

Комплексная автоматизация ГЭС и ГАЭС

3.А. Шавлович (Компания Эмерсон)

Изложены подходы и решения компании Эмерсон по комплексной автоматизации ГЭС и ГАЭС на базе решений российского экспертного центра в области управления гидроагрегатами и гидроэлектростанцией в целом, позволяющих повысить качество управления и оптимизировать ТП.

Ключевые слова: ГЭС, ГАЭС, автоматизация, системы управления гидротурбинами, оптимизация, оценка экономического эффекта.

Особенности и текущие проблемы автоматизации, характерные для отечественных ГЭС и ГАЭС

Гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции (ГЭС и ГАЭС) в вопросах автоматизации стоят несколько обособленно от других объектов электроэнергетики (например, ТЭЦ и ПГУ). Основное их отличие с точки зрения объемов автоматизации — это минимальный объем вспомогательного оборудования и контрольно-измерительных приборов на агрегатном уровне. Однако число гидроагрегатов на станции может быть более 24 ед., а длина машинного зала — свыше 1 км. Общестанционные и агрегатные системы расположены на значительном расстоянии друг от друга, а электрическая часть ГЭС и особенно ГАЭС достаточно сложна. Протяженность плотин может превышать несколько километров. Водопускные и водоприемные сооружения, которым также требуется централизованное управление, зачастую удалены от основного здания ГЭС на расстояние более 10 км.

Такая специфика ГЭС и ГАЭС требует надежного интеллектуального оборудования, способного проводить самодиагностику, управлять и контролировать процесс выработки электроэнергии с минимальным участием человека и консолидировать основные показатели процесса на удаленных рабочих местах операторов и для руководства предприятия [1].

Сегодня на многих ГЭС завершена модернизация основного и вспомогательного оборудования, а также систем автоматического управления. Основные цели модернизации — повышение прибыльности предприятия, снижение стоимости обслуживания, повышение надежности и безопасности производства, соответствие новым требованиям Системного Оператора (СТО 59012820.27.100.003-2012: «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования»). Зачастую поставленные задачи были решены не в полной мере. Время выявило проблемы, которые изначально не были учтены, в частности:

- уровень автоматизации вспомогательного оборудования (маслонапорная установка, лекажный агрегат, задвижки техводоснабжения, дренажные насосы, компрессорные установки и т. д.) во многих случаях не достаточен для его полноценного управления и диагностирования;
- состав КИП ограничен и не позволяет полноценно проводить мониторинг гидроагрегата с анализом развития негативных процессов во времени;
- используется КИПиА самого простого исполнения, без самодиагностики и возможности их включения в журналы сервисного обслуживания с АРМ метролога;

- периодическая поверка щитовых измерительных приборов требует их частой отправки в специализированные лаборатории, что приводит к дополнительным затратам;
- не разработана методика комплексной диагностики гидроагрегатов и справочная система оператора;
- не внедрены сервисные функции, такие как автоматизированный журнал технического обслуживания и т.д.;
- не всегда присутствует квалифицированная сервисная поддержка на русском языке;
- невозможность получения исполнительной (As Built) документации по факту наладки;
- увеличение стоимости сервисных работ на обслуживание гидромеханической части системы регулирования;
- избыточность и высокая стоимость гидромеханического оборудования системы управления;
- отсутствие преемственности поколений систем управления.

Недостаточная автоматизация вспомогательного оборудования связана с тем, что изначально неправильно построена концепция автоматизации. Таким понятиям, как внутренняя и внешняя диагностика механизмов нижнего уровня, призванным предоставлять оператору максимальную информацию об объекте управления, не уделялось должного внимания в первую очередь из-за невозможности получения достаточного набора сигналов с самого оборудования. Сложившаяся ситуация может привести к потере времени на обнаружение неисправностей и их устранение. И, как следствие, к увеличению времени простоя оборудования и экономическим потерям.

