

УДК 621.316.925

ЦИФРОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Ильинчик В. А., Баран А. Г., Будников В. В.
Руководитель Сапожникова А. Г.

Цифровая подстанция (ЦПС) – подстанция, оборудованная комплексом цифровых устройств (терминалов) для решения задач релейной защиты и автоматики (РЗА) и автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП) – регистрации аварийных событий (РСА), учёта и контроля качества электроэнергии, телемеханики. Всё оборудование общается между собой и центральным сервером объекта по последовательным каналам связи на единых протоколах.

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе: существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию; повысить электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования – микропроцессорных устройств и вторичных цепей благодаря переходу на оптические связи; упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов; унифицировать интерфейсы устройств IED, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств и др.

Одной из целей создания цифровой подстанций является уменьшение капитальных затрат и уменьшение эксплуатационных затрат (на техобслуживание). Основные принципы цифровых подстанций: переход на цифровые (в основном – оптические) технологии съема информации и передачи команд управления, увеличение интеллектуальной составляющей в оборудовании ЦПС.

Реализация цифровой подстанции проходит в два этапа.

Структура цифровой подстанции базируется на использовании серии стандартов МЭК 61850 и делится на три уровня: полевой уровень (уровень процесса); уровень присоединения; станционный уровень.

Полевой уровень состоит из: первичных датчиков для сбора дискретной информации; устройств передачи команд управления на коммутационные аппараты; первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

Уровень присоединения состоит из: устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счетчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.); терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Станционный уровень состоит из: сервера верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA); АРМ персонала подстанции; станционных контроллеров (концентраторов); сервера для передачи информации в диспетчерские центры (сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д.).

Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными для измерения параметров постоянного тока при создании систем управления передач и вставок постоянного тока, т. к. значительно превосходят по своим эксплуатационным характеристикам шунты постоянного тока и датчики Холла. Во всех трех вариантах (оптические трансформаторы, датчики Холла и шунты) передача измерений осуществляется по цифровой связи. На подстанции предусматривается выделенная шина процесса (сеть Ethernet) для передачи мгновенных

значений токов и напряжений, дискретных сигналов о положении коммутационных аппаратов, а также передачи команд управления на коммутационные аппараты.

Данные от трансформаторов тока и напряжения получаются с использованием специализированных устройств мультиплексоров. Устройства мультиплексоры синхронизируются с точностью не хуже чем 10 мкс. Передача данных от этих устройств до контроллеров присоединений и устройств РЗА осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса, с частотой дискретизации не хуже 80 точек на период промышленной частоты. Для сокращения потока данных от устройств мультиплексора в них предусматривается вычисление показателей качества электрической энергии с передачей данных.

Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей УСО, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами. Выносные модули УСО синхронизируются с точностью не хуже чем 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса. Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО.

Прежде всего, одним из компонентов цифровой подстанции являются цифровые измерительные трансформаторы. Электронные трансформаторы состоят из модуля датчика и объединяющего устройства. Модуль датчика, называемый дистанционным модулем, установлен на первичной стороне высокого напряжения, применяется для измерения напряжения или тока с первичной стороны и преобразования их в цифровые сигналы. Объединяющее устройство установлено на вторичной стороне, применяется для объединения и синхронизации сигналов от дистанционных модулей разных фаз. Чем выше уровень напряжения, тем больше эффект от применения электронных трансформаторов.

Помимо цифровых измерительных трансформаторов на цифровой подстанции располагается подстанционный координационный центр (ПКЦ). ПКЦ – программно-аппаратное ядро ЦПС, координирующее основные информационные потоки в ЦПС и автоматизирующее процессы принятия и реализации решений по управлению оборудованием ПС.

Метрологическое обеспечение предоставляет новые качества измерений на цифровой подстанции, чем на обычной традиционной подстанции. Традиционная подстанция в своё время характеризуется: потерями во вторичных цепях (для всех устройств разные); многократными аналогово-цифровыми (АЦ) преобразованиями (в каждом устройстве); не синхронностью измерений; большим влиянием электромагнитных эффектов; и т. д. Цифровая подстанция характеризуется: отсутствием потерь при передаче информации; неограниченное тиражирование информации; единожды выполняемое АЦ преобразование (первичное измерение); и т. д.

Информационное обеспечение включает в себя инструментальные программные средства и единую систему классификации и кодирования (ЕСКК). Информационное обеспечение представлено на принципе общей информационной модели – СИМ.

СИМ-представление является единым языком описания данных и, соответственно, интерфейса в общей интегрированной среде. Исходными данными для построения информационной модели являются: электрическая схема нормального режима ПС; классификационные таблицы и методика построения уникальных идентификаторов объектов, оборудования, измерений, сигналов и документов; профиль модели.

Самодиагностика аппаратных средств содержит: модули Smart IED основного электрооборудования; микропроцессорные терминалы; цифровые сети. Внешняя автоматическая диагностика специализированными программно-техническими средствами выполняется: без вывода из работы; с кратковременным выводом из работы.

Задачами системы информационной безопасности являются: обеспечение безопасности канала; гибкое управление правами пользователей; диагностика кибератак; защита от подмены сообщений; защита от атак на отказ в доступе.

В настоящее время в мире началось массовое внедрение решений класса «цифровая подстанция», основанных на стандартах серии МЭК 61850, реализуются технологии управления «умная сеть», вводятся в эксплуатацию приложения автоматизированных систем технологического управления. Применение технологии цифровой подстанции должно позволить в будущем существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладку, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов.

Литература

- 1 Аношин А. О. Протоколы связи в электроэнергетике. Предпосылки для создания стандарта МЭК 61850 / А. О. Аношин, А. В. Головин // Новости электротехники. – 2012. – № 3. – С. 20–23.
- 2 Аношин А. О. Стандарт МЭК 61850. Структура документа / А. О. Аношин, А. В. Головин // Новости электротехники. – 2012. – № 4. – С. 18–20.
- 3 Аношин А. О. Цифровые подстанции. Проблемы внедрения устройств РЗА / А. О. Аношин, А. В. Головин // Новости электротехники. – 2012. – № 4. – С. 21–24.
- 4 Орлов Л. Л. МЭК 61850 – новый стандарт для построения систем автоматизации в энергетике / Л. Л. Орлов, Д. В. Егоров // Электрические станции. – 2009. – № 11. – С. 14–16.