Комплексная автоматизация Саяно-Шушенской ГЭС и Майнского гидроузла

В декабре 2008 года флагман российской гидроэнергетики Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожнего отметила 30-летний юбилей со дня пуска первого гидроагрегата. Саяно-Шушенская ГЭС (СШГЭС), верхняя в каскаде енисейских гидроэлектростанций, является самой мощной электростанцией в России и одной из крупнейших в мире. СШГЭС включает 10 гидроагрегатов мощностью 640 МВт каждый (установленная мощность – 6,4 млн кВт, среднегодовая выработка – 22,8 млрд кВт/ч электроэнергии). С учетом роли и значения этого объекта в энергообеспечении страны на ГЭС была начата масштабная модернизация, включающая техническое перевооружение и реконструкцию основного и вспомогательного оборудования, а также внедрение современной АСУ.

Саяно-Шушенская ГЭС

В ходе выполнения плана модернизации в январе 2005 года был проведен конкурс по выбору исполнителей для выполнения комплекса работ по модернизации АСУ ТП СШГЭС и Майнского гидроузла (МГЭС), расположенного ниже по течению Енисея в 21,5 км от Саяно-Шушенской ГЭС. Его основная задача – контррегулирование ее нижнего бьефа, что позволяет сглаживать колебания уровня в реке, когда Саяно-Шушенская ГЭС ведет глубокое регулирование нагрузки в энергосистеме. Конкурсной комиссией была выбрана петербургская Научно-производственная фирма "Ракурс". Автоматизация технологических процессов ГЭС охватывает общестанционные системы производства, выдачи и потребления электроэнергии; основное оборудование ГЭС, непосредственно участвующего в производстве, выдаче и потреблении электроэнергии; вспомогательное оборудование, обеспечивающее функционирование основного оборудования ГЭС.

Основными причинами модернизации АСУ стали физический и моральный износ технических средств телемеханического комплекса ТА-100 и технических средств информационного комплекса СМ-2. Данные комплексы эксплуатируются с 1981 года, в настоящее время они уже сняты с производства. Также физически и морально устарели устройства управления технологическим оборудованием и датчиками. Возникла необходимость включения в состав АСУ ТП СШГЭС и АСУ ТП МГЭС различных существующих модернизируемых и вновь создаваемых локальных специализированных систем.

Основными целями модернизации АСУ ТП СШГЭС и АСУ ТП МГЭС были повышение надежности и эффективности функционирования систем, а также улучшение условий работы операционного и эксплуатационного персонала. При этом процесс производства и выдачи электроэнергии должен был быть осуществлен с использованием автоматизации как основного, так и вспомогательного оборудования в виде взаимоувязанных систем.

Начальный этап реализации проекта включал определения основных ограничений и конкретизацию требований заказчика, а также создание работоспособной команды исполнителей, способных в требуемые сроки решить поставленные задачи. На наш взгляд, данный подход является обязательным при решении столь сложных и продолжительных задач, обладающих к тому же высоким рисковым потенциалом.

По результатам проведенного специалистами обследования в качестве главного требования к проекту было выдвинуто максимальное увеличение системной надежности технологического процесса станции. Требование надежности стало основополагающим критерием при выполнении всех этапов проекта – от проведения тендеров на

закупку задвижек до организации наладочных работ.

Команда проекта

Обеспечение системной надежности было начато с определения места заказчика в проекте. Во внедренческой практике достаточно популярна идея о "работе под ключ", когда персонал заказчика знакомится с предлагаемым решением во время сдачи объекта в эксплуатацию. Считается, что таким способом достигается экономия времени и средств как самого заказчика, так и подрядчика. Кроме того, по мнению сторонников такого метода, его применение гарантирует персональную ответственность исполнителя за принятые решения. По мнению специалистов НПФ "Ракурс", такой подход категорически неприемлем при реконструкции действующих объектов такой степени сложности, а объектов генерации – в особенности. Доскональное знание технологии работы конкретного объекта и конкретного оборудования – необходимое условие построения надежной АСУ ТП и наиболее безболезненного перевода управления на новую технику. Очевидно, что знаниями достаточной глубины обладает только эксплуатационный персонал. Поэтому при реализации проекта на СШГЭС было принято решение об участии персонала станции на всех этапах программы автоматизации.

