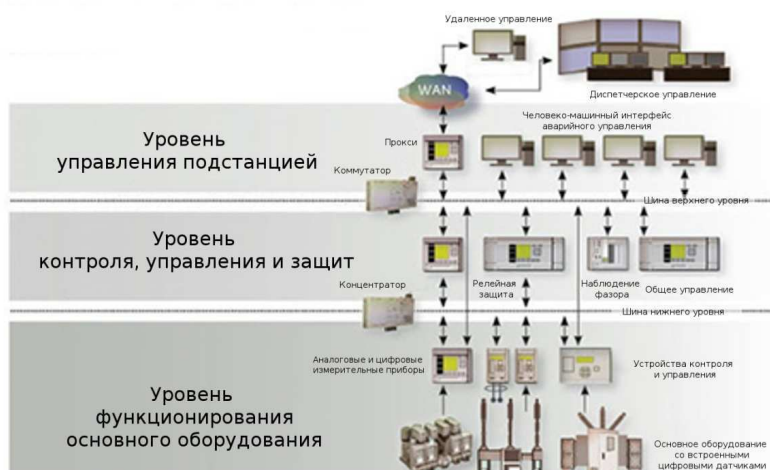


Рис. 1 Архитектурные уровни в цифровой подстанции

Цифровая шина верхнего уровня, гораздо больше, чем традиционная SCADA шина, так как позволяет нескольким клиентам обмениваться данными, поддерживает равноправное взаимодействие устройств, а также обмен между подстанциями. GOOSE чаще всего используются для высокоскоростного обмена бинарной информацией о состоянии / командах. ИЭУ выполняет свои критичные по времени функции, такие как отключе-

ние от защиты, переключение дежурным подстанции или другие задачи с помощью прямого взаимодействия с шиной процесса. Однако некоторые объекты на подстанции могут требовать обмена всеми или частью этих предварительно обработанных данных. Например, схемы защиты и управления могут быть распределены между несколькими терминалами, и как правило, в случае автоматического повторного включения (АПВ), УРОВ, блокировка и динамическое изменение схемы («быстрая передача команды») зачастую происходит по конкретному адресу. Часто это осуществляется по протоколу IEC 61850 GOOSE-based.

Дополнительно необходимо ввести сетевое распределение интеллекта между энергоинфраструктурными узлами есть необходимость передачи информации, как местным, так и удаленно размещенным операторам, контролирующим визуально рабочее состояние подстанции, а также терминалам управления - программным модулям, которые будут обрабатывать аварийные ситуации в случае отсутствия реагирования со стороны диспетчера. Это требует наличия на подстанции ЧМИ (человеко-машинных интерфейсов), терминалов управления и прокси-сервера соединенного с удаленным ЧМИ сервером контроля и управления, в режиме реального времени. Одна или несколько рабочих станций энергоинфраструктурного узла руководствуясь инструкциями (указаниями), региональных диспетчеров может использоваться в качестве инженерной для конфигурирования терминалов управления, или для локальной концентрации и архивации данных энергетической компании. Для онлайн мониторинга состояния могут использоваться специализированные станции предупреждения (сигналов аварии), учитывающих историю по базе данных каждого основного устройства.

Терминалом управления может являться независимый от аппаратной части программный комплекс, выполняющий технологические функции защиты и управления [3]. Сейчас уровень технологий позволяет сделать так же с устройствами защиты и автоматизации ПС. Для этого надо разработать ПО модульной архитектуры: каждый модуль — одна минимальная функция. Состав необходимых модулей достаточно полно изложен в IEC 61850-5 и 7-4. Приведенный там набор может быть расширен дополнительными логическими узлами, в соответствии с требованиями IEC 61850 рис. 2.

