

Рассматривается архитектура цифровой подстанции, описывается структура разработанного ПО MeterSoft, которое является основным компонентом устройства учета электроэнергии SysteLogic УИП.12. Показана схема испытаний разработанного прототипа устройства SysteLogic УИП.12.

Ключевые слова: цифровая подстанция, протокол, МЭК 61850, IED, счетчик электроэнергии, качество данных, программное обеспечение.

Введение

Стремительное развитие микропроцессорной техники, информационных технологий и разработанный мировым сообществом стандарт МЭК 61850 позволяют сегодня перейти на новый инновационный, технологичный уровень автоматизации электрических подстанций, а именно к цифровой подстанции. Появление стандарта МЭК 61850 ознаменовало смену парадигмы в области автоматизации данной области. Данному направлению уделяется особое внимание, как за рубежом, так и в России.

Традиционная подстанция имеет ряд существенных технических недостатков, связанных с использованием аналоговых измерительных трансформаторов тока и напряжения. Аналоговые трансформаторы имеют лимит по числу подключаемых к ним устройств (как правило 3...4 ед.) и по потребляемой ими мощности, что накладывает существенные ограничения и требует установки дополнительных трансформаторов и прокладок электрических цепей. Вторичные цепи характеризуются потерями тока и напряжения от трансформатора до измерительного органа. Электромагнитные эффекты, создаваемые работой трансформатора, влияют на качество и точность работы оборудования. Отсутствует синхронизация первичных измерений, каждому подключаемому устройству приходится выполнять аналого-цифровые преобразования.

Основная концепция цифровой подстанции состоит в том, что вся информация переводится в цифровой формат на уровне интеллектуального первичного измерительного оборудования (оптические трансформаторы, интеллектуальные выключатели) и далее, уже в таком виде передается вторичному интеллектуальному микропроцессорному оборудованию (устройства РЗА, многофункциональные приборы измерений и учета). Это одно из главных принципиальных отличий цифровой подстанции от традиционной, где исходная информация — это аналоговые сигналы.

При оцифровке данных на уровне измерительного оптического трансформатора и передаче их по сети всем устройствам (неограниченное тиражирование информации) значительно сокращается число сигнальных проводов и информационных шин от первичного оборудования ко вторичному. В связи с этим уменьшаются затраты на кабельные вторичные цепи. Повышается точность (за счет отсутствия потерь при

передаче информации) и электромагнитная совместимость оборудования, упрощается эксплуатация и обслуживание. Все устройства работают на едином стандартном протоколе обмена информацией — МЭК 61850, что значительно повышает интероперабельность как самих устройств, так и системы в целом.

Архитектура цифровой подстанции в соответствии с МЭК 61850

В соответствии с требованиями стандарта выделяются две шины данных: процесса и станционная. Шина процесса представляет собой локальную вычислительную сеть, соединяющую между собой полевой уровень (уровень первичного процесса) и уровень присоединения (уровень ячейки) (рис. 1).

Полевой уровень состоит из первичного измерительного оборудования и/или устройств сопряжения с шиной (merging units), выносных УСО (устройств связи с объектом), уровень присоединения включает интеллектуальные электронные устройства (IED) [1].

Информация, передаваемая по шине процесса — это выборки мгновенных значений токов и напряжений по фазам и нейтрали в цифровом виде (sampled values, стандарт IEC 61850-9-2 Lite Edition) от оптических измерительных трансформаторов либо от устройств сопряжения с шиной, подключаемых к традиционным измерительным трансформаторам. Устройства сопряжения с шиной оцифровывают аналоговые значения и передают их в формате 61850-9-2 LE. Частота дискретизации передаваемых данных должна быть не хуже 80 точек на период для устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и 256 точек на период для АСУТП, АИИС КУЭ и др.

Выносные УСО обеспечивают управление коммутационными аппаратами (УСО имеют релейные выходы), а также сбор дискретной информации об их положении с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE — Generic Object Oriented Substation Event — протокол передачи данных о событиях на подстанции).

Интеллектуальные электронные устройства уровня присоединения считывают поток данных в формате 61850-9-2 LE и производят расчет и анализ различных электрических величин. Рассмотрим основные типы приборов данного уровня.

