

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ АРХИТЕКТУРЫ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТОМ ГАЗА

Богданов Н.К.

Введение

Начиная с 2010 г., ЗАО «АтлантикТрансгазСистема» участвует в ряде проектов создания систем диспетчерского управления транспортом газа, в которых создаваемая или реконструируемая техническая инфраструктура автоматизации и связи, а также формулируемые заказчиками задания на проектирование обуславливают формирование нового тренда в архитектуре систем диспетчеризации.

Традиционным подходом к построению АСУТП газотранспортных предприятий масштаба региона являлся иерархический подход «снизу вверх», когда диспетчерские пункты (ДП) отдельных производственных филиалов (линейных производственных управлений магистральных газопроводов – ЛПУМГ) концентрировали в себе максимум технологической информации по состоянию линейной части МГ, компрессорным цехам, газораспределительным станциям и т.п., а также данные от всех обеспечивающих систем – электроснабжения, электрохимзащиты, связи, безопасности. Далее, каждый из ДП более высокого уровня управления получал подмножество технологической информации, которой располагают подчиненные ДП, плюс некоторый набор агрегированных параметров и отчетных данных ручного ввода [1].

Данная концепция обладала рядом преимуществ, в частности:

1) создание АСУТП предприятия могло выполняться поэтапно, в течение нескольких лет за счет средств капитального ремонта.

2) АСУТП не предъявляла особых требований к каналам связи – сбор данных с низовых систем осуществлялся по выделенным медным кабелям в пределах пром. площадки; с систем телемеханики – с использованием помехозащищенных протоколов [2]. