

# Цифровая станция ПАО «РусГидро»

Алексей Морозов, Дмитрий Жуков

В рамках НИОКР по реализации проекта цифровой станции в ПАО «РусГидро» был выбран одиночный блок генератор – трансформатор с выключателем по высокой стороне трансформатора на Нижегородской ГЭС.

Релейная защита и автоматика данного блока уже прошла модернизацию и выполнена на базе традиционных микропроцессорных устройств, что дает возможность проводить сравнительный анализ работы существующего оборудования и внедряемого решения с цифровыми протоколами связи.

Для реализации проекта выбрано оборудование отечественных производителей: оптические трансформаторы тока и электронные трансформаторы напряжения производства ЗАО «Профотек»; релейная защита блока генератор – трансформатор ШЭ1111 производства ООО «НПП ЭКРА»; контроллер присоединения NPT Bay совместно с устройством сопряжения с объектом NPT MicroRTU и система автоматического управления и контроля цифрового оборудования NPT Expert производства ООО «ЭнергопромАвтоматизация»; счетчик электроэнергии ARIS производства ООО «Прософт – Системы» (рис. 1). Кроме того, в систему интегрирован шкаф защит блока производства ЗАО «ВНИИР», выполненный на базе терминалов ABB REG670.



Рис. 1. Релейная защита блока генератор – трансформатор ШЭ1111 производства ООО «НПП ЭКРА», контроллер присоединения NPT Bay совместно с УСО NPT MicroRTU

В цепи выключателя 110 кВ трансформатора установлены оптические трансформаторы тока и электронные трансформаторы напряжения (рис. 2). На главных выводах и нейтрали генератора трансформаторы тока выполнены

в виде гибкой чувствительной петли (рис. 3). В качестве цифрового измерительного преобразователя напряжений на главных выводах и нейтрали генератора используется Merging Unit, подключенный к цепям «звезды» трансформатора напряжения главных выводов и к отпайке дугогасящего реактора нейтрали генератора.



Рис. 2. Оптические ТТ и электронные ТН в цепи выключателя 110 кВ трансформатора

Структура шины процесса и станционной шины позволяет организовать резервирование с возможностью восстановления в случае однократного отказа с использованием технологии резервирования (R)STP.



Рис. 3. Трансформаторы тока в виде гибкой чувствительной петли

Локально-вычислительная сеть (ЛВС) выполнена в виде оптического кольца. Вследствие того что оборудование верхнего уровня, уровня присоединений и полевого уровня фактически расположены в одних и тех же шкафах, разделение станционной шины и шины процесса осуществляется на логическом уровне в сетевых коммутаторах. Шина процесса и станционная шина выполнены в виде двух оптических колец скоростью 1 Гбит/сек, разделенных между собой с использованием технологии VLAN (Virtual Local Area Network).

При исполнении оптических колец выполнены следующие логические разделения:

- разделение на потоки SV и GOOSE;
- локализация потоков SV для целей измерения в рамках одного коммутатора с дискретизацией 256 точек/период;
- маршрутизация потоков SV и GOOSE по устройствам в рамках коммутаторов;
- передача потоков SV для функций РЗА в кольцо с дискретизацией 80 точек/период.

Организация временной синхронизации устройств выполнена на базе сервера точного времени Meinberg M400/PTP и устройства распределения сигналов PPS Meinberg SDU/TTL/FO, установленных в помещении РЩ ОРУ 110 кВ в шкафу станционного уровня.

Система единого времени обеспечивает точность синхронизации не хуже 1 мс для устройств уровня присоединения и подстанционного уровня с использованием методов математической компенсации времени передачи пакетов в соответствии со стандартом IEEE 1588 Precision Time Protocol (PTP) и стандартом Simple Network Time Protocol 4 (SNPT 4). Для устройств полевого уровня система единого времени обеспечивает точность синхронизации не хуже 1 мкс посредством использования выделенной сети синхронизации и передачи сигналов 1PPS (1 pulse per second).