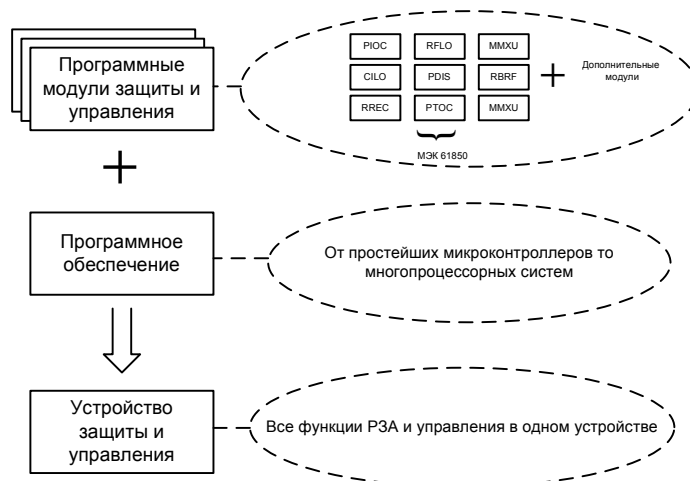


Рисунок 2: Аппаратно-независимая система со свободным размещением функций

По сути, это набор виртуальных реле из которых набираются функций, а из функций — виртуальные терминалы, которые могут располагаться как на выделенных аппаратных платформах, так и все вместе в одном сервере защиты и управления ПС. Тогда, устанавливая разный набор таких модулей (только те, которые нужны в данном конкретном случае), на подходящие такому набору по производительности аппаратные платформы мы получаем инструмент построения систем защиты и автоматизации высокой степени гибкости и эффективности. При таком подходе при проектировании системы защиты и управления, разработчик фокусируется на синтезе логики работы такой системы в целом, а распределение функциональных модулей по устройствам является финальной стадией работы и зависит только от ограничений по надежности и предпочтений заказчика.

Исходя из этой концепции, существуют два полярных по сути архитектурных решения. Первый — это централизованный с размещением всех технологических модулей в одной мощной серверной системе с нужной кратностью дублирования. Данный вариант, очевидно, дешевле по требуемому аппаратному обеспечению, требует значительно меньше места под размещение и серьезно упрощает систему питания устройств автоматизации. Однако в случае применения обычных серверов, как аппаратных платформ, требует сооружения специальной серверной с климат-контролем и экранированием от внешних электромагнитных воздействий.

Второй вариант представляет собой максимально распределенную архитектуру, когда каждый функциональный модуль размещается в отдельном устройстве. Такой вариант построения системы обладает высокой степенью живучести. Наиболее эффективной является гибридная архитектура, когда основные функции выполняются централизованным устройством, а наиболее ответственные и критические функции резервируются еще и отдельными устройствами, в том числе созданными не на принципах программной реализации. Таким обра-

зом, варьируя состав физических устройств и их функциональные возможности, несложно получить оптимальные показатели системы по надежности и стоимости.

В редакции 2 стандарта IEC 61850 определены механизмы моделирования связей между логическими узлами с использованием объектов данных InRef(ORG CDC), а также моделирования подписки на SV и GOOSE-сообщения, что позволяет однозначно определять конфигурацию системы защиты и управления, как последовательность логических узлов [4]. Однако для моделирования внутренней логики работы узлов предпочтительней использовать системы подобные Matlab, так как Matlab предоставляет мощные средства для отладки алгоритмов, которые затем достаточно перенести в рабочую систему как есть. Для выполнения моделей Matlab внутри системы защиты и управления может использоваться либо собственный интерпретатор mdl-файла, либо генератор кода Matlab Coder. Модель алгоритма является отдельным параметром узла и частью конфигурации, и, следовательно, доступна для изменения пользователем без изменения кода системы (при некоторых ограничениях, например, число входов/выходов и их типы данных в модели алгоритма и логического узла-оболочки должны совпадать).

