

Пилотный проект «Цифровая подстанция»

В статье описывается реализация пилотного проекта «Цифровая подстанция» на действующей ПС 110/10 кВ. Описана структура, состав и основная функциональность Цифрового информационно-измерительного комплекса (ЦИИК). Весь комплекс «Цифровая подстанция» (оптический трансформатор тока и напряжения и ЦИИК) запущен в опытную эксплуатацию в феврале 2013 г. Приведены результаты опытной эксплуатации ЦИИК за 2013 г. Приведен анализ метрологических характеристик комплекса, а также результаты статистической обработки измерений, полученных как с электронного интеллектуального устройства (входящего в состав ЦИИК), так с традиционного МИП телемеханики. Показано, что на протяжении всего периода опытной эксплуатации (один год на момент написания статьи) весь комплекс ЦПС (оптический трансформатор тока и напряжения и ЦИИК) работает стабильно и без сбоев. Анализ данных показывает, что результаты измерений основных параметров электроэнергии, выполненные ЦПС и традиционными средствами телемеханики, находятся в хорошем согласии в пределах заявленных погрешностей.

Авторы:

Рыкованов С.Н.,
Ухов В.И.,
Слабоспицкий С.Р.,
Ковцова И.О.

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

ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ»

Совместными усилиями ООО «СИСТЕЛ» и ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е.И. Забахина» в 2011-2013 гг. реализован пилотный проект «Цифровая подстанция», в рамках которого был разработан Цифровой информационно-измерительный комплекс (ЦИИК), соответствующий требованиям стандарта IEC 61850.

В состав ЦИИК вошли разработанные ООО «СИСТЕЛ» интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) с цифровыми входами согласно IEC 61850-9-2LE.

В качестве базового элемента полевого уровня ЦПС использовался оптический измерительный преобразователь тока и напряжения NXVCT-230 (рис. 1).

В настоящее время ЦИИК функционирует на ПС 110/10 кВ «Сосновая» в режиме опытной эксплуатации и обеспечивает решение задач учета электроэнергии, измерения показателей качества электроэнергии, телемеханики, регистрации аварийных событий (РАС), ведутся работы по включению в комплекс устройств РЗА.

На ПС 110/10 кВ «Сосновая» согласно стандарту IEC 61850 можно выделить:

- **полевой уровень**, который включает в себя первичный измерительный преобразователь тока и напряжения NXVCT-230;
- **уровень присоединения**, представленный ИЭУ с приемом данных по протоколу IEC 61850-9-



Рис. 1. Изоляционные колонны ВОПТН NXVCT -230 фазы А,В,С

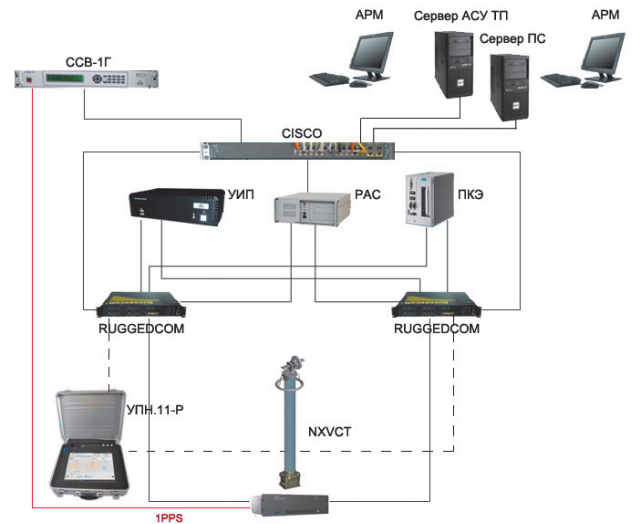


Рис. 2. Архитектура цифровой подстанции на ПС 110/10 кВ «Сосновая»

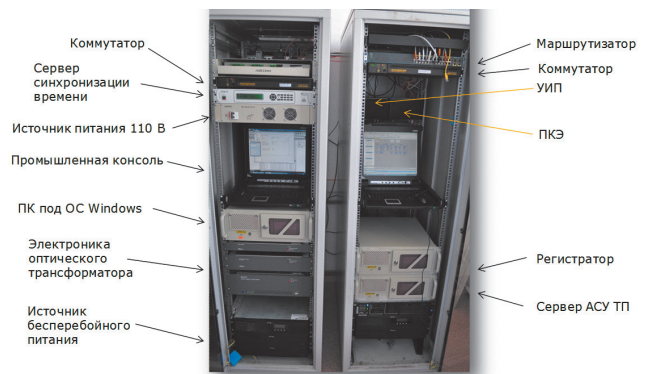


Рис. 3. Оборудование ЦИИК

2LE: «SysteLLogic PAC.11», «SysteLLogic УИП.12», «SysteLLogic ПКЭ.12»;

■ **станционный уровень**, представленный Сервером ЦПС, АРМ, сервером синхронизации времени.

На рис. 2 представлена структурная схема комплекса.

Для наладки ЦИИК использовался комплекс поверочный «SysteLLogic УПН.11».

