

«ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ»: ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ. ПЕРВОЕ В РОССИИ ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ДЕЙСТВУЮЩЕМ ОБЪЕКТЕ ГЕНЕРАЦИИ

АВТОРЫ:

Т.В. ДРОЗДОВА,
ООО «ЭНЕРГОПРОМ-
АВТОМАТИЗАЦИЯ»

Н.Е. ЕЛОВ,
ООО «ЭНЕРГОПРОМ-
АВТОМАТИЗАЦИЯ»

А.П. МОРОЗОВ,
ПАО «РУСГИДРО»

Как известно, технология «Цифровая подстанция» (ЦПС) базируется на стандарте IEC 61850, регламентирующем протоколы информационного обмена по «шине процесса» и «шине станции». В настоящий период архитектура данных шин является объектом исследования, т.к.

отсутствуют типовые решения по их построению, есть только теоретические рекомендации в виде технического отчета МЭК (TR IEC 61850-90-4). Любое пилотное внедрение технологии ЦПС на действующем энергообъекте является шагом вперед по продвижению данной технологии к широкому применению.

Ключевые слова: цифровая подстанция; РЗА; АСУ ТП; оптические трансформаторы; МЭК 61850; Нижегородская ГЭС.



Нижегородская ГЭС,
ПАО «РусГидро»

Перспектива перехода на технологию «цифровая подстанция» (ЦПС) при построении систем релейной защиты и автоматизации уже несколько лет является одной из самых обсуждаемых тем электроэнергетического сообщества. Острые дискуссии возникают по вопросам надежности применения этой технологии, плюсов и минусов внедрения оптических измерительных трансформаторов, экономической эффективности появления подобных комплексов, особенностей проектирования и эксплуатации, необходимости разработки специальной нормативной базы [1, 4].

К сожалению, абстрактные исследования (без привязки к конкретному объекту), внешне эффектные технические решения (принятые без опыта эксплуатации в рамках пилотных проектов) не всегда совпадают с реальностью. Разные объекты имеют разную протяженность, разные условия эксплуатации. Поэтому важно, чтобы пилотный проект был завершен, т.е. были проведены испытания, показана работоспособность оборудования и проведено сравнение проектного технико-экономического обоснования (ТЭО) с реальными техническими и экономическими результатами.

Компания «ЭнергопромАвтоматизация» первая в России осуществила промышленное внедрение инновационного комплекса на базе технологии ЦПС на объекте генерации. С 2013 г. ООО «ЭнергопромАвтоматизация» ведет работы по созданию программно-технического комплекса на базе технологии ЦПС на действующем объекте генерации — Нижегородской ГЭС ПАО «РусГидро». Важной особенностью гидроэлектростанции является частая смена режима работы оборудования, что позволяет быстро достичь основной цели проекта — накопить достаточный объем информации для анализа работы

инновационного оборудования. Полученные в результате текущей эксплуатации и периодических натурных испытаний данные дают почву для размышлений и определения вектора дальнейшего развития перспективной технологии с учетом необходимых испытаний и модернизации оборудования, таким образом, позволяя выработать стратегию по применению аналогичных комплексов на энергообъектах России.

Проектирование современного и эффективного инновационного решения подразумевает глубокую проработку уже существующих проектов, что и было выполнено на первом этапе, в ходе которого был проведен анализ мировых и российских внедрений технологии ЦПС, их особенности, характеристики устройств, выполнена проработка структуры комплекса технических средств и определены привязки оборудования к схеме станции, сформирован рабочий проект и произведена комплектация оборудования и программного обеспечения.

Создание инновационных технологических проектов невозможно без привлечения научного потенциала отрасли, и в рамках данной работы в качестве научного эксперта выступало АО «НТЦ ФСК ЕЭС». На полигоне АО «НТЦ ФСК ЕЭС» были проведены предварительные испытания комплекса с использованием средств цифрового моделирования RTDS, разработаны модели оборудования и технологических процессов гидроэлектростанции, проверена работа оборудования в условиях повышенной информационной нагрузки (штормовые испытания) и в режиме отказов оборудования сети передачи данных.