Вторым участником стал институт "Ленгидропроект", пополнивший команду проекта специалистами, имеющими широкую отраслевую компетенцию (сотни реализованных проектов только за последние 20 лет), с одной стороны, и знания генпроектировщика данной станции – с другой.

Третьим участником проекта выступила монтажная организация ЗАО "ГидроЭнергоРемонт", работающая на станции много лет и являющаяся дочерней структурой СШГЭС. Благодаря доскональному знанию объекта ее специалистами за время реализации проекта удалось сэкономить сотни рабочих дней и большое количество денежных средств. В сложных случаях специалисты монтажной организации работали и проектировщиками, и конструкторами, и наладчиками, проводя монтаж оборудования таким образом, чтобы последующее его обслуживание было максимально удобным.

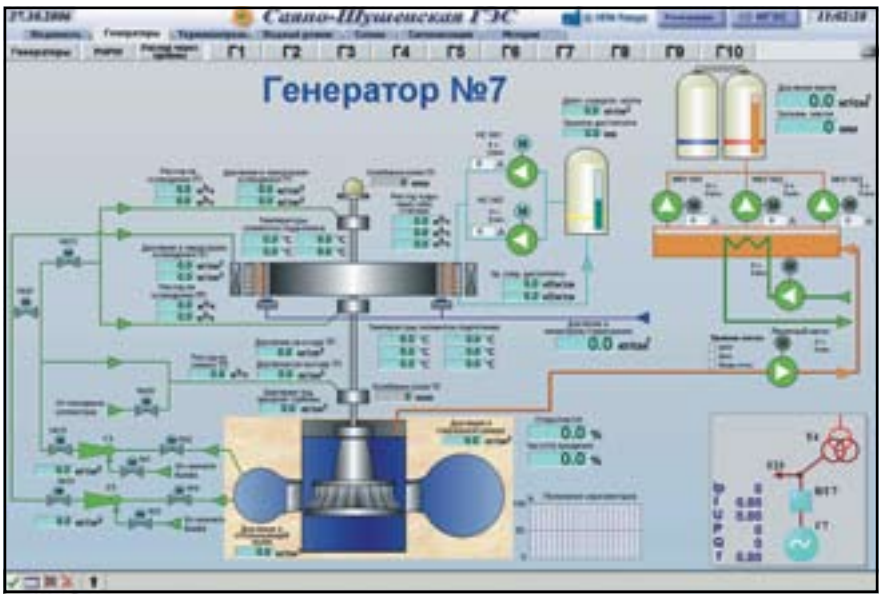
Наконец, основной ПТК управления турбиной (ПТК ЭГР) был поставлен НПФ "Ракурс" на основе разработок ОАО "Силовые машины".

Применяемое оборудование

Перечень поставляемого оборудования достаточно обширен и разнороден и его выбор стал отдельным этапом в ходе реализации проекта. Несколько групп специалистов прорабатывали различные аспекты применения оборудования на предмет пригодности к использованию в проекте. Особое внимание было уделено выбору поставщика для системы контроля вибрационного состояния агрегатов, предпочтение было отдано оборудованию канадской компании VibroSystM, с помощью которого была проведена детальная вибрационная диагностика агрегатов Майнской ГЭС и осуществлен контроль сборки машин, выходящих из ремонта. В настоящее время Лаборатория технической диагностики СШГЭС расширяет и дополняет поставленную систему другим оборудованием, решая следующий уровень задач по диагностике машин, их безопасной и эффективной эксплуатации.

Не менее важная задача состояла в выборе запорных и регулирующих органов и приводов для них. Специалистами турбинного цеха станции совместно с сотрудниками института "Ленгидропроект" и НПФ "Ракурс" были рассмотрены предложения от пяти поставщиков и принято решение в пользу поворотных затворов испанской компании TTV и шаровых кранов компании PEKOS с приводами фирмы Bernard, характеристики которых соответствовали всем предъявляемым требованиям. Аналогичная работа проводилась по каждой группе датчиков, по контактной и защитной арматуре, по индикаторам и показывающим приборам.

Интеллектуальной основой АСУ ТП на нижнем уровне стали программируемые контроллеры и терминалы производства японской фирмы OMRON, на применении которых для объектов энергетики специализируется компания "Ракурс".



Мнемосхема терминала оператора

На мнемосхеме терминала в удобной для оператора форме отображается вся информация о работе оборудования. На верхнем уровне были применены серверы компании Hewlett Packard, а также компьютеры компании IPC. Что касается техники фирмы IPC, то следует отметить, что потребовалась большая работа по ее доведению до необходимого уровня безотказности.