Физическая реализация станционной шины и шины процесса выполнена на коммутаторах Ethernet.

Для синхронизации времени используется сервер точного времени ССВ-1Г, обеспечивающий формирование эталонных сигналов 1PPS и поддерживающий протоколы NTP и SNTP. В зависимости от конкретных требований, сервер может обеспечивать точную (несколько микросекунд) или грубую (несколько миллисекунд) синхронизацию времени.

Трехфазный комплект волоконно-оптических преобразователей тока и напряжения (ВОПТН) был размещен на открытом распределительном устройстве параллельно базовому первич-

ному измерительному оборудованию, а именно традиционному аналоговому трансформатору тока и напряжения НКФ-110. Вторичное измерительное оборудование и вспомогательное оборудование было размещены в помещении закрытого распределительного устройства (рис. 3).

ВОПТН NXVCT-230 выполняет функцию преобразования напряжения и тока первичной сети в выходные величины в виде цифровых сигналов по протоколу IEC 61850-9-2LE, а также в виде аналоговых сигналов. ВОПТН обеспечивает измерение следующих параметров электроэнергии:

- значений тока по фазе А, В, С и нейтрали;
- значений напряжения по фазе А, В, С и нейтрали.

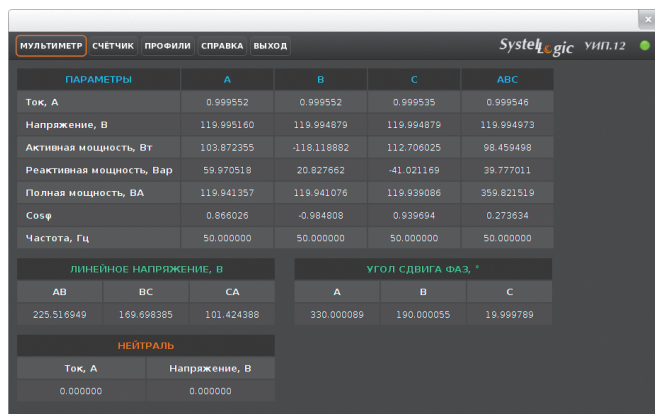
Интеллектуальные устройства от оптического трансформатора по шине процесса получают мгновенные значения токов и напряжений по трем фазам и нейтрали по протоколу IEC 61850-9-2LE с частотой дискретизации 256 точек на период. Ниже приводятся устройства, используемые на подстанции в качестве вторичного измерительного оборудования.

Рыкованов С. Н., генеральный директор ООО «СИСТЕЛ», к.т.н

Ухов В. И., директор по перспективным разработкам ООО «СИСТЕЛ», доцент, к.ф.м.н., Международный университет природы, общества и человека «Дубна» филиал «Протвино»

Слабоспицкий С. Р., ведущий специалист ООО «СИСТЕЛ», д.ф.-м.н.

Ковцова И. О., инженер ООО «СИСТЕЛ», Международный университет природы, общества и человека «Дубна» филиал «Протвино», старший преподаватель



ПАРАМЕТРЫ	A	B	C	ABC
Ток, А	0.999552	0.999552	0.999535	0.999546
Напряжение, В	119.995160	119.994879	119.994879	119.994973
Активная мощность, Вт	103.872355	-118.118882	112.706025	98.459498
Реактивная мощность, Вар	59.970518	20.827662	-41.021169	39.777011
Полная мощность, ВА	119.941357	119.941076	119.939086	359.821519
Сосф	0.866026	-0.984808	0.939694	0.273634
Частота, Гц	50.000000	50.000000	50.000000	50.000000

ЛИНЕЙНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, В			УГОЛ СДВИГА ФАЗ, °		
AB	BC	CA	A	B	C
225.516949	169.658385	101.424388	330.000089	190.000055	19.999789

НЕЙТРАЛЬ	
Ток, А	Напряжение, В
0.000000	0.000000

Рис. 4. Режим представления данных «Мультиметр»

«SystemLogic УИП.12»

Устройство измерения параметров электроэнергии. Является источником телемеханических данных – работа в режиме Мультиметр, также обеспечивает измерение потребленной энергии – работа в режиме Счетчик.

«SystemLogic УИП.12» осуществляет расчет следующих параметров:

- текущего значения тока и напряжения по фазе А, В, С и среднего значения по сумме трёх фаз.
 - текущего значения тока и напряжения нейтрали.
 - текущего значения линейного напр. между фазами А-В, В-С, С-А.
 - текущего значения частоты напряжения сети отдельно для каждой фазы А, В, С и среднего значения по сумме трёх фаз.
 - текущего значения активной мощности в фазе А, В, С и по сумме трёх фаз.
 - текущего значения реактивной мощности в фазе А, В, С и по сумме трёх фаз.
 - текущего значения полной мощности в фазе А, В, С и по сумме трёх фаз.
 - текущего значения коэффициента мощности в фазе А, В, С и среднего значения по сумме трёх фаз.
 - угла между током и напряжением в фазе А, В, С.
- А также подсчет и накопление потребленной энергии:
- активной энергии принятой (+) и отданной (-) по фазе А, В, С и по сумме трех фаз;
 - активной энергии по квадрантам (P1, P2, P3, P4) по фазе А, В, С и по сумме трех фаз;
 - реактивной энергии принятой (+) и отданной (-), их суммы;
 - реактивной энергии по квадрантам (Q1, Q2, Q3, Q4) по фазе А, В, С и по сумме трех фаз;
 - полной энергии по квадрантам (S1, S2, S3, S4) по фазе А, В, С и по сумме трёх фаз.