Мультиметр обеспечивает измерение действующих значений токов и напряжений, а также частоты, мощностей, коэффициентов мощности и т. п., а так-

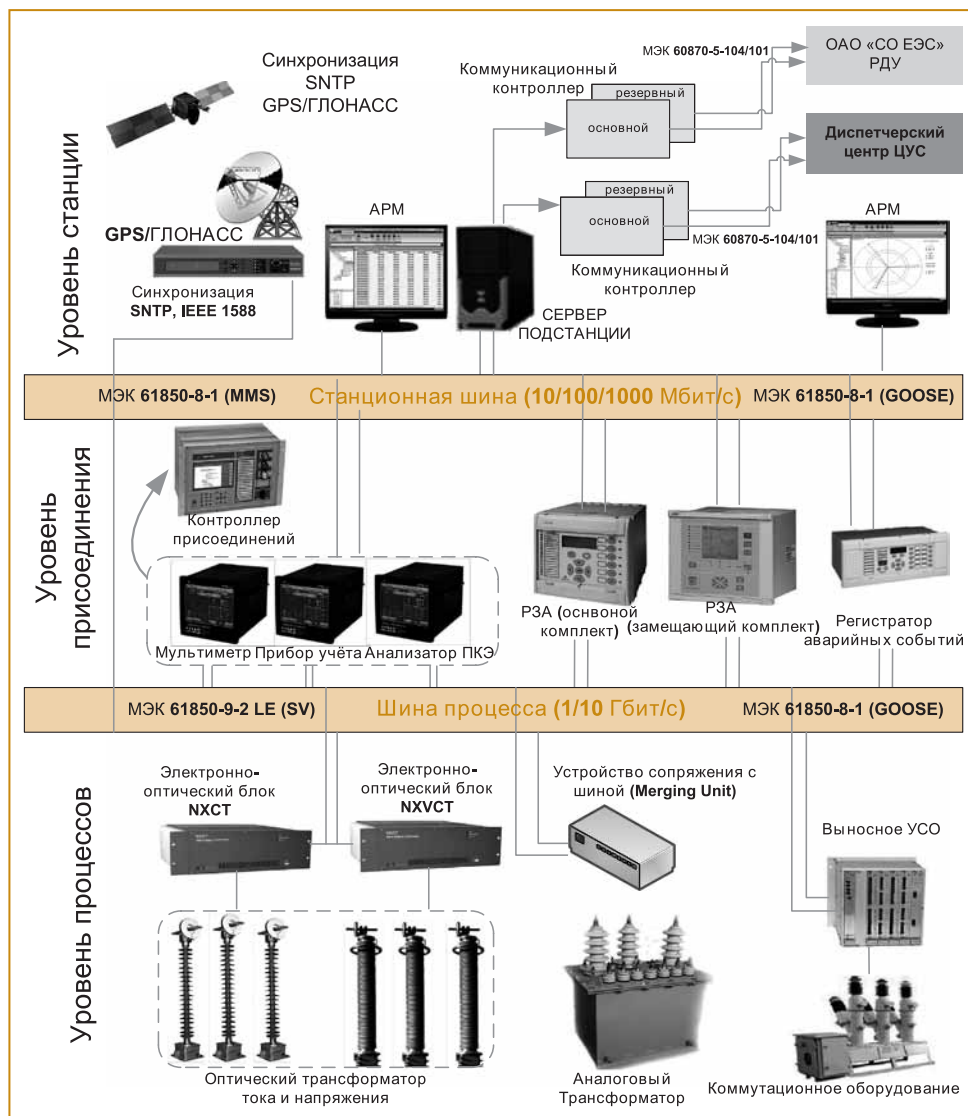


Рис. 1. Архитектура цифровой подстанции в соответствии с МЭК 61850

же их среднеинтервальных значений. Прибор является источником телемеханических данных, которые позволяют осуществлять оценку параметров работы энергооборудования и производить оперативный контроль над энергосистемой.

Счетчик электроэнергии обеспечивает измерение потребленной энергии для целей технического и коммерческого учета (товарно-денежного регулирования и взаимодействия между поставщиком и потребителем). Учет электроэнергии осуществляется в прямом и обратном направлении с возможностью применения нескольких тарифных зон. Счетчик производит регистрацию минутных, получасовых, суточных и месячных архивов. Прибор предназначен для автоматизации процессов измерения и контроля технологическими процессами производства, распределения и потребления электроэнергии.