Отсутствие комплексной диагностики и прогноза развития проблем состояния оборудования вызывает:

- значительное увеличение времени поиска и устранения неисправностей;
- аварийные остановы агрегатов вместо планового устранения развивающейся проблемы;
- дополнительные финансовые потери при срочном ремонте оборудования от его простоя и получения штрафных санкций, а в период паводка — и от вынужденного холостого водосброса;
- потерю имиджа генерирующей компании как надежного поставщика электроэнергии.

Нехватка КИПиА на агрегате и вспомогательных системах, установка простейших приборов во многих случаях связаны с двумя основными факторами: желанием сэкономить и отсутствием концепции автоматизации. Такое положение вещей не дает возможности получить максимально полный мониторинг оборудования. Еще есть места, куда оператор вынужден ходить и снимать вруч-

ную показания приборов. Как правило, это удаленные или труднодоступные места. В этих случаях прямое участие человека в процессе мониторинга необходимо. Неинтеллектуальный КИПиА не обладает функциями самодиагностики, а это означает, что риск ложного останова по неисправности датчика высок. Также невозможно вовремя отследить, что у прибора появились проблемы с измерением или подключением.

Концепция автоматизации фактически предусматривает создание и ведение «медицинской карты» агрегата и его вспомогательных систем на базе минимально достаточного и максимально информативного оборудования. В большинстве случаев такой концепции нет, и это затрудняет планирование объемов текущих и капитальных ремонтов, не способствует повышению безопасности системы управления.

Многие системы управления не связаны со средой разработки проектной документации, что не дает возможности предприятию иметь по-настоящему окончательную версию исполнительной документации и автоматически вносить в нее изменения в период эксплуатации системы.

Важный вопрос — квалифицированная поддержка на русском языке. Ни для кого не секрет, что практически всегда в начале эксплуатации системы управления у персонала появляется много вопросов, которые требуют немедленных ответов. Реакция на проблему может перерасти в недельные переписки и звонки, переводы с русского на английский и обратно, отсутствие такой поддержки может привести к простоям оборудования, ложным остановам, или, что еще хуже, к несрабатыванию системы аварийной защиты. Результат — штрафы от системного оператора и экономические потери из-за недопроизводства электроэнергии.

Большая проблема сегодня — высокая чувствительность гидравлических компонентов системы регулирования к чистоте маслосистемы. Современные требования к качеству электроэнергии являются основой того, что в гидромеханической части САР стали использоваться высокоточные электрогидравлические усилители. Но за такими устройствами требуется повышенный контроль, например, высокая степень очистки рабочей среды. Практически невозможно получить требуемый класс очистки, когда объем масляных баков может достигать более 20 м². Устанавливаемые фильтры не решают проблему. Их приходится часто менять. Например, для поворотно-лопастных гидромашин частота замены может достигать 1 раза в неделю. Такое частое обслуживание увеличивает затраты на сервис почти вдвое относительно ситуации со старыми системами, так как приходится чаще закупать фильтроэлементы, а также бороться с утечками по корпусным элементам фильтра, которые появляются из-за их частой разборки.

Две основные проблемы, связанные с гидромеханической частью системы управления, поставляемой в рамках реконструкции гидроагрегатов некоторыми производителями основного оборудования — избыточность и высокая стоимость обслуживания.

Такая ситуация во многом складывается по причине того, что стоимость оборудования для управления незначительна по сравнению со стоимостью гидроагрегата. Поэтому многие производители, сокращая издержки

на непрофильные активы своих компаний, прибегают к помощи партнеров, специализирующихся на производстве гидроаппаратуры и не всегда имеющих понятие о специфике и традициях ГЭС и ГАЭС. Как результат, поставляется дорогое качественное, но явно избыточное оборудование и зачастую не соответствующее ожиданиям эксплуатации. Например, регулируемые аксиально-поршневые насосы, используемые вместо традиционных винтовых, требуют высокой чистоты масла, регулярной его замены (примерно 1 раз в 2...3 г.), поддержания заданного температурного диапазона во время работы, периодической смены подшипников и т. п. Эти требования накладывают необходимость поставки дополнительных фильтрующих и поддерживающих температурный режим установок, а затраты на сервис системы возрастают в несколько раз. Кроме того, обычно гидромеханическое оборудование для управления новыми гидроагрегатами ввозится из-за границы уже в собранном виде, что затрудняет гарантийный и постгарантийный сервис.