Важным фактором успешного выполнения требуемого объема работ явилось то обстоятельство, что на проектирование АСУ ТП по договору было выделено достаточное время (около 9 месяцев), благодаря чему обсуждения и утверждения

Машинный зал Саяно-Шушенской ГЭС

проходили в нормальном темпе, была возможность получить всю необходимую техническую и внедренческую информацию и принять взвешенное решение. Результаты такого подхода сказываются до сих пор. За прошедшие три года спецификация механизмов не поменялась ни разу, спецификация датчиков изменилась на 8 %. По сравнению с аналогичными проектами, выполненными НПФ "Ракурс", это достаточно хорошие показатели (как правило, изменения в спецификациях достигают 20 % уже на втором агрегате).

В рамках поставки была выполнена реконструкция всего оборудования верхнего уровня АСУ ТП двух станций и всей агрегатной части, за исключением систем возбуждения и защит генераторов и трансформаторов (эти работы выполняются на станции за рамками данного контракта). Была полностью заменена сетевая инфраструктура управляющей части АСУ ТП, все сети переведены на оптический кабель. Заменены почти все датчики и часть механизмов, отвечающих за ТВС и маслоснабжение агрегатов, заменено 80 % кабельной продукции (по результатам обследования).

Сама АСУ ТП построена по принципу многоуровневой иерархической распределенной системы с выделением следующих уровней управления:

- "станционный" (верхний) – уровень управления ГЭС;
- "агрегатный" (нижний) – уровень непосредственного управления технологическим оборудованием.

В свою очередь, на агрегатном уровне на каждую технологическую подсистему устанавливается отдельный ПТК. Это дает возможность продолжать автономную работу каждого узла агрегатного уровня при неисправности или выходе из строя АСУ ТП верхнего уровня станции, а также позволяет производить оперативный ремонт любого ПТК без остановки основного оборудования. Такое построение АСУ ТП определяет основной принцип: система должна быть "прозрачной" для оперативного персонала станции. Важнейшими моментами здесь являются разделение функций и построение технологически ориентированных ПТК. Это позволяет получить двойной эффект: построить ПТК с достаточно сложными функциями и максимально упростить управление ими для персонала станции.

Концепция управления

Если главным критерием при построении системы является надежность, то реализация методов управления тоже должна быть организована на соответствующем уровне. Управление агрегатами должно осуществляться бесперебойно и никакие единичные отказы в АСУ ТП не должны влиять на решение главной задачи: станция должна вырабатывать электроэнергию требуемого качества с заданным КПД. В соответствии с этими требованиями АСУ ТП была "встроена" в имеющуюся систему управления агрегатами, были сохранены существующие ключи на главном щите станции, которые были дополнены современными методами управления при помощи манипуляторов типа "мышь" и контактных дисплеев. Управление выстроено таким образом, что при отказе всех сетевых структур как на нижнем, так и на верхнем уровнях управления у диспетчера станции сохраняется полный контроль над агрегатами и вся необходимая текущая информация об их состоянии. Сохраняется возможность пуска, остановки, нагрузки, разгрузки любого агрегата. Критичными являются отказы контроллеров ПТК ЭГР (электрическая часть электрогидравлического регулятора) и ПТК АУГ (управление режимами и защиты агрегатов). Для поддержания требуемой надежности оба ПТК выполнены с полностью дублированными контроллерами и функцией горячей замены любого оборудования (источников питания, процессоров, модулей ввода/вывода и т. д.) без останова работы основного технологического оборудования.

Внедрение АСУ ТП Саяно-Шушенской и Майнской ГЭС продолжается, при этом бóльшая часть работ по контракту НПФ "Ракурс" уже выполнена. Опыт эксплуатации оборудования и программного обеспечения, поставленных НПФ "Ракурс", позволяет констатировать, что технологические системы работают правильно, надежно и наглядны для операционного персонала. "Эксплуатация ПТК проста и доступна для персонала различных подразделений станции. Подтверждением надежной работы новой АСУ ТП является отсутствие инцидентов, ложных отключений, неправильной работы исполнительных механизмов", – отмечает главный инженер ОАО "СШГЭС" Андрей Николаевич Митрофанов.

А. В. Петров,
директор производственно-инжинирингового комплекса,
НПФ "Ракурс"