Анализатор показателей качества электроэнергии (ПКЭ) обеспечивает измерение ПКЭ и их сопоставление с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ Р 54149-2010). Основные показатели КЭ — частота,

значение напряжения, фликер, провалы напряжения и перенапряжения, прерывания напряжения, несимметрия напряжения, гармоники и интергармоники тока и напряжения, и т.д. Прибор позволяет отслеживать и оценивать качество электроэнергии, которая рассматривается не только как физическое явление, но и как товар, который должен соответствовать определенному качеству и требованиям рынка.

Контроллер присоединения является многофункциональным устройством, объединяющим мультиметр, счетчик и анализатор ПКЭ. Также он может обладать функционалом РЗА.

Основной и резервный комплект РЗА предназначены для применения в качестве комплексной системы защиты, автоматики, управления энергообъектов, стационарного и подстанционного оборудования.

Регистратор аварийных событий (РАС) предназначен для получения информации в заданный предаварийный, аварийный и послеаварийный интервалы времени с обеспечением

возможности последующего разбора аварий на основе накопленных, обработанных и хронологически точно зафиксированных данных о состоянии оборудования, ТП, а также по переключениям, выполняемым оперативным персоналом и автоматическими регуляторами с идентификацией источника воздействующего сигнала в аварийной ситуации и при ликвидации аварии.

Станционная шина представляет собой локальную вычислительную сеть, соединяющую между собой уровень присоединения и станционный уровень.

От интеллектуальных цифровых устройств уровня присоединения по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) данные передаются на подстанционный сервер, который обеспечивает сбор, обработку, хранение и ретрансляцию полученной информации по резервированным каналам связи в диспетчерский центр ЦУС (центр управления сетями) и в РДУ (региональное диспетчерское управление).

В станционный уровень включается система отображения данных — АРМ персонала подстанции, по-

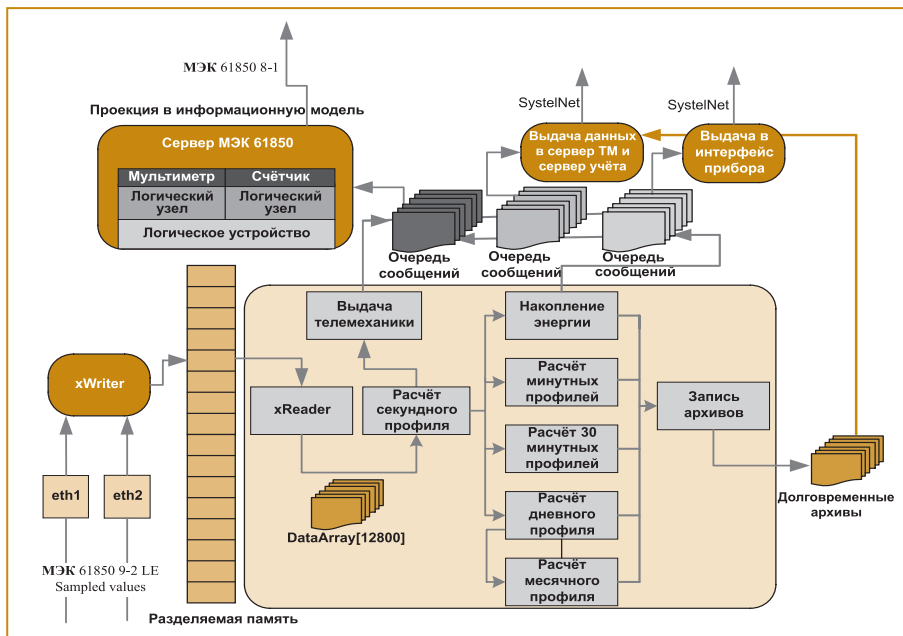


Рис. 2. Архитектура ПО MeterSoft для цифрового счетчика электроэнергии

звляющая осуществлять отображение информации в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления).

Для повышения надежности передачи данных по шине процесса и станционной шине необходимо их резервирование. Резервирование осуществляется физическим дублированием сетей в сочетании с использованием специализированных протоколов. В настоящее время существует три основных протокола резервирования: RSTP (Rapid spanning tree protocol) — для станционной шины и PRP (Parallel Redundancy Protocol), HSR (High Availability Seamless Redundancy) — для шины процесса [2].