Вопрос преемственности поколений систем управления остро стоит сейчас перед каждым предприятием. Ежегодно появляются новые требования к интерфейсным связям, ОС Windows снимаются с поддержки, устаревают компьютеры и сетевое оборудование. Для многих систем управления со структурой ПЛК это практически означает установку новой системы. То есть каждые 10...12 лет, а то и чаще появляется необходимость вкладывать значительные суммы в реконструкцию.

Подходы компании Эмерсон к комплексной автоматизации ГЭС и ГАЭС

Компания Эмерсон, понимая все эти проблемы, а также отслеживая постоянно растущие требования современных предприятий, стремится предоставлять оптимальный пакет оборудования и услуг на базе своих новейших технологий и разработок, позволяющих прогнозировать появление неисправностей, для выполнения комплекса работ, предотвращающих их развитие. Сертификат системы менеджмента качества ИСО 9001, многочисленные патенты, полученные российскими специалистами — это свидетельство технического и организационного уровня компании.

При плотном сотрудничестве специалистов Эмерсон со службой эксплуатации предприятия, знающей особенности своего оборудования, концепция управления, мониторинга и защиты спланирована с самого начала работ на объектах гидроэнергетики,

Комплексный подход помогает обойти удвоение КИПиА за счет того, что изначально были учтены все возможные точки контроля с учетом последующей модернизации гидроагрегатов при этапной реконструкции оборудования ГЭС и ГАЭС. А это примерно 600 тыс. руб. для каждого гидроагрегата. Внедренные системы автоматической диагностики помогают планировать объемы ремонтных работ, сокращая ненужные издержки. АРМ метролога помогает отслеживать состояние «полевых» устройств и вести электронные журналы обслуживания, что дает возможность менеджменту оптимизировать численность персонала за счет передачи части функций си-



Рис. 1. Цикл исполнения

системе AMS (автоматизированное место метролога). Система автоматизированного проектирования отвечает потребностям планово-технической службы, делая ее работу более продуктивной. Миллионные штрафы за загрязнение окружающей среды утечками масла становятся далеким прошлым при использовании новейших разработок Эмерсон для гидромеханической части систем автоматического управления.

Проблемы преемственности поколений систем автоматического управления в ПТК АСУТП «Овация» нет, и, в первую очередь благодаря тому, что архитектура системы изначально создавалась для электроэнергетики. Новые линейки мощных контроллеров устанавливаются на место старых без каких-либо изменений конструкции. Поскольку контроллеры и система ввода/вывода не привязаны к ОС Windows, то никаких операций по изменению прикладного ПО и логики не требуется. Аналогично смена версий ПО «Овация», связанная с необходимостью выполнения новых требований, не влечет изменений в логике. Новые решения в ПТК АСУТП «Овация» на базе платформы виртуализации позволяют обойти проблемы старения компьютерной техники и отсутствия поддержки ОС Windows.