В 2009 г. в Испании была завершена работа над пилотным проектом подстанции Alcala de Henares 132 кВ (г. Мадрид). В реализации проекта также использовались устройства различных производителей. Особенностью данного проекта являлось экспериментальное внедрение «Шины процесса» в части передачи дискретной информации. Системы РЗА и АСУ ТП на подстанции можно условно разделить на 4 уровня: верхний, станционный, уровень присоединения, (устройства МПРЗА и контроллеры присоединения) и полевой, включающий приборы, установленные на распределительном устройстве [5]. В непосредственной близости с коммутационными аппаратами на распределительном устройстве были установлены выносные модули УСО (MicroRTU), которые с помощью оптических кабелей подключались к коммутаторам, установленным в ОПУ. Все информация о состоянии коммутационных аппаратов, а также команды управления ими передавались по цифровым каналам связи (с помощью GOOSE-сообщений). На MicroRTU была реализована лишь простейшая логика с целью повышения надежности этих устройств. Функции оперативной блокировки были реализованы в устройствах уровня присоединения. Таким образом, на подстанции были внедрены следующие виды информационных потоков:

- вертикальный GOOSE для обмена информацией между MicroRTU и устройствами уровня присоединения;
- диагональный GOOSE для обмена информацией между MicroRTU одного присоединения и устройствами защиты и управления другого (например, для быстрого информирования этих устройств об отказе выключателя);
- горизонтальный GOOSE для обмена информацией между устройствами уровня присоединения (для целей организации оперативных блокировок, пуска осциллографа и т.д.);
- передача динамической информации по протоколу MMS от устройств уровня присоединения на станционный уровень;
- команды управления со станционного уровня на уровень присоединения по протоколу MMS.

Команды управления проходили через контроллеры присоединения, которые транслировали эти команды в GOOSE-сообщения для MicroRTU, что позволяло на уровне контроллеров присоединения осуществить функции оперативной блокировки.

Большое развитие цифровые подстанции получили в Китае. В 2006 г. была введена в эксплуатацию первая цифровая подстанция 110 кВ Qijiang, Yunnan. К 2009 г. Китай занял лидирующее место в мире по цифровым подстанциям, введя в эксплуатацию 70 подстанций. Ожидается, что рынок цифровых подстанций в Китае вырастет до 4–4,5 млрд юаней в год за ближайшие 10 лет.

Выводы. Предлагаемые меры могут быть реализованы формированием дивизиональных матриц трансграничного сетевидного диспетчерского управления с едиными средствами координированного управления ГП НЭК «Укрэнерго». При этом должна быть проведена реорганизация системы управления электроэнергетической инфраструктуры производства и передачи электрической энергии по типовому электронному диспетчерскому управлению в рамках единой модели управления всей электроэнергетической структуры минидивизионов Украины.

Список литературы: 1. УДК 621.316 Правила устройства электроустановок – X.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2011 – 768 с. 2. Richards, S., Alstom Grid, UK, Pavaia, N., Omicron Electronics, Boucherit, M. and Ferret, P., Alstom Grid, France, Diemer P., Energinet.dk, Denmark New World. PAC World Magazine. June 2014. 3. Ivan Dorofeyev, Russia PAC World Magazine December 2012. 4. Brunner C. IEC 61850& Smart Grids. PAC World Magazine. September 2013. 5. Горелик Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии «цифровая подстанция». Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012.– № 1(05).– С. 86–89.

Bibliography(translation): 1. Rules for Electrical - Publishing house «INDUSTRIA», 2011 – 768 p. 2. Richards, S., Alstom Grid, UK, Pavaia, N., Omicron Electronics, Boucherit, M. and Ferret, P., Alstom Grid, France, Diemer P., Energinet.dk, Denmark New World. PAC World Magazine. June 2014. 3. Ivan Dorofeyev, Russia PAC World Magazine December 2012. 4. Brunner C. IEC 61850& Smart Grids. PAC World Magazine. September 2013. 5. Gorelik T.G. Automation of energy objects using the technology of «digital substation.» The first Russian prototype / TG Gorelik, O. Kiriienko // Automation and Protection – 2012.– № 1(05).– С. 86–89.

Поступила (received) 10.07.2015