Вопросу синхронизации устройств по времени уделяется особое внимание при построении цифровой подстанции, поскольку данная система является многоуровневой и распределенной. Существует несколько допустимых способов синхронизации, применяемых при организации шины процесса — это использование PPS (Pulse Per Second) сигнала, что приводит к необходимости построения выделенной шины синхронизации времени устройств, взаимодействующих по шине процесса, но снижает нагрузку на шину процесса и упрощает требования к интеллектуальным электронным устройствам и оборудованию локальной вычислительной сети. Другой способ — это использование протокола NTP (Network Time Protocol) или более простого протокола SNTP (Simple Network Time Protocol). Данные методы используются во встраиваемых системах и устройствах и позволяют обеспечивать синхронизацию времени с погрешностями в диапазоне миллисекунд. Еще одним способом синхронизации времени и наиболее предпочтительным является протокол PTP (Precision Time Protocol), описанный стандартом IEEE 1588, обеспечивающий точность до нескольких микросекунд. Шина про-

цесса в последних двух случаях используется не только для передачи информации, но и для синхронизации времени. Как правило, источником точного времени является система GPS/ГЛОНАСС [3].

Подходы к созданию интеллектуальных электронных устройств

Переход от аналоговых к электронно-оптическим трансформаторам, а также работа по стандарту МЭК 61850 внутри подстанции требует создание новых электронных измерительных устройств, поддерживающих данную модель взаимодействия. Возможны два пути решения: доработка уже существующих аналоговых устройств; разработка нового прибора заточенного

и предназначенного именно для этой задачи. Как правило, два этих варианта жизнеспособны.

В первом варианте используются уже существующие наработки, где счетчик представляет собой преобразователь аналогового сигнала в частоту следования импульсов, подсчет которых дает количество потребляемой энергии. Аналоговые выходы счетчика для работы с традиционными трансформаторами на ранних стадиях внедрения и развития технологии цифровой подстанции себя оправдывает и является дополнительной опцией, которая позволяет оцифровывать данные и переводить их в цифровой формат согласно МЭК 61850. Однако в архитектуре цифровой подстанции на базе протокола МЭК 61850 оцифровку аналоговых величин тока и напряжения должны проводить устройства сопряжения с шиной и тиражировать эти данные в шину процесса в формате МЭК 61850-9-2 LE. К тому же чтение потока 9-2 LE из сети счетчиком и его обработка достаточно объемны и требуют значительной мощности вычислительного процессора, которой не всегда хватает аналоговым устройствам предыдущего поколения. Ограничения по мощности и в архитектуре устройства делают его работу ненадежной, поскольку не всегда удастся грамотно модернизировать и приспособить прибор к новым условиям эксплуатации.

Поэтому авторы приняли решения провести работы по второму варианту, то есть разработать архитектуру устройства исходя из поставленной задачи и без каких-либо первоначальных ограничений.

Описание разработанного решения

При создании линейки интеллектуальных электронных устройств SystemLogic (IED-счетчик, — мультиметр и -ПКЭ) для цифровой подстанции

Параметры	A	B	C	ABC
Ток, А	1.003545	1.019552	1.099544	1.040881
Напряжение, В	120.025729	119.895565	120.075755	119.999017
Активная мощность, Вт	120.451194	118.074570	130.023501	368.549265
Реактивная мощность, Вар	0.070315	31.638069	-22.922610	8.785774
Полная мощность, ВА	120.451214	122.239812	132.028621	374.719647
Cosφ	1.000000	0.965926	0.984813	0.983533
Частота, Гц	50.000000	50.000000	50.000000	50.000000

Линейное напряжение, В			Угол сдвига фаз, рад		
AB	BC	CA	A	B	C
31.316283	31.323056	0.050148	0.000584	0.261800	-0.174503