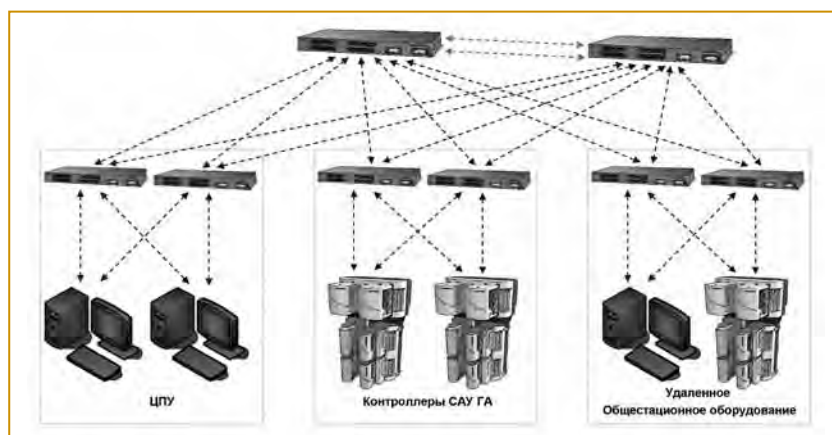


Рис. 2. Одноранговая структура управления ГЭС и ГАЭС

Эмерсон предлагает полный цикл услуг по автоматизации: от объектного обследования до сдачи объекта в промышленную эксплуатацию и сервисного обслуживания (рис. 1).

Проектное обследование и экспертная оценка выполняются опытными специалистами из экспертного центра энергетики СНГ в Санкт-Петербурге. В результате работы создается отчет, содержащий описание текущей ситуации, выявленные проблемы и рекомендации по дальнейшим действиям. В ряде случаев Эмерсон выступает как независимый аудитор выполненных или планируемых другими компаниями работ.

В ходе объектного обследования, переговоров со специалистами предприятия и уточнения технических требований, формируются объемы поставки и услуг. Вся документация выполняется в формате САПР. При разработке проекта используется специальный программный продукт Ovation documentation builder (ODB), который основан на объектном проектировании и призван оптимизировать участие человека, минимизировать ошибки при проектировании, а также затраты времени на выпуск документации As built. Автоматизированный пакет проектирования ODB выполнен на единой основе с базой данных АСУТП, что позволяет в считанные минуты корректировать проект при внесении любого изменения, например, в систему ввода/вывода или в подключение «полевого» устройства.

Снижение затрат на проектирование и программирование за счет единой базы данных для САПР и АСУТП, а также возможность иметь исполнительную документацию в самой последней редакции делают для предприятий привлекательным исполнение проекта специалистами Эмерсон.

Проект гидромеханического оборудования также ведется в формате САПР (AutoCAD Inventor), что позволяет минимизировать цикл от получения исходных данных до момента отгрузки. С учетом того, что конструкторы и производство находятся на территории РФ, производственный цикл таких сложнейших устройств как колонка управления и блок главных золотников, удалось свести к 4 мес.

ПТК АСУТП «Овация» как платформа для комплексной автоматизации

Комплексный подход к организации и исполнению проекта — это необходимое, но не достаточное условие для автоматизации ГЭС и ГАЭС. Не менее важными является пакет технических решений, призванных сокращать затраты на эксплуатацию и повышать безопасность производства.

управления ГЭС и ГАЭС электро-технического и гидромеханического оборудования. Пакет AMS собирает, диагностирует и хранит все сведения об установленных датчиках, а также ведет автоматизированный журнал сервисного обслуживания [2]. Графический интерфейс ПТК АСУТП «Овация» для ГЭС и ГАЭС разрабатывается в строгом соответствии с требованиями технической политики конкретного заказчика (рис. 5).

Уровни автоматизации ГЭС и ГАЭС на базе решений компании Эмерсон

Сводный спектр услуг и технологий, комплексно внедряемых Эмерсон на объектах гидроэнергетики показан на рис. 6. Все инженерные работы выполняются экспертной командой из Санкт-Петербурга и инженерного центра в г. Челябинске.

Основная часть оборудования для ГЭС и ГАЭС производится и собирается на заводе Метран, включая: шкафы контроллеров и модулей ввода/вывода «Овация», КИП Метран и Rosemount, шкафы системы виброконтроля CSI6500. Также отечественными специалистами выполняется проектирование шкафов и полевого оборудования, сборка шкафов управления, программирование, внедрение, наладка, сдача в эксплуатацию. В проектах используются интеллектуальные пакеты: оптимизация комбинаторной зависимости; автоматическая диагностика; оптимизационный пакет по снижению влияния частотного регулирования на повышенный износ втулок рабочих колес и др.