Установка прошедшего стендовые испытания комплекса системы автоматического управления была выполнена на блоке генератор — трансформатор № 6. Первоначаль-

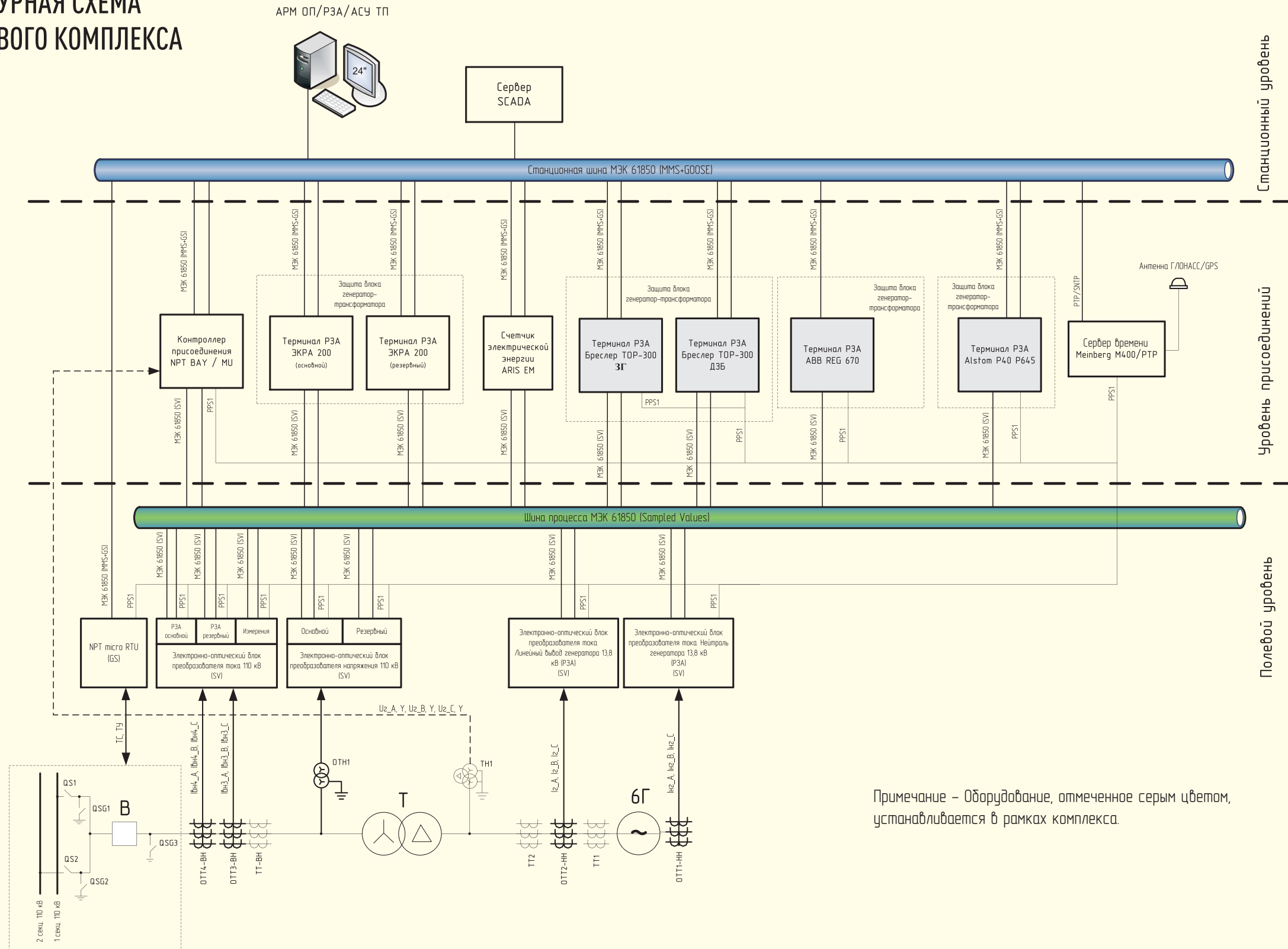
ИНФОРМАЦИЯ

Нижегородская ГЭС — гидроэлектростанция на реке Волге у города Заволжье в Городецком районе Нижегородской области. Станция является частью Волжского каскада гидроэлектростанций и находится между Рыбинским и Чебоксарским гидроузлами. Плотины общей длиной 18,6 км в настоящее время являются самыми протяженными среди плотин гидроузлов России. ГЭС построена в 1948–1962 годах и является важным инфраструктурным объектом комплексного назначения, решающим, помимо выработки электроэнергии, задачи водного и автомобильного транспорта, водоснабжения, рекреации. Собственником ГЭС является компания «РусГидро».

Основанием земляных сооружений станции служат аллювиальные пески, бетонных сооружений — сарминские и уржумские глины и мергели. Гидроузел представляет собой типичную низконапорную гидроэлектростанцию руслового типа (здание ГЭС интегрировано в напорный фронт и является продолжением плотины). Основные сооружения станции: земляные плотины, дамбы, водосбросная плотина, здание ГЭС, судоходный шлюз, открытое распределительное устройство.

Установленная мощность Нижегородской ГЭС составляет 520 МВт, среднегодовая выработка — 1,513 млрд кВт·ч. В зависимости от климатических условий, выработка ГЭС в разные годы существенно колеблется от 1316,3 кВт·ч (в 2006 г.) до 1806 кВт·ч (в 2010 г.).

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ЦИФРОВОГО КОМПЛЕКСА



Примечание – Оборудование, отмеченное серым цветом, устанавливается в рамках комплекса.

Рис. 1