Нейтраль	
Ток, А	Напряжение, В
0.000000	0.000000

Рис. 3. Режим просмотра телемеханических данных

ПРОФИЛИ

Настройки

Время

с 07.06.2013 00:00 по 07.06.2013 10:00

Тип профиля

1 мин. 30 мин. сутки месяц

ПРОФИЛИ

Время	Параметр	Статус	Значение
07.06.13 10:00:00	IA	0	1.003545
07.06.13 09:30:00	UA	0	120.025729
07.06.13 09:00:00	PA	0	120.451194
07.06.13 08:30:00	QA	0	0.070315
07.06.13 08:00:00	SA	0	120.451214
07.06.13 07:30:00	CosFIA	0	1.000000
07.06.13 07:00:00	FreqA	0	50.000000
07.06.13 06:30:00	AQ1_A	0	60.225597
	AQ2_A	0	0.000000
	AQ3_A	0	0.000000
	AQ4_A	0	0.000000
	Aln_A	0	60.225597
	AQ5_A	0	0.000000

Рис. 4. Режим просмотра архивных данных

особое внимание было уделено разработке архитектуры прикладного ПО. На базе разработанного ПО MeterSoft был создан счетчик электрической энергии SysteLLogic УИП. 12.

На рис. 2 приведена структурная схема ПО MeterSoft. Архитектура ПО построена по модульному принципу и включает несколько процессов — механизмы ОС, которые выполняют некоторую последовательность шагов, а точнее — программный код приложения.

Процесс xWriter (Писатель) принимает мгновенные значения тока и напряжения по трем фазам и нейтрали в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 LE по сетевому интерфейсу и записывает их с отметкой времени в разделяемую память. Главный процесс MeterSoft считывает данные из разделяемой памяти и производит расчеты. Частота дискретизации данных согласно МЭК 61850-92 LE может быть 80 или 256 выборок на период с частотой сети 50 Гц (или

$80 \cdot 50 = 4000$ и $256 \cdot 50 = 12800$ срезов мгновенных значений в секунду). Как правило, производители устройств делают поддержку двух этих режимов, хотя для учета электроэнергии частота дискретизации передаваемых данных должна быть не хуже 256 точек на период.

Процесс MeterSoft, используя полученные мгновенные значения тока и напряжения, рассчитывает секундный профиль, состоящий из:

- 1) текущего значения тока и напряжения по фазе А, В, С и среднего значения по сумме трех фаз;
- 2) текущего значения тока и напряжения нейтрали;
- 3) текущего значения линейного напряжения между фазами А-В, В-С,

С-А;

4) текущего значения частоты напряжения сети отдельно для каждой фазы А, В, С и среднего значения по сумме трех фаз;

5) текущего значения активной мощности в фазе А, В, С и по сумме трех фаз;

6) текущего значения реактивной мощности в фазе А, В, С и по сумме трех фаз;

7) текущего значения полной мощности в фазе А, В, С и по сумме трех фаз;

8) текущего значения коэффициента мощности в фазе А, В, С и среднего значения по сумме трех фаз;

9) угла между током и напряжением в фазе А, В, С.

Каждую секунду происходит подсчет и накопление потребленной энергии:

1) активной энергии по квадрантам (P1, P2, P3, P4) суммарно по фазам и по каждой фазе;

2) активной энергии принятой (+) и отданной (-), их суммы;

3) реактивной энергии по квадрантам (Q1, Q2, Q3, Q4) суммарно по фазам и по каждой фазе;

4) реактивной энергии принятой (+) и отданной (-), их суммы;

5) полной энергии по квадрантам (S1, S2, S3, S4) суммарно по фазам и по каждой фазе.

Обеспечивается формирование и запись минутных, получасовых, суточных и месячных архивов. На основе секундного профиля подсчитывается количество потребленной энергии за интервал и средние значения для базовых параметров (ток, напряжение, мощность и т. д.). Для расчета дневного профиля фиксируется накопленная энергия нарастающим итогом на начало суток. Если время на начало суток совпадает со временем на начало месяца, то данные по энергии зафиксируются и в месячном профиле. Также существует возможность расчета средних значений базовых параметров для суток и месяца.



Рис. 5 Схема стендовых испытаний прибора SystelLogic УИП.12

Алгоритм расчета значительно усложняется, если в потоке мгновенных значений, передаваемых по протоколу МЭК 61850-9-2 LE, присутствуют пропуски или недостоверные значения. Неотъемлемым и очень важным является детализация данных, а именно их статус или качество. В протоколе МЭК 61850 качество данных описывается в третьем разделе седьмой части стандарта. Тип данных Quality является общим для всей системы, имеет единый формат и может формироваться на любом ее уровне (как на первичном, так и на вторичном оборудовании, а также в центрах сбора данных или задаваться оператором) [4].