Основываясь на классическом опыте отечественного гидротурбиностроения, а также его систем управления, компания Эмерсон уже более 10 лет производит в России гидромеханическую часть регулятора скорости, систем аварийной защиты, вспомогательного оборудования, полностью отвечающие всем требованиям по безопасности и сложным условиям эксплуатации. Новые планы — это проектирование, разработка и изготовление в России поршневых азотных гидроаккумуляторов.

Инженерный потенциал компании Эмерсон в России

В рамках программы локализации производства в Челябинске, уже сейчас около 65% составляющих ПТК АСУТП «Овация» производится и собирается в России. При выборе партнеров, преимущество отдается отечественным поставщикам. Например, шкафы для контрольного оборудования поставляются компанией Провенто, система бесперебойного питания — ЗАО «Связь инжиниринг», антивирусное ПО — «Лабораторией Касперского».

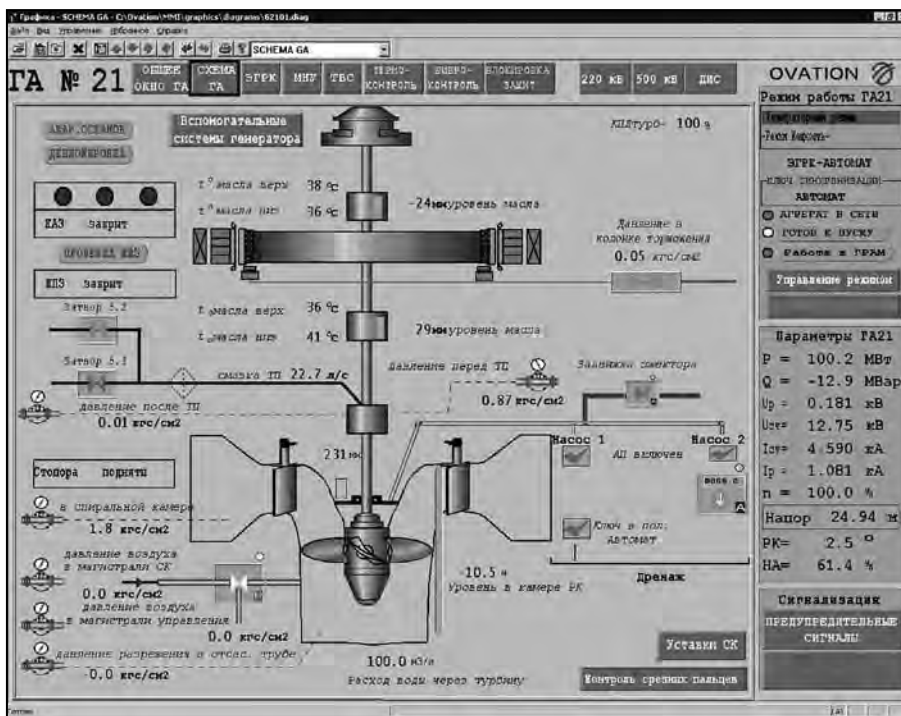


Рис. 5. Общий вид гидроагрегата

Сегодня в экспертном центре Эмерсон г. Санкт-Петербург собрана одна из сильнейших в мире инженерная команда, работающая не только в РФ, но и в США, Бразилии, Корее, Панаме, Швеции и многих других странах, принося туда технологии отечественной школы управления гидроагрегатами. Сильная команда инженеров в Челябинске обеспечивают квалифицированную поддержку на всех стадиях исполнения проекта, и далее, в исполнении качественных сервисных услуг.

Открытие нового завода в г. Челябинск позволило собрать все производственные площадки в одном месте и минимизировать затраты на производство, логистику, кооперацию, что в конечном итоге привело к снижению стоимости продукции и сокращению времени производственного цикла. Русскоязычные сервисные центры завершают цикл комплексного подхода к автоматизации ГЭС и ГАЭС в части человеческих ресурсов.