ный состав комплекса в 2015 г. был расширен, и на данный момент в опытной эксплуатации находится следующее оборудование различных отечественных и зарубежных компаний: ОТТ и ТН ЗАО «Профотек»; SCADA NPT Expert; контроллер присоединения NPT BAY; контроллер УСО уличной установки NPT MicroRTU; устройство SAMU NPT MU производства ООО «Энергопром-Автоматизация»; терминалы РЗА ООО «НПП «ЭКРА», ООО «ИЦ Бреслер» TOP-300, ABB, Alstom; счетчик электрической энергии ООО «ПроСофт-Системы» Aris [2].

Структурная схема комплекса в расширенном варианте изображена на рис. 1.

В состав комплекса входят: шкаф полевых контроллеров на основе контроллера NPT microRTU (рис. 2), обеспечивающий сбор информации на ОРУ от шкафов управления коммутационными аппаратами и передачу команд управления; шкаф контроллеров уровня присоединения на основе контроллера NPT BAY 9.2; шкаф сервера SCADA NPT Expert; оптические трансформаторы тока, установленные на напряжении 110 кВ со стороны высшего напряжения блочного трансформатора (рис. 3); оптические гибкие трансформаторы тока на главных выводах генератора напряжения 13,8 кВ (рис. 4), а также в нейтрали генератора; электронные трансформаторы напряжения на 110 кВ (см. рис. 3). Устройство МУ, встроенное в контроллер NPT BAY 9.2, обеспечивает измерение напряжения на главных выводах и нейтрали генератора. Релейная защита и автоматика блока «генератор — трансформатор» выполнена на базе двух резервированных терминалов производства НПП «ЭКРА» (рис. 5), полностью идентичных традиционным терминалам МП РЗА блоков, установленных на Нижегородской ГЭС. В рамках расширения комплекса установлены

ВЫНОСНОЙ УСО NPT MICRORTU В ШКАФУ УЛИЧНОГО ИСПОЛНЕНИЯ НА ОРУ 110 КВ



Рис. 2

терминалы защиты блока и защиты генератора TOP-300, терминал защиты трансформатора ABB RET 670 и терминал Alstom Micom P645.