Устройством осуществляется архивация результатов измерений на основных интервалах времени – 1 мин., 30 мин., на начало суток, на начало месяца.

Передача оперативных и архивных данных на верхний уровень осуществляется по протоколу МЭК 61850-8-1 или по внутрифирменному протоколу SystemNet в XML-формате.

Конфигурация устройства и отображение параметров осуществляется с помощью человеко-машинного интерфейса (рис. 4). Возможны различные режимы представления данных:

- мультиметр: мгновенные значения измеряемых параметров;

- счетчик: суммарная энергия, принятая энергия, отданная энергия нарастающим итогом;
- профили: основные параметры учета электроэнергии на заданном интервале.

«SystemLogic ПКЭ.12»

Устройство измерения показателей качества электроэнергии и их сопоставление с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ Р 54149-2010). «SystemLogic ПКЭ.12» обеспечивает расчет следующих параметров:

- среднеквадратичного значения тока и напряжения по фазе А, В, С;
- частоты по фазам А, В, С;
- коэффициента *n*-й гармонической составляющей тока и напряжения, $KI(n)$ и $KU(n)$;
- коэффициента искажения синусоидальности кривой тока и напряжения, KI и KU ;
- коэффициента несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности, $K2U$ и $K0U$;
- отклонение среднеквадратичного значения напряжения, δU .
- длительность провала напряжения, $\Delta t_{пр}$;
- глубина провала напряжения, $\delta U_{пр}$;
- длительность временного перенапряжения, $\Delta t_{пер} U$;
- коэффициент временного перенапряжения, $K_{пер} U$;
- длительность прерывания напряжения, $\Delta t_{прерыв}$;
- кратковременная доза фликера, PS_t ;
- длительная доза фликера, PL_t ;

Устройством осуществляется архивация результатов измерений на основных интервалах времени – 10/12 периодов, 150/180 периодов, 10 минут и 2 часа.

Передача оперативных и архивных данных на верхний уровень осуществляется по протоколу МЭК 61850-8-1 или по внутрифирменному протоколу SystemNet в XML-формате.

Конфигурация устройства и представление результатов осуществляется с помощью человеко-машинного интерфейса (рис. 5 и рис.6). Возможны несколько режимов представления данных:

- базовые показатели качества электроэнергии;
- гармоники и интергармоники;
- фликер;
- профили (основные показатели качества электроэнергии на заданном интервале).

«SystemLogic PAC.11»

Устройство обеспечивает регистрацию и хранение осциллограмм стационарных и переходных процессов, предшествующих и сопутствующих аварийным режимам в электрических сетях. Обеспечивает расчет следующих показателей электроэнергии:

- переходных/аварийных событий по заданному набору уставок (превышение установленных максимальных значений тока и напряжения);
- текущих значений тока и напряжения.

Устройство принимает мгновенные значения токов и напряжений по протоколу IEC 61850-9-2LE с возможностью одно-временной регистрации до четырех потоков.

Прием дискретных сигналов осуществляется с помощью выносного модуля, соединенного с регистратором по сети Ethernet и передающего значения дискретных сигналов по протоколу IEC 61850-8-1 посредством GOOSE-сообщений. Возможен