Примеры комплексной автоматизации ГЭС и ГАЭС на базе решений компании Эмерсон

Примером комплексной автоматизации, проведенной специалистами Эмерсон, может служить Нарвская ГЭС. Проект начался с разработки концепции автоматизации при плотной работе с персоналом станции.

Были применены следующие технические средства:

- самодиагностика «полевых» устройств;
- определено необходимое число точек для мониторинга и построения системы диагностирования основного и вспомогательного оборудования;
- система виброконтроля CSI6500, полностью отвечающая требованиям СТО 17330282.27.140.001-2006;
- электронный/групповой регуляторы частоты и мощности на базе технологии FeedForward;

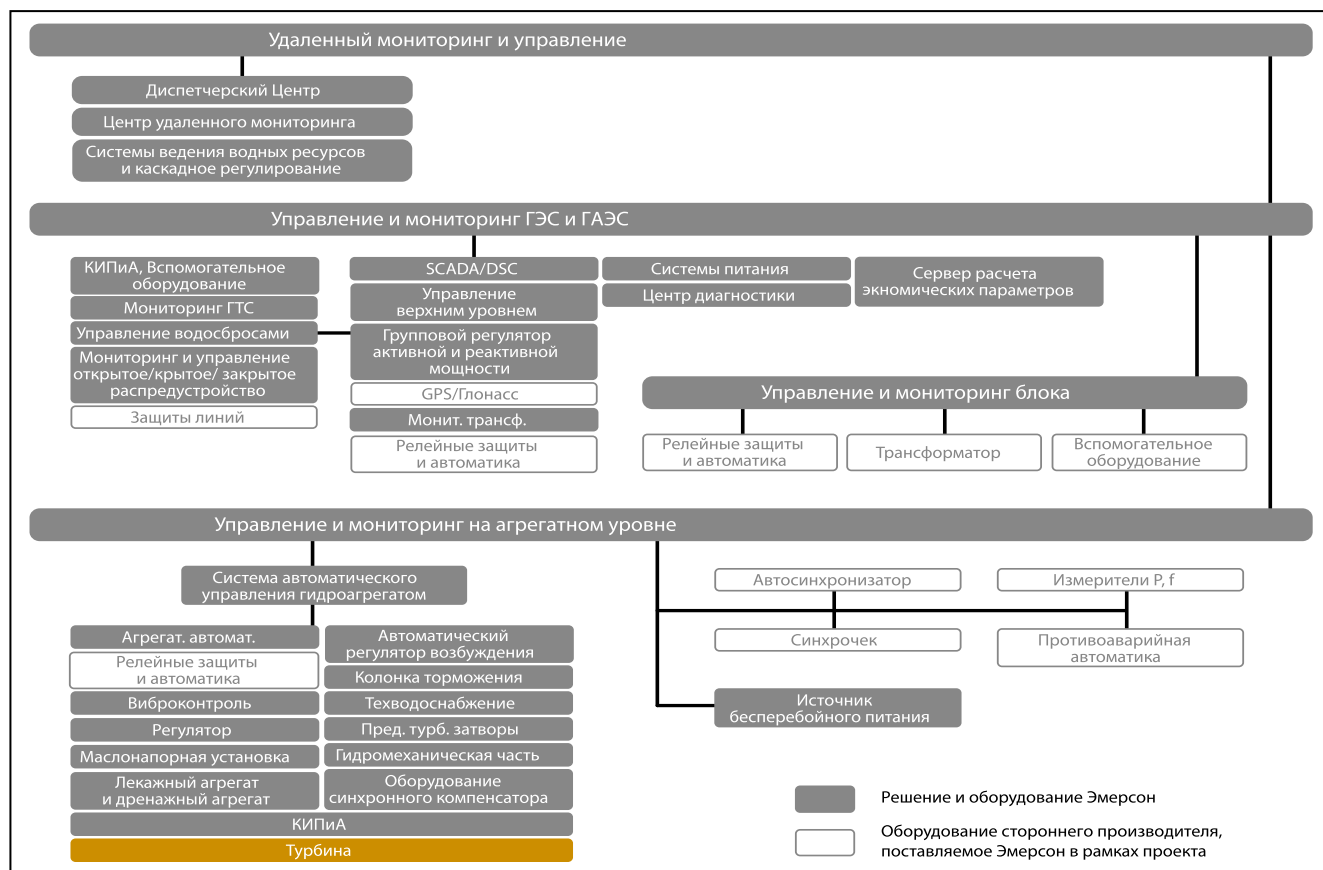


Рис. 6. Комплексная автоматизации ГЭС и ГАЭС (серый цвет – решение и оборудование Эмерсон, белый цвет – оборудование стороннего производителя, поставляемое Эмерсон в рамках проекта), где ВО – вспомогательное оборудование, ОРУ/КРУ/ЗРУ – открытое/крытое/ закрытое распреустройство, РУ – распреустройство, ВУ – верхний уровень, ГРАРМ – групповой регулятор активной и реактивной мощности, РЗА/РЗиА – релейные защиты и автоматика, САУ ГА – система автоматического управления гидроагрегатом, МНУ – маслonaпорная установка, ЛА – лекажный агрегат, ДА – дренажный агрегат, АВВ – автоматический регулятор возбуждения, ТВС – техводоснабжение, ГМЧ – гидромеханическая часть, СК – синхронный компенсатор, ПА – противоаварийная автоматика, ИБП – источник бесперебойного питания

• система аварийной защиты, соответствующая требованиям Ростехнадзора.

В части защиты по самому критическому параметру — давлению в котле МНУ был применен новый для ГЭС принцип голосования «2 из 3-х». 90% КИПиА составили интеллектуальные датчики Метран.

В объем работ по гидромеханической части системы регулирования и вспомогательного оборудования, которые были спроектированы, изготовлены и налажены компанией Эмерсон вошли: замена колонки регулирования, главных золотников, трубопроводов, колонки торможения и внедрение системы аварийной защиты.