На полевом уровне дискретные сигналы собираются устройствами NPT microRTU и в виде GOOSE-сообщений передаются по станционной шине на уровень присоединений. Управление коммутационными аппаратами осуществляется путем передачи команды по цифровым протоколам (GOOSE) от контроллера присоединения к NPT microRTU. Аналогично предполагается и действие РЗА на отключение выключателей. Оцифрованные измеренные величины передаются в коммутаторы шины процесса в виде сообщений Sampled Values (SV).

Система единого времени включает в себя программные и технические средства, обеспечивающие прием сигналов точного времени от внеш-

ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОННЫЙ (СЛЕВА) И ОПТИЧЕСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР ТОКА (СПРАВА) НА ОРУ 110 КВ



Рис. 3

ТТЭО-Г НА ГЛАВНЫХ ВЫВОДАХ ГЕНЕРАТОРА (НАПРЯЖЕНИЕ 13,8 КВ)

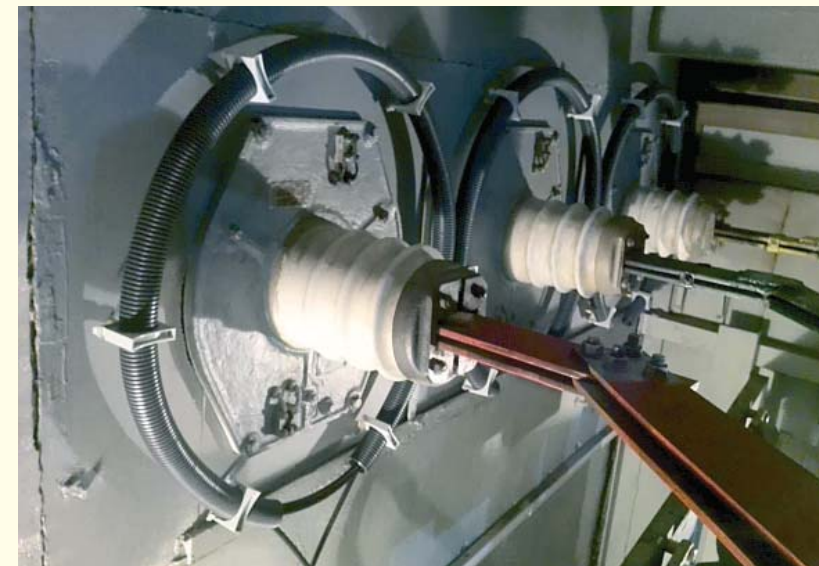


Рис. 4

него источника GPS/ГЛОНАСС. Система выполнена на базе сервера точного времени Meinberg M400/PTP и устройства распределения сигналов PPS Meinberg SDU/TTL/FO. Данные устройства установлены в помещении РЩ ОРУ 110 кВ в шкафу станционного уровня.

Шина процесса и станционная шина выполнены в виде единого оптического кольца (1 Гбит/сек) и разделены с использованием технологии VLAN.

Важным результатом внедрения проекта стала возможность проводить регулярные натурные испытания в условиях действующего оборудования. Первый цикл испытаний был закончен в октябре 2015 г. и включал следующие опыты [3]:

- трехфазное короткое замыкание (КЗ) на выводах генератора;
- трехфазное КЗ на стороне 110 кВ блочного трансформатора;

- однофазное КЗ на стороне 110 кВ блочного трансформатора;
- работа на холостом ходу;
- включение в сеть с контролем синхронизма;
- форсирование тока возбуждения генератора.