АРМ АСУ ТП используется для:

- оперативного отображения информации;
- работы с микропроцессорными устройствами РЗА, регистратором аварийных событий (РАС), противоаварийной автоматикой (ПА) в режиме «on-line», а также ретроспективного анализа полученной от них аварийной информации;
- средств регистрации и диагностики для ЛВС станционной шины и шины процесса;
- выполнения контролирующих и отладочных функций системы автоматического управления (САУ).

Упрощенно структурная схема полигона Нижегородской ГЭС приведена на рисунке 4. Оборудование в полном объеме установлено на Нижегородской ГЭС, включено под нагрузку и проходит тестирование рабочим током и напряжением.

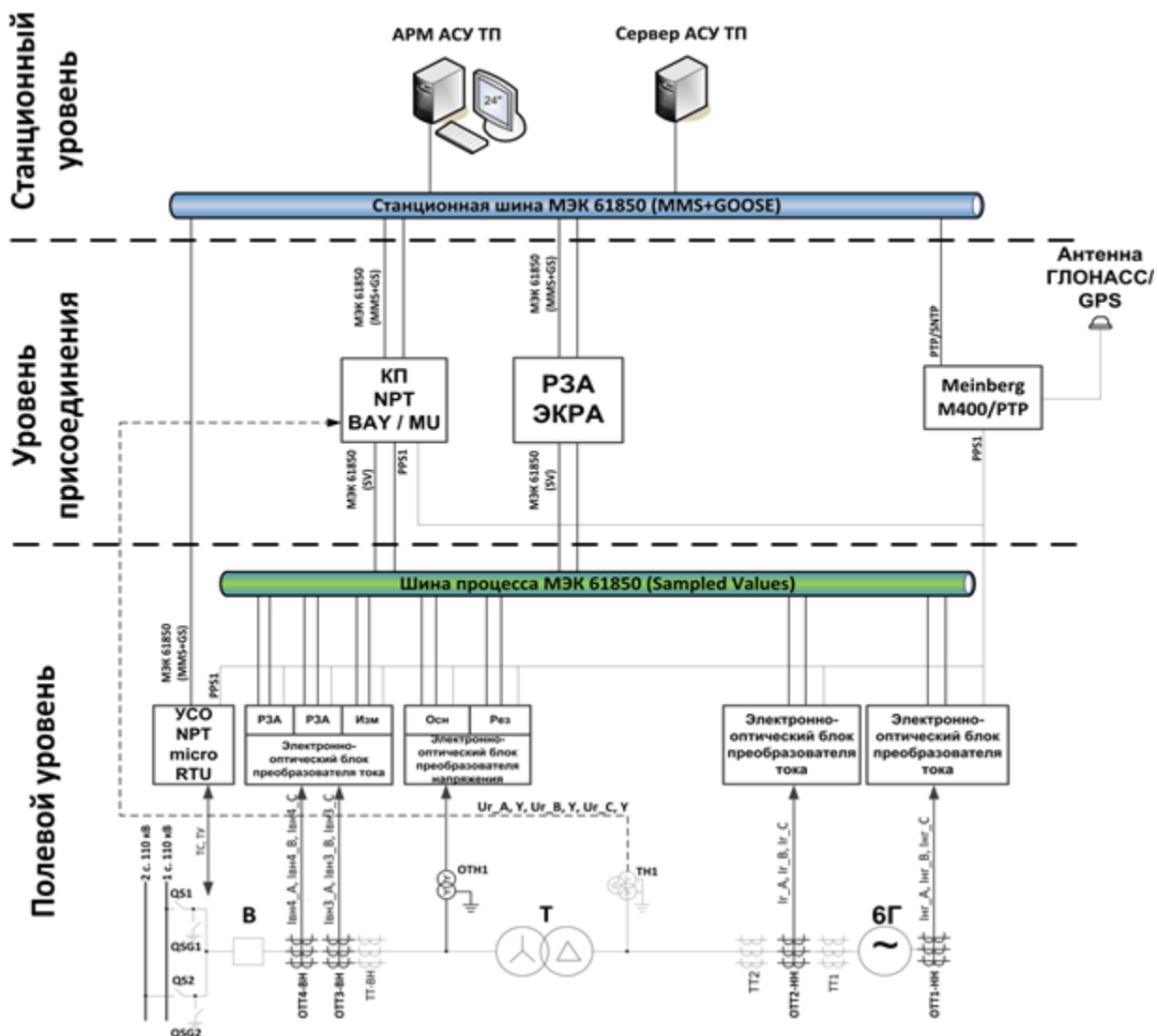


Рис. 4. Структурная схема полигона Нижегородской ГЭС

Оптические трансформаторы тока и электронные трансформаторы напряжения прошли заводские испытания по проверке метрологических характеристик, в ходе которых были подтверждены заявленные классы точности.

Кроме того, для подтверждения работоспособности устройств управления и терминалов релейной защиты были проведены полигонные испытания. Основу лабораторной части опытного полигона составляет программно-аппаратный комплекс RTDS (Real Time Digital Simulator) и другие программно-аппаратные испытательные комплексы (OMICRON CMC 256 plus, RETOM-61850). Схема испытательного полигона представлена на рисунке 5. Исследование подтвердило работоспособность устройств в различных моделируемых режимах сети при возникновении повреждений.