Итак, ПО MeterSoft по протоколу 61850-9-2 LE принимает мгновенные данные с частотой дискретизации 256 точек на период или 12 800 срезов мгновенных значений в секунду тока и напряжения по трем фазам и нейтралю, каждое значение сопровождается статусом, представленным типом int32. При расчете профиля необходимо учитывать статус данных, а также затем необходимо выставить статус и секундному профилю. Для этого накапливается статистика, и затем оценивается процент появления каждого статуса и его значение с атрибутами, и в зависимости от этого выставляется кодовый статус. Для величин (например, для мощности) при расчете которых используются два базовых параметра (ток и напряжение), статус выставляется исходя из значений обоих статусов. Аналогично статус выставляется для минутного, получасового профиля для базовых параметров. Возникает один интересный вопрос: как подсчитывать (накапливать) энергию при недостоверных данных? Поскольку потребленная энергия — это не только технические параметры функционирования системы, но и товарно-денежные отношения, то расчет и накопление при недостоверных исходных значениях не производится.

Передача информации из SystelLogic УИП.12 осуществляется в несколько подсистем: интерфейс счет-

чика (рис. 3, 4), сервер телемеханики, сервер учета энергоресурсов и сервер подстанции по протоколу МЭК 61850-8-1. Каждую подсистему обслуживает отдельный процесс, что позволяет отделить логику работы устройства от формата передачи данных. Межпроцессное взаимодействие осуществляется через очереди сообщений.

ПО «Сервер МЭК 61850» позволяет спроецировать устройство SystelLogic УИП.12 в информационную модель протокола МЭК 61850.

Было принято решение по интеграции разрабатываемого устройства в существующие системы телемеханики и АСКУЭ, разработанные ООО «СИСТЕЛ». Это позволяет проводить долговременные

испытания цифрового оборудования с целью выявления стабильности работы и метрологических характеристик. Связь с ними осуществляется по внутрифирменному протоколу SystelNet.

Архитектура ПО MeterSoft является модульной и универсальной. Вынесение функции чтения из сети потока МЭК 61850-9-2 LE в отдельный процесс xWriter и запись данных в разделяемую память позволяют на одном устройстве запускать несколько логических устройств (Logical Device), не нагружая процессор чтением потока для каждого. На базе данной архитектуры также разрабатывается устройство анализа показателей качества электрической энергии. Планируется построение устройства контролера присоединения.

ПО MeterSoft устанавливается на современную специализированную вычислительную аппаратную платформу на базе микропроцессорного устройства, работающего под управлением ОС Linux (Fedora 15) со следующими системными характеристиками: процессор Intel® Atom™ Processor N270 1.60 ГГц; оперативная память — ≥ 1 Гб; флеш-память — Transcend TS8GCF100I ≥ 8 Гб, Industrial Compact Flash Card;

Устройство SystelLogic УИП.12 с установленным ПО MeterSoft предназначено для учета электроэнергии и мощности, измерения параметров электрической сети: напряжения, тока, характеристик мощности, частоты и т.д. Оно применяется в качестве IED (интеллектуального электронного устройства) в системах автоматизации подстанций на базе протокола МЭК 61850. Оно может одновременно работать в режиме измерителя электрических параметров (Multimeter) и в режиме счетчика электрической энергии (Meter).

Испытания прототипа

Были проведены стендовые испытания прототипа счетчика SystelLogic УИП.12 (рис. 5) с использованием