Для комплекса ЦПС важнейшим элементом являются сети передачи данных — шина процесса и станционная шина. Их надежности и работе оборудования в условиях отказов ЛВС были посвящены отдельные испытания, а именно, опыты:

- потери синхронизации PPS;
- потери питания ОТТ;
- обрыва оптического кабеля;
- неисправности сервера времени;
- неисправности сетевого коммутатора;
- подачи дублирующего потока SV (от РЕТОМ 61850);
- неисправности вторичных цепей ТН.

ШКАФ ТЕРМИНАЛОВ МП РЗА ЭКРА 200



Рис. 5

По результатам проведенных испытаний были выработаны решения о дальнейшей модернизации комплекса и доводке оборудования. Так, наряду с выводом о работоспособности установленного комплекса, перспективах его развития и последующего массового промышленного внедрения был определен перечень задач по доводке оборудования. Выявленные в рамках испытаний особенности работы оборудования требуют глубокого анализа специалистами: наличие шумов и выбросов в потоках МЭК 61850-9.2 от ОТТ и ТН (рис. 6–7), некорректная обработка устройствами случаев потери синхронизации, отключения питания блоков ОТТ, наличие в сети «ложных» потоков и неисправностей в ЛВС. Устранение выявленных особенностей является первоочередной задачей, решение которой подтвердит необходимость разработки типовых технических решений нового поколения, учи-

тывающих отработанные в режиме опытной эксплуатации технологии и принципы.

Итогом реализации проекта ЦПС является первый в России инновационный комплекс, установленный на действующем объекте генерации. На данном объекте впервые был проведен комплекс натурных испытаний оборудования. В период проведения эксперимента удалось обеспечить совместную работу интеллектуальных электронных устройств (IED) семи производителей (ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек», ООО НПП «ЭКРА», ООО «ИЦ «Бреслер», ABB, Alstom, ООО «Прософт-Системы») по стандарту МЭК 61850. Устройства

интегрированы в SCADA NPT Expert, и информация с них доступна на АРМ. Для проведения текущей диагностики и анализа аварийных ситуаций организован сбор аварийных и предупредительных сигналов и централизованный сбор осциллограмм аварийных процессов со всех устройств. АРМ предоставляет удобный интерфейс для доступа как к динамической, так и ретроспективной информации.

Отдельного внимания заслуживают вопросы создания надежных и быстродействующих ЛВС и их разделения на шину процесса и станционную шину. Планируемое расширение комплекса направлено в том числе на построение более

надежной сетевой инфраструктуры с учетом полученной на данном этапе информации о работе IED при различных сетевых коллизиях и неисправностях.

Для оценки работы устройств и регистрации цифровых измерений в потоках МЭК 61850-9.2 LE компанией «ЭнергопромАвтоматизация» был установлен централизованный цифровой регистратор GOOSE и SV. Данное решение продемонстрировало высокую эффективность применения при внедрении ЦПС в будущем.

Полученные результаты позволяют судить о работоспособности и возможности перспективного исполь-