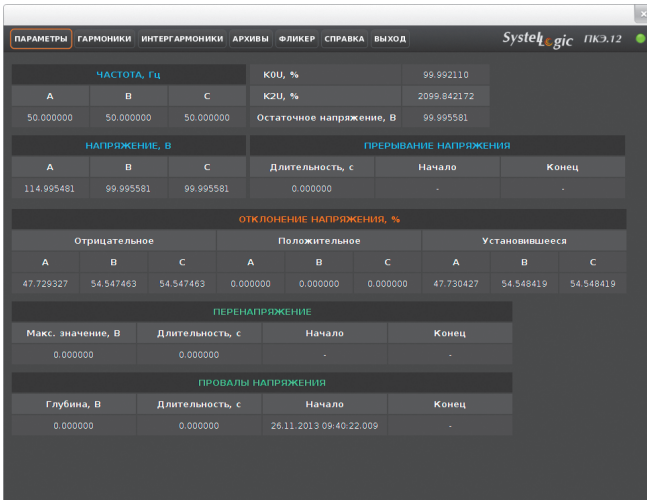


Рис. 5. Базовые показатели качества электроэнергии

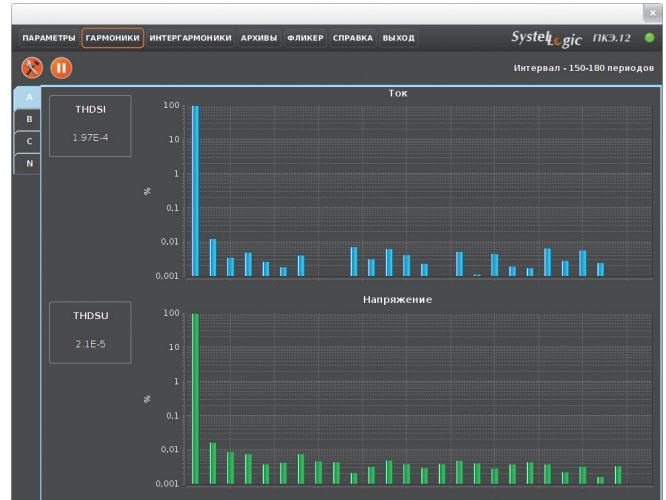


Рис. 6. Гармоники тока и напряжения по фазе

прием дискретных сигналов, формируемых из других GOOSE-сообщений, передаваемых по сети.

Регистратор может запускаться:

- автономно, при выходе среднеквадратичного значения сигнала, принимаемого по IEC 61850-9-2LE, за установленные пределы;
- по дискретному сигналу, передаваемому посредством GOOSE-сообщений;
- по команде, формируемой через интерфейс пользователя.

После запуска устройство производит запись осциллограмм предаварийного, аварийного и послеаварийного режимов. Длительности записи предаварийного и послеаварийного режимов, а также максимальная полная длительность, являются конфигурируемыми параметрами. Записанные осциллограммы сохраняются в энергонезависимой памяти регистратора в формате COMTRADE, а также могут передаваться в этом формате на верхний уровень.

Конфигурирование и визуализация данных, регистрируемых устройством, осуществляется с помощью человеко-машинного интерфейса (рис. 7).

Устройством обеспечивается:

- индикация принимаемых по протоколу IEC 61850-9-2LE потоков;
- индикация текущих значений напряжений и токов;
- выполнение тестового осциллографирования;
- выполнение операций со списком осциллограмм:
- просмотр списка;
- удаление выбранных осциллограмм;
- сохранение выбранной осциллограммы в формате COMTRADE;
- просмотр и анализ выбранной осциллограммы.

С интеллектуальных электронных устройств «SystemLogic PAC.11», «SystemLogic УИП.12», «SystemLogic ПКЭ.12» данные по станционной шине передаются на сервер ЦПС и сервер АСУ ТП.

Программный комплекс «Сервер Цифровой подстанции» разработан в соответствии с требованиями стандарта IEC 61850 и предназначен для использования на станционном уровне ЦПС, в том числе для интеграции устройств, поддерживающих протоколы МЭК 60870-5-101/104. Программное обеспечение «Сервер Цифровой подстанции» позволяет:

- осуществлять информационный обмен с устройствами уровня присоединения ЦПС по протоколу IEC 61850-8-1;
- регистрировать аварийные события;

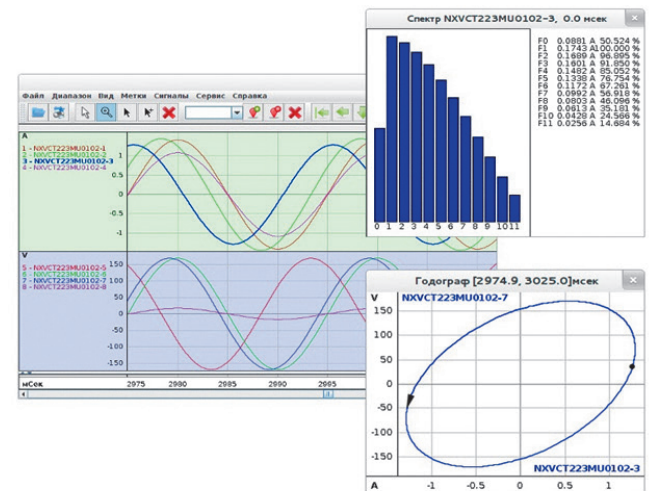


Рис. 7. Детальная информация по срабатыванию

- осуществлять информационный обмен с традиционными устройствами, поддерживающими отличные от IEC 61850-8-1 протоколы (устройства телемеханики, релейной защиты, противоаварийной автоматики и т.п.);
- осуществлять передачу данных на верхний уровень (ЦУС, РДУ и т.п.) по каналам связи с использованием протоколов МЭК 870-5-101/104;
- осуществлять информационный обмен с автоматизированными рабочими местами специалистов;
- осуществлять управление конфигурацией (в соответствии с IEC 61850-8-6).

Для хранения оперативных данных используется объектная модель, соответствующая требованиям стандарта IEC 61850.

В данной схеме используется два сервера для сбора данных с ИЭУ – сервер ЦПС с поддержкой стандарта IEC 61850 и классический сервер АСУ ТП «СИСТЕЛ». Интеграция ИЭУ «SystemLogic» в уже существующий комплекс позволило использовать накопленный опыт и стандартные решения для проведения долговременных испытаний и статистического анализа работы цифровых устройств в составе ЦИИК.