Современные системы управления требуют высокоточных электрогидравлических усилителей, чувствительных к классу очистки рабочей среды. На Нарвской ГЭС применялось стандартное решение на базе электромеханических приводов, которые абсолютно не зависят от чистоты масла.

Новая система аварийной защиты включает: золотник аварийной защиты, золотник противоразгонной защиты, независимый электронный автомат безопасности, выполненный на уровне SIL3, блок золотников аварийной защиты (уровень промбезопасности SIL3).

Блок золотников аварийной защиты, с одной стороны, полностью соответствует требованиям Ростехнадзора и закрывает аварийно направляющий аппарат при потере питания, разгоне или формировании сигнала «СТОП-3» от агрегатной автоматики. С другой стороны, блок предотвращает ложное срабатывание при неисправности одного из каналов, так как выполнен на базе электрогидравлической логики «2 из 3-х». Помимо надежности, такая конструкция позволяет проводить расхаживание каждого канала на работающей гидроагрегате без риска его останова.

Другой пример комплексной автоматизации — это Воткинская ГЭС. Работы были начаты в 2005 г. с агрегатной автоматики. На сегодняшний день на ГЭС эксплуатируются: регулятор частоты и мощности; АРМ метролога AMS; САУ ГА; ГРАРМ. При этом плотное сотрудничество со станцией продолжается: в процессе разработки находится АСУ верхнего уровня на базе ПТК «Овация», которая объединит локальные системы и в самое ближайшее время позволит управлять всем оборудованием ГЭС с единого рабочего места.

Расширение и модернизация системы управления ПТК «Овация», установленной на Воткинской ГЭС и от-

работавшей более 10 лет, идет с минимальными затратами для владельцев генерирующего оборудования. Все существующие «полевые» подключения и система ввода/вывода сохраняются, а это 60% системы управления.

Десятый гидроагрегат Воткинской ГЭС первым в стране получил сертификат соответствия участию в НПРЧ (нормированном первичном регулировании частоты).