ШУМЫ В ИЗМЕРЕНИЯХ ОТТ, ЗАФИКСИРОВАННЫЕ ТЕРМИНАЛОМ TOP 300 ДЗБ

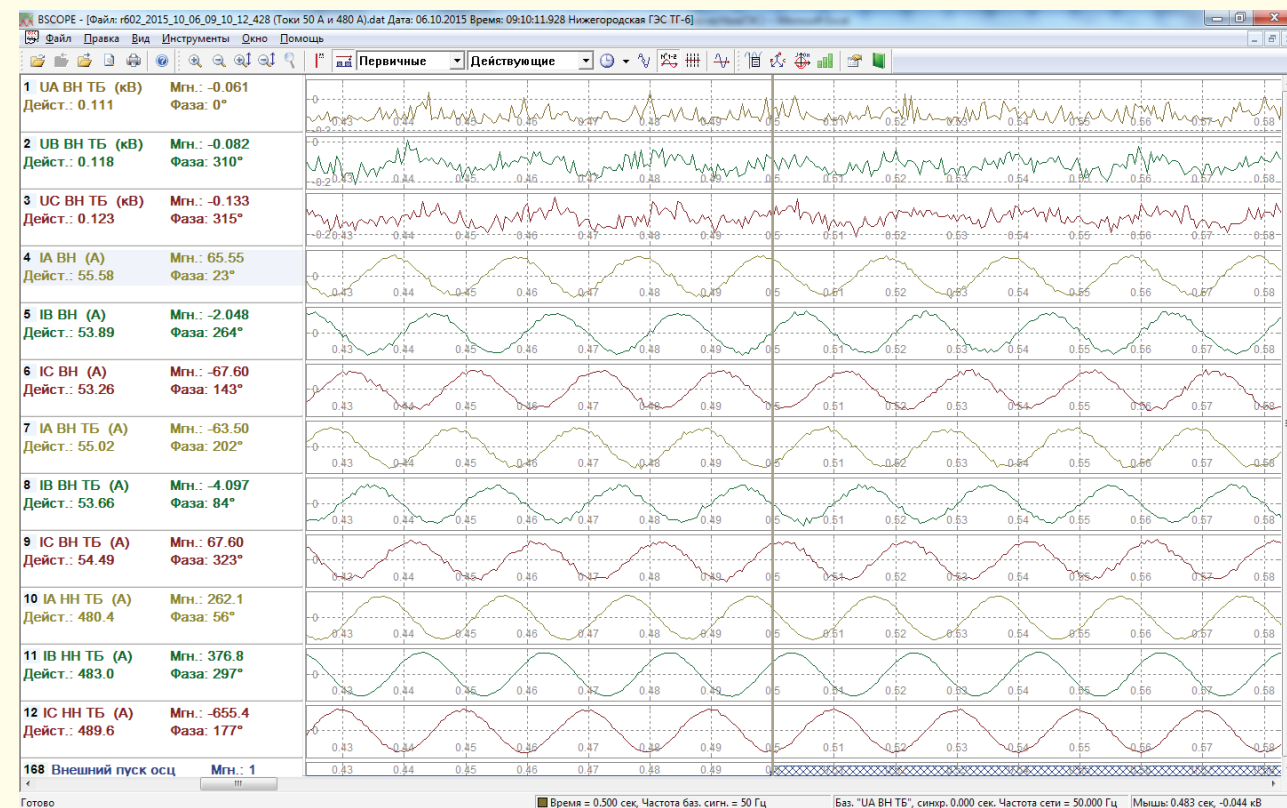


Рис. 6

ШУМЫ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА В ИЗМЕРЕНИЯХ ПО НАПРЯЖЕНИЮ 110 КВ, ВЫЯВЛЕННЫЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМ РЕГИСТРАТОРОМ NPT