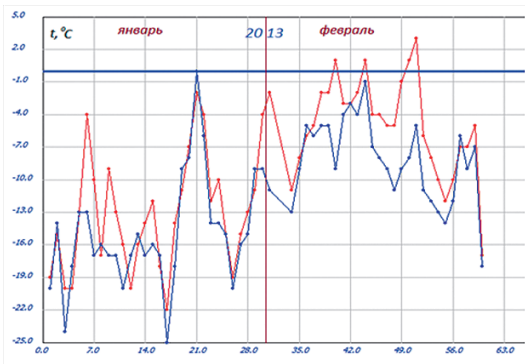


Рис. 8. График температур на подстанции за январь и февраль 2013 г.

Так же подобный подход даёт ряд существенных преимуществ, таких как возможность интеграции оборудования ЦПС в традиционную ССПИ/АСУ ТП. При модернизации подстанции, оснащенной традиционной ССПИ или АСУ ТП, интеграция нового оборудования, поддерживающего протокол IEC 61850-8-1, может быть выполнена с помощью преобразователя протоколов «SysteLLogic ПП», выполняющего преобразование протокола IEC 61850-8-1 в МЭК 60870-5-101/103/104. Аналогично традиционное оборудование (устройства телемеханики, релейные терминалы, счетчики) могут быть интегрированы в ЦПС с помощью «SysteLLogic ПП», обеспечивающего программное преобразование протоколов МЭК 60870-5-101/103/104, Modbus и других, при необходимости, в протокол IEC 61850-8-1.

Классический сервер АСУ ТП «СИСТЕЛ» логически объединяет в себе – Сервер ТМ, Сервер Учёта и Сервер РЗА.

Сервер ТМ осуществляет сбор телемеханической информации с устройств «SysteLLogic» в базу данных. Каждому устройству соответствует свой набор параметров. Например для «SysteLLogic УИП.12» – это секундные среднеквадратичные значения тока и напряжения, частоты, коэффициента мощности, линейных напряжений, активной, реактивной и полной мощности, угол между током и напряжением.

Сервер Учёта осуществляет сбор и долговременное хранение основных учётных параметров электроэнергии за полчаса, сутки и месяц с «SysteLLogic УИП.12».

Сервер РЗА обеспечивает сбор и длительное хранение данных об аварийных срабатываниях и связанных с ними осциллограмм с «SysteLLogic PAC.11».

В процессе пуско-наладки ЦИИК для цифровой подстанции использовался мобильный поверочный комплекс «SysteLLogic УПН.11», который обеспечивает генерацию тестовых потоков данных согласно протоколу IEC 61850-9-2LE. Комплекс предусматривает три режима генерации потока с частотой дискретизации 80 и 256 точек на период:

- генерация симметричных сигналов тока и напряжения с одинаковой амплитудой по фазам;
- генерация индивидуальных сигналов тока и напряжения по каждой фазе;
- воспроизведение сигналов по мгновенным значениям тока и напряжения из csv-файла.

Так же предусмотрена возможность одновременной генерации двух потоков с частотой дискретизации 80 и 256 точек на период с целью одновременного подключения устройств, поддерживающих разную дискретизацию.

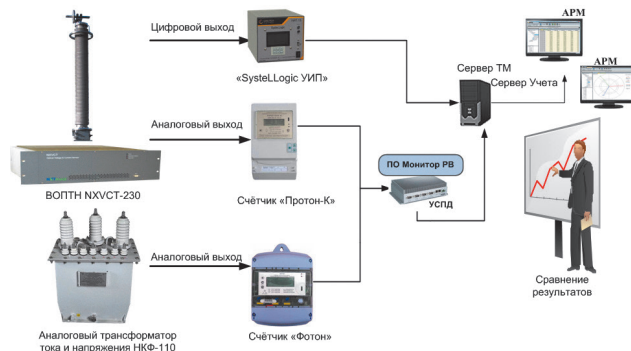


Рис. 9. Общая схема сравнения измерительных каналов

Комплекс «SysteLLogic УПН.11» выполнен на базе промышленного компьютера с сенсорным экраном с установленной операционной системой Linux.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦИИК

Поскольку оптические преобразователи тока и напряжения совсем новый продукт для отечественной энергетики, то необходимы долгосрочные испытания данного оборудования, а так же анализ данных, полученных по двум схемам измерений (аналоговой и цифровой). В рамках данного пилотного проекта удалось наглядно продемонстрировать сравнение классической схемы измерений с инновационной, базирующейся на использовании волоконно-оптических преобразователей тока и напряжения.

ЦИИК введен в опытную эксплуатацию в феврале 2013 г. В процессе функционирования ЦИИК были проведены работы по анализу метрологических характеристик оптического трансформатора и комплекса в целом при работе в различных климатических условиях в широком диапазоне температур. На рис. 8 приведен график температур на подстанции за январь-февраль 2013 года.