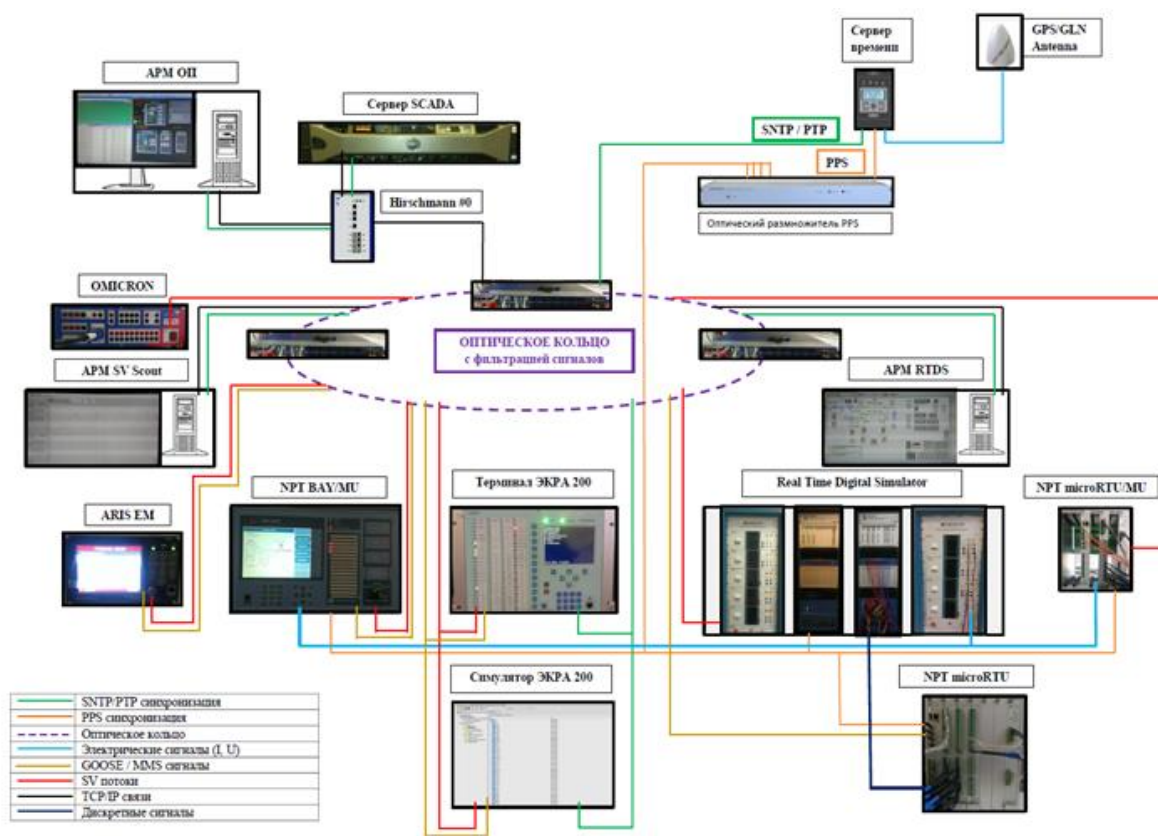


Рис. 5. Схема испытательного полигона

В ходе испытаний выявлено, что величина времени задержек передачи пакетов характеризует степень загрузки коммуникационного оборудования. Построение шины процесса без использования VLAN приводит к избыточной нагрузке на порты всех устройств (т.е. все терминалы принимают все потоки), что не рекомендуется. GOOSE сообщения и потоки SV не должны находиться в одном VLAN и иметь один и тот же адрес получателя.

Основные преимущества оптических и электронных средств измерений относительно традиционных аналоговых, заявляемые производителями являются: повышение безопасности; отсутствие насыщения, феррорезонанса и нежелательных переходных процессов; не снижаемая в процессе эксплуатации точность; высокая помехоустойчивость к электромагнитным помехам; надежность, самодиагностика и онлайн мониторинг; низкая восприимчивость к вибрациям и изменениям температуры; снижение затрат на эксплуатационное обслуживание; вес и габариты.

Применение волоконно-оптических линий связи во вторичных системах вместо традиционных медных и построение систем защиты и управления на принципах МЭК 61850-9.2 LE преподносится производителями оборудования как решение, обладающее значительными преимуществами, среди которых выделены: единые принципы и протоколы взаимодействия для всех устройств АСУ ТП – возможность одновременного использования устройств различных производителей; обеспечение точности для работы терминалов РЗА до максимальных значений токов короткого замыкания; беспрецедентные возможности по диагностике устройств АСУ ТП и их информационного

взаимодействия; широкие возможности и гибкость проектирования и наладки информационного взаимодействия; обеспечение безопасности эксплуатирующего персонала; возможность реализовать резервирование измерений на станционной шине: протокол параллельного резервирования – PRP (*Parallel Redundancy Protocol*) и RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*).