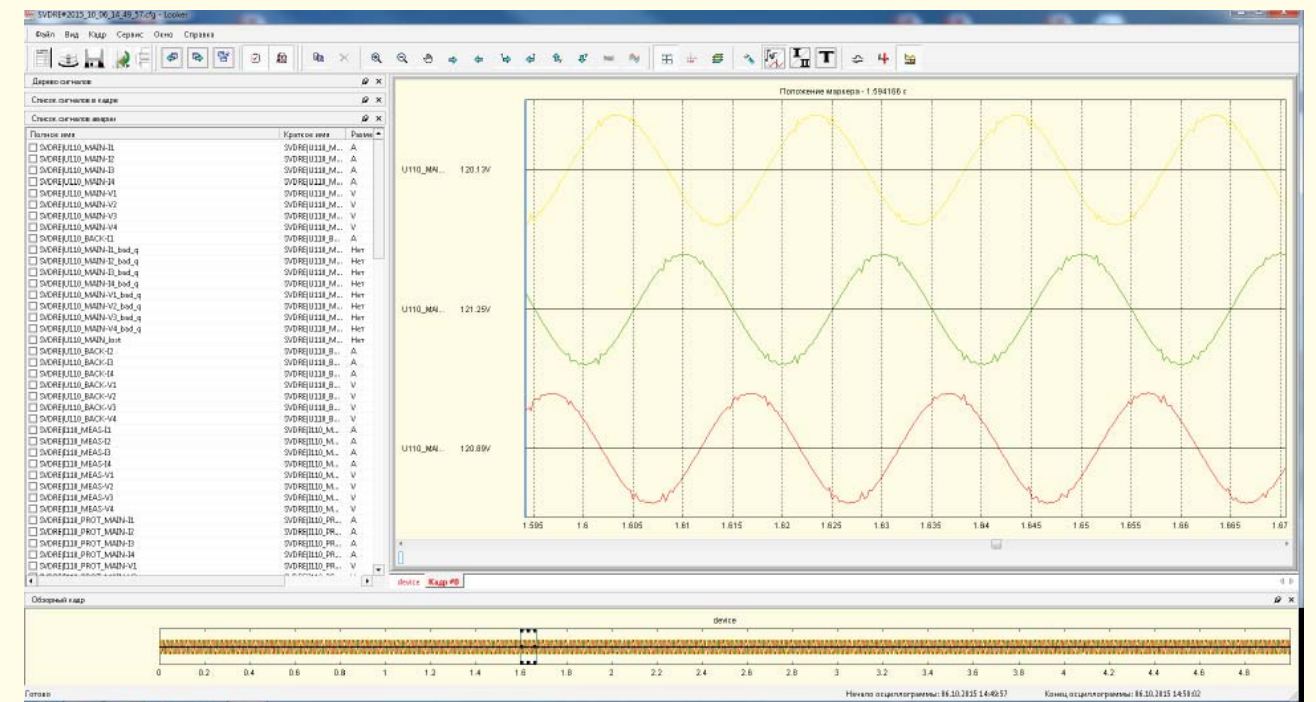


Рис. 7

зования работающих на шину процесса МЭК 61850-9.2 LE оптических трансформаторов тока и электронных трансформаторов напряжения совместно с цифровыми устройствами релейной защиты, автоматики и управления. Вместе с тем, для полноценного использования данной технологии необходимо выполнить ряд работ по подготовке нормативно-технической документации по техническому и оперативному обслуживанию цифровых устройств: измерительного оборудования, терминалов РЗА и контроллеров АСУ ТП нового поколения.

Создание подобного инновационного комплекса позволяет говорить об определенной степени готов-

ности компаний-разработчиков к появлению принципиально новых информационно-управляющих систем на объектах электроэнергетики. При этом очевидна необходимость дальнейшего развития применяемых устройств, технологий и инновационных алгоритмов автоматизации с обязательным выполнением натурных испытаний на действующих объектах. На наш взгляд, целесообразно двигаться по пути освоения подобной сложной технологии поступательно, небольшими шагами, с учетом российского и зарубежного опыта, без агрессивных пиар-компаний и необоснованных эффектных решений, осознавая, что в случае неудачи у энергетического сообщества может быть потерян интерес

к данной, очень перспективной теме.

ЛИТЕРАТУРА

1. Данилин А., Горелик Т., Кириенко О., Дони Н. Цифровая подстанция. Подходы к реализации // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 3. С. 10.
2. Морозов А., Жуков Д. Цифровая станция РусГидро // Цифровая подстанция. 2015. С. 20.
3. Елов Н.Е., Кабанов П.В., Морозов А.П., Жуков Д.А. Результаты комплексных испытаний цифрового полигона Нижегородской ГЭС ПАО «РусГидро» // Релейная защита и автоматизация. 2015. № 4. С. 30.
4. Моржин Ю.И., Попов С.Г., Румянцев А.А., Ильин М.Д. Опытный полигон ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» — «Цифровая подстанция». // Энергия единой сети. 2014. № 3 (14). С. 40.