Для оценки погрешности измерений ЦИИК на ГПП-4 «Сосновая» были использованы дополнительные каналы измерений:

- к аналоговым выходам блока электроники VCT ВОПТН NXVCT-230 был подключен счетчик электрической энергии «Протон-К (класс точности 0,2S);
 - к вторичным цепям штатных аналоговых ТТ и ТН (класс точности для измерительных каналов по току и напряжению 0,5S) линии 110 кВ «Сосновая-Снежинская» был подключен счетчик электрической энергии «Фотон» (класс точности 0,2S).
- Счетчики «Протон-К» и «Фотон» обеспечивают измерение следующих показателей электроэнергии:
- среднеквадратичного значения тока и напряжения по фазе А, В, С и среднего значения по сумме трех фаз;
 - частоты напряжения по фазам А, В, С;
 - коэффициента мощности по фазам А, В, С;
 - текущих значений линейных напряжений между фазами А-В, В-С, С-А;
 - активной, реактивной энергии и полной мощности по фазам А, В, С и суммарных;
 - угла между током и напряжением по каждой фазе А, В, С.

Таким образом, измерения одних и тех же величин: текущих (среднеквадратичного значения тока и напряжения, частоты, коэффициента мощности, линейных напряжений, активной, ре-



Рис. 10. Графики зависимости напряжения по трём каналам измерений

активной и полной мощности, угла между током и напряжением) и интегральных (активная и реактивная энергия за месяц/сутки/час/полчаса), происходит по трем измерительным каналам (рис. 9):

- прием мгновенных значений тока и напряжения данных от ВОПТН;
- по цифровому протоколу МЭК 61850-9-2LE, обработка полученных данных ИЭУ «SysteLLogic УИП.12»;
- прием значений тока и напряжения от ВОПТН по аналоговому выходу блока электроники VCT, обработка полученных данных счетчиком электрической энергии «Протон-К»;
- прием значений тока и напряжения со вторичных цепей штатных аналоговых ТТ и ТН линии 110 кВ, обработка полученных данных счетчиком электрической энергии «Фотон».

Данные по трем каналам, синхронизированные по времени, передавались на Сервер ТМ и Сервер Учета.

АНАЛИЗ ДАННЫХ

Ниже представлены графики зависимости напряжения по трем каналам за один зимний и один летний день (рис. 10).

На рис. 11 приведены графики измерения тока по трем каналам (фазы А и В) за 3 и 4 августа 2013 г.

Результаты измерений по всем каналам согласуются между собой в соответствии с классом точности приборов в широком динамическом и температурном диапазоне.

Отметим, что включение в анализ данных «Протон-К» фактически является проверкой правильности работы самого оптического трансформатора, что выходит за рамки данной работы. Из-за этого, в дальнейшем детальном анализе сравнивались только данные, полученные с традиционного (аналогового) измерительного трансформатора (счетчик «Фотон») с данными, полученными с оптического измерительного трансформатора («SysteLLogic УИП.12»).

Для анализа использовались данные за несколько дней, при этом даты (дни) выбирались произвольно. Включение в анализ данных за весь период работы ЦИИК (10 месяцев) не приводит к качественному изменению проделанного анализа и полученных выводов.

Данные собирались с интервалом в 10 секунд (данная величина является настраиваемой – минимальное значение 1 секунда). В результате дневная выборка содержит

$$N = 8640 \tag{1}$$

действующих значений. Первичными (независимыми) сигналами являются:

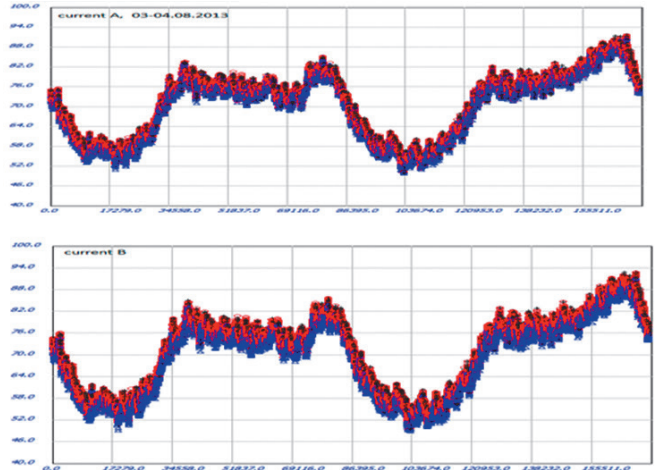


Рис. 11. График измерений тока по трём каналам (фаза А и В) за 3 и 4 августа 2013г

- действующие значения токов (три фазы);
- действующие значение напряжения (три фазы);
- частота (три фазы).

Остальные параметры (мощности, напряжения между фазами, $\cos \varphi$, ...) вычисляются с использованием первичных параметров. В результате, для сравнения использовались следующие действующие значения параметров (для каждой фазы А, В, С): U – напряжение; I – ток; мощности: активная (P), реактивная (Q), полная (S), $\cos \varphi$ и частота (f).