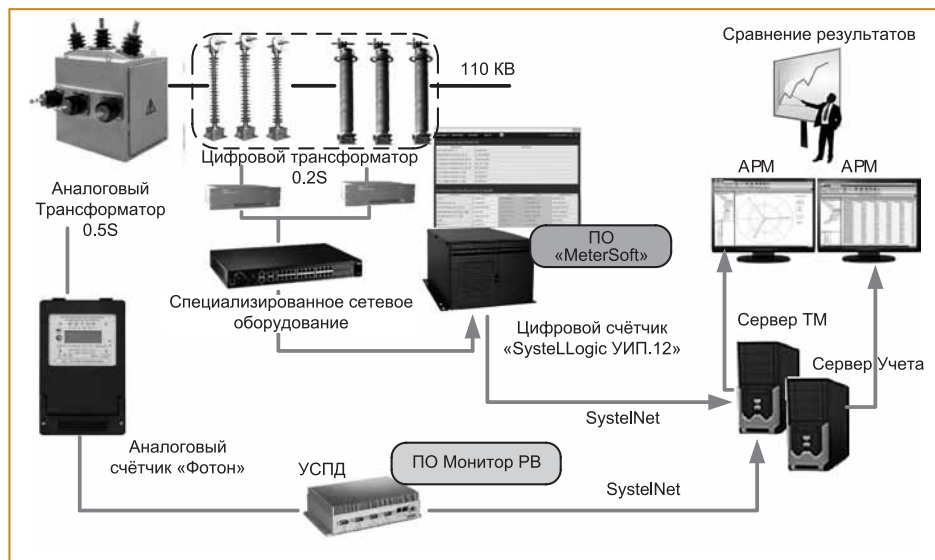


Рис. 6 Схема испытаний прибора SystelLogic УИП.12 на цифровой подстанции

устройства пусконаладки SysteLLogic УПН.11. Данное устройство с графическим интерфейсом и управлением с тач-скрином позволяет генерировать мгновенные значения тока и напряжения в различных режимах по протоколу 61850-9-2 LE. Существует возможность выставления признака качества (статуса) генерируемых данных согласно МЭК 91850-7-3. В схеме испытаний был задействован прибор DPM-121, поддерживающий протокол 61850 и работающий в режиме счетчика и мультиметра. На оба устройства подавался поток мгновенных значений тока и напряжения по протоколу 61850-9-2 LE. Затем было произведено сравнение полученных результатов — секундных значений, минутных, получасовых, суточных и месячных профилей. Полученные результаты оказались в пределах заданной точности.

После длительных стендовых испытаний прибор SysteLLogic УИП.12 был установлен на действующей цифровой подстанции, где на линии 110 кВ установлены оптический и аналоговый трансформаторы тока и напряжения (рис. 6). Был произведен анализ работы данного устройства путем сравнения полученных данных с данными счетчика «Фотон» (производства ООО «СИСТЕЛ»). Сравнивались секундные значения

измеряемых и вычисляемых величин: ток, напряжение, мощность и т.д., которые собирались на сервере телемеханики. Полученное совпадение результатов оказалось в пределах среднеквадратичных отклонений 0,5%. Такое согласие является более чем удовлетворительным, так как общая погрешность аналогового тракта (класс точности аналогового трансформатор 0,5S и счетчика 0,5S) составляет примерно 0,7%.

Также был произведен анализ архивных данных: профилей за 30 минут, день и месяц, которые собирались в АСКУЭ систему «Энергоресурс» от двух счетчиков (SysteLLogic

УИП.12 и традиционного счетчика «Фотон»), обеспечив тем самым возможность анализа информации за длительный период времени. Полученное совпадение результатов находится в пределах 0,5%.

Анализ данных производился на большой статистической выборке (> 3 месяцев непрерывной работы комплекса цифровая подстанция) при различных режимах функционирования электросети, а также при различных условиях окружающей среды — температуры и влажности (зимний и летний период).

Список литературы

1. Горелик Т.Г., Кириенко О.В. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии «Цифровая подстанция». Первый Российский прототип // Релейная защита и автоматика. 2012. №3.
2. Дреер А. Сети обмена данными с высокой готовностью функционирования // Релейщик. 2009. №2.
3. Головин А. Синхронизация времени согласно стандарту IEEE 1588. <http://digitalsubstation.ru/2012/07/30/sinhronizatsiya-vremeni-soglasno-stand/>.
4. Стешенко Д.М. Качество информации в контексте стандарта МЭК 61850 // Релейщик. 2012. №1.

Ухов Владимир Иосифович — канд. физ.-мат. наук, доцент, директор по перспективным разработкам ООО «СИСТЕЛ», Ковцова Ирина Олеговна — ассистент Международного Университета природы, общества и человека «Дубна» филиал г. Протвино. Контактный телефон (916) 904-89-99. E-mail: yxob@mail.ru kovtsova_irina@mail.ru