В ходе проведения комплексных работ по созданию полигона цифровых систем управления и релейной защиты ГЭС возникло множество неопределенностей. Во-первых, это то, что по нерегламентированным стандартом МЭК 61850 вопросам, связанным с практической реализацией протоколов MMS, GOOSE, SV и модели данных в устройствах, производители принимают несогласованные решения, что препятствует достижению высокого уровня интеграции между устройствами цифрового объекта, заявленного основной целью стандарта. Также возникает проблема обеспечения организации надежной работы устройств РЗА, в силу того, что измерения передаются по шине процесса, которая является коммуникационной сетью на базе протокола Ethernet с пропускной способностью 100 Мбит/с. К примеру, поток мгновенных значений (SV поток 80 выборок/период) соответствует 5-6 Мбит и может вызывать задержки в доставке пакетов данных, не исключая их потери. Соответственно построение шины процесса без использования технологии VLAN приводит к избыточной нагрузке на порты всех устройств. GOOSE сообщения и SV потоки не должны находиться в одной виртуальной сети и иметь один и тот же адрес получателя. Еще одна неопределенность – это ремонтпригодность оптических кабелей. Так как используется специфическая сварка при подключении к электронным блокам оптических ТТ, принцип измерения которых построен на измерении угла между двумя световыми волнами, то использование любых коммутационных разъемов приводит к внесению дополнительных погрешностей, вплоть до невозможности определения значений угла. При этом существуют решения, обеспечивающие сегментацию оптического тракта, но на данный момент широкого распространения они не получили. Также существуют вопросы и относительно проведения технического обслуживания цифрового оборудования. На сегодняшний день оно не регламентировано утвержденной нормативно технической документацией, а предполагаемое сокращение циклов обслуживания до 6 лет приводит к увеличению трудозатрат со стороны собственников энергообъектов.

В ближайшее время состав оборудования цифрового полигона планируется расширить терминалами ООО «ИЦ Бреслер» и ЗАО «Альстом Грид», на октябрь 2015 года запланировано проведение комплексных натурных испытаний оборудования по традиционной программе испытаний для микропроцессорных защит блока генератор-трансформатор.