Отметим, что в счетчиках «Протон-К» и «Фотон» используется временной интервал 200 мс = 0,2 с для вычисления действующих значений. В счетчике «УИП» соответствующий временной интервал равен 1 с. Такое различие в алгоритмах может приводить к различающимся действующим значениям измеренных данных.

Учитывая значительное изменение в течение суток измеряемых параметров, для сравнения измерений с различных устройств рассматривались отношения одних и тех же параметров, полученных из двух счетчиков («Фотон» и «SysteLLogic УИП»).

- Например, для фазы А

$$r_U = \frac{V_{\Phi;A}}{V_{Y;A}} \tag{2}$$

где $V_{\Phi;A}$ и $V_{Y;A}$ – значения (напряжения, тока, ...) фазы А для «Фотон» и «SysteLLogic УИП». Аналогичные соотношения используются для других фаз и параметров.

Для определения статистической значимости использовались «интегральные» характеристики: среднее отношения по выборке (сутки) и среднее квадратичное отклонение

$$R = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} r_k; \sigma_R = \sqrt{\left(\frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} r_k^2 \right) - R^2} \tag{3}$$

Заметим, что среднее квадратичное отклонение является статистической погрешностью.

Абсолютная погрешность интегрального отношения определяется статистической и систематической погрешностями:

$$\Delta R = \sqrt{\sigma_R^2 + (\Delta r)^2}; \Delta r = R \cdot \delta r \tag{4}$$

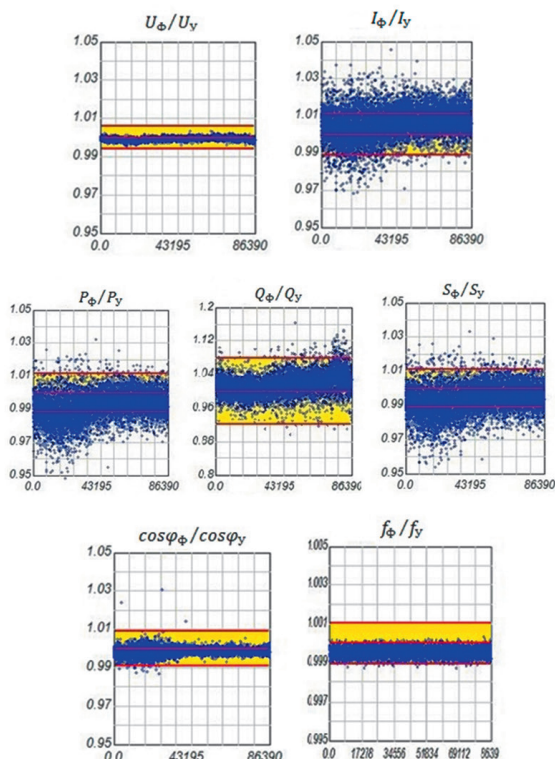


Рис. 8. График температур на подстанции за январь и февраль 2013 г.

Таблица 1. Относительные систематические погрешности для отношений измеренных параметров

Отношение	U_{ϕ}/U_y	I_{ϕ}/I_y	P_{ϕ}/P_y	S_{ϕ}/S_y	$\cos \phi_{\phi}/\cos \phi_y$	f_{ϕ}/f_y
$\delta r(\%)$	0,574	0,735	0,608	0,608	0,860	0,10

Таблица 2. «Интегральные» отношения, статистические (ΔR_{stat}), систематические (ΔR_{syst}) и общие погрешности (ΔR) для измеренных величин

v	$R = V_{\phi}/V_y$	ΔR_{stat}	ΔR_{syst}	ΔR	$ 1-R $	χ^2_{exp}
U_A	0,9994	0,00081	0,00574	0,00580	0,0006	259,9
U_B	1,0029	0,00085	0,00574	0,00581	0,00287	2283,4
U_C	0,9977	0,00079	0,00574	0,00580	0,00227	1490,7
I_A	1,0059	0,00809	0,00735	0,0109	0,00587	7053,1
I_B	0,9979	0,00843	0,00735	0,01118	0,00207	5285,1
I_C	0,9962	0,00839	0,00735	0,01115	0,00379	6033,3
P_A	1,00377	0,00867	0,00762	0,01154	0,00377	5711,3
P_B	1,00006	0,0089	0,00762	0,01178	0,00006	5046,5
P_C	1,00152	0,00837	0,00762	0,01131	0,00152	4838,6
Q_A	1,02778	0,0253	0,07637	0,08047	0,00278	1697,4
Q_B	1,01284	0,0258	0,0834	0,08732	0,00128	892,1
Q_C	0,89102	0,0271	0,06495	0,07036	0,10898	28624,3
S_A	1,00526	0,00835	0,00762	0,01133	0,00526	6447,39
S_B	1,00079	0,00870	0,00762	0,01156	0,00079	4928,7
S_C	0,99395	0,00864	0,00762	0,01152	0,00605	7486,2
$\cos \phi_A$	0,99852	0,00243	0,00860	0,00894	0,00148	606,8
$\cos \phi_B$	0,99927	0,00202	0,00860	0,00884	0,00073	385,8
$\cos \phi_C$	1,007624	0,00207	0,00860	0,00885	0,00762	6824,2
f_A	0,99955	0,00023	0,0010	0,00101	0,00045	2079,9
f_B	0,99955	0,00023	0,0010	0,00101	0,00045	2077,3
f_C	0,99955	0,00023	0,0010	0,00101	0,00045	2076,9

где величины относительных систематических погрешностей для отношений (δr) приведены в Таблице 1, Ф – «Фотон», У – «SysteLLoGic УИП».