Стратегия Эмерсон — лучшие решения для ГЭС и ГАЭС

Мы искренне надеемся, что описанная стратегия Эмерсон, максимально направленная на комплексное ре-

Шавлович Зоя Анатольевна — канд. техн. наук, руководитель экспертного центра отдела энергетики в СНГ компании Эмерсон.

*Контактный телефон (965) 085-68-14.
E-mail: Zoya.Shavlovich@emerson.com*

шение проблем предприятий в части автоматизации ГЭС и ГАЭС, поможет многим российским предприятиям повысить энергоэффективность, безопасность и уровень надежности.

Список литературы

1. Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Гидроэнергетика. Уч. Пособие. Новосибирск. НГТУ. 2013. 613 с.
2. Савоськин В.В., Черкашин М.В. Решения по вибрационному контролю и диагностике состояния динамического оборудования // Автоматизация в промышленности. 2016. №3.

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ: СОСТАВ, СТРУКТУРА, ФУНКЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

В.Б. Исаев, Ю.П. Башутин, С.А. Цыгипа, М.Н. Дудкин (Компания Эмерсон)

Описаны функциональные возможности решений компании Эмерсон в области автоматизации ТП в резервуарных парках. Приводятся структурные схемы систем учета продукции в резервуарах Rosemount Tank Gauging и МЕТРАН ГСУР-10, перечисляются входящие в их состав измерительное и коммуникационное оборудование, программное обеспечение.

Ключевые слова: автоматизация, резервуарные парки, учет продукции, эксплуатационные расходы, измерительные системы.

Назначение систем измерения в резервуарных парках

Товарно-сырьевые парки нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий относятся к объектам общезаводского хозяйства и являются важным элементом производства. Внутри парка резервуары можно разделить на группы в зависимости от назначения. К первой и наиболее ответственной группе относятся резервуары, предназначенные для приемки, отгрузки и хранения товарной нефти и товарных нефтепродуктов. Они используются в учетно-расчетных операциях (коммерческий учет) или в качестве резервных схем для таких операций.

Требования к средствам и методикам (методам) измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах, участвующих в учетно-расчетных операциях, сформулированы в обязательных к исполнению нормативных документах (ГОСТ Р 8.595-2004. «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений». ГОСТ Р 8.563-2009. «ГСИ Методики (методы) измерений»).

В системах коммерческого учета для вычисления объема и массы продукта необходимы измерения параметров с максимально высокой точностью. В этом случае в составе системы используются средства измерения уровня, температуры и давления (для автоматического вычисления плотности) с минимальными значениями погрешностей. Измерение хотя бы одного из этих параметров с низкой точностью может привести к существенному увеличению погрешности вычисления объема или массы. Кроме того, необходимо обе-

спечить высокий уровень надежности, так как отказ системы измерения при приемке сырья или отгрузки товарной продукции чреват большими потерями.

Следующую группу резервуаров можно условно отнести к процессам смешения. Например, товарные бензины приготавливаются в процессе смешения из компонентов, число которых может достигать до двух десятков. Для составления рецептуры и приготовления партии товарного продукта необходима точная оперативная информация о количестве каждого компонента в резервуаре. Таким образом, основным требованием к резервуарам для хранения компонентов является оперативный учет объема и массы нефтепродуктов.

В процессе эксплуатации нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств возникают ситуации, когда проводится плановый ремонт группы установок. Процессы пуска и остановки занимают значительное время, в течение которого производится некондиционная продукция. Аналогичная ситуация возникает, когда необходим оперативный ремонт установки, участвующей в технологической цепочке, в результате чего остальные установки производят продукт, не отвечающий требованиям регламента. В этих случаях необходимы измерения массы в резервуарах хранения некондиционных продуктов для их дальнейшей переработки.

Таким образом, расчет объема и массы продукта является необходимым требованием для всех групп резервуаров. Это объясняется еще и тем, что для составления массового баланса предприятия необходи-