На рис.12 ниже приведено поведение отношений для различных параметров, в зависимости от времени (секунды с начала суток – 00:00). Характер поведения отношений для различных дней практически совпадают. Поэтому далее все графики приведены для даты 4 августа. На рис.12 приведены отношения для фазы А, поведение отношений для фаз В и С практически такие же.

Как видно из рис. 12, для следующих сигналов (для каждой фазы): действующее напряжение; реактивная мощность; $\cos \phi$; частота, практически все отношения отличаются от единицы не более, чем суммарная погрешность ΔR . В тоже время отношения для действующих значений токов, активной и полной мощности отличаются от единицы. Одной из возможных причин такого рассогласования может быть отличие коэффициента трансформации, используемого при вычислении значений, от реального значения.

Оценка статистической значимости

Для определения статистической значимости полученных результатов использовалась оценка методом χ^2

$$\chi^2_{exp} = \chi^2(N) = \sum_{k=0}^{N-1} \frac{(R_0 - R_k)^2}{(\Delta R)^2} \quad (5)$$

где $R_0=1$ – ожидаемое значение, ΔR – погрешность, вычисляемая по формуле (4).

Для оценки статистической значимости использовался критерий Пирсона. А именно, гипотеза

$$R_k = R_0 = 1 \quad (6)$$

принимается с вероятностью α , если выполняется неравенство:

$$\chi^2_{exp} \leq \chi^2_{\alpha;N} \quad (7)$$

Теоретические значения критерия при $N = 8640$ (что отвечает одному измерению через 10 сек) для различных значений вероятностей равны:

$$N = 8640; \chi^2_{\alpha;N} = \begin{cases} 8336 \text{ при } \alpha = 0.999 = 99.9\% \\ 9050 \text{ при } \alpha = 0.01 = 1\% \end{cases}$$

Результаты приведены в Таблице 2.

Как видно из Таблицы 2, значения всех измеренных параметров (кроме реактивной мощности фазы С), измеренные традиционным способом и с помощью оптического трансформатора, совпадают с вероятностью не хуже 99%:

$$\chi^2_{exp} < \chi^2_{0.999;8640} \quad (8)$$

Выводы

В результате проделанной работы по созданию и внедрению Цифрового информационно-измерительного комплекса (ЦИИК), был запущен пилотный проект «Цифровая подстанция» на действующей подстанции 110/10 кВ. На данный момент ЦИИК обеспечивает решение задач учета электроэнергии, измерения показателей качества электроэнергии, телемеханики, регистрации аварийных событий (РАС).

Получен большой опыт проектирования подстанции с внедрением инновационных решений, накоплен уникальный опыт монтажных и пуско-наладочных работ на действующей под-

станции 110/10 кВ нового оборудования, работающего по протоколу IEC 61850.

В течение года проводилась опытная эксплуатация всего комплекса ЦП, показавшая стабильность и надежность реализованных технических решений.

Выполненные метрологические исследования, показывают, что результаты измерений основных параметров электроэнергии, выполненные ЦПС и традиционными средствами телемеханики, находятся в хорошем согласии в пределах заявленных погрешностей. Анализ данных производился на большой статистической выборке (более 11 месяцев непрерывной работы комплекса Цифровая подстанция), при различных режимах функционирования электросети, а так же при различных условиях окружающей среды – температуры и влажности (зимний и летний период). На протяжении всего периода опытной эксплуатации (один год) весь комплекс ЦПС (оптический трансформатор тока и напряжения и ЦИИК) работает стабильно и без сбоев.

Интеграция унаследованной телемеханики и новых технологий позволила получить опыт во внедрении элементов (устройств и ПО) в существующие системы на действующих или подлежащих модернизации подстанциях.

Полученный опыт в проектирование, монтаже, пуско-наладочных работах и эксплуатации позволяет рассматривать реализованный проект, как «Типовое решение для ЦПС».

Выражаем искреннюю благодарность нашим партнерам – сотрудникам ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е.И. Забахина», а именно: Ю.В. Румянцеву, А.В. Проскури-

ну, В.В. Сергодееву, В.С. Краеву и С.Ю. Шепель за совместную успешную работу. А также выражается благодарность всему коллективу ООО «СИСТЕЛ», работающему над проектом «Цифровая подстанция».

ЛИТЕРАТУРА

1. NXVCT. Преобразователь измерительный высоковольтный оптический напряжения и тока. – Руководство по установке, эксплуатации и техническому обслуживанию.
2. Трансформатор напряжения НКФ-110. Паспорт 1БТ.791.015 ПС (1980).

Реклама 1/2 полосы
176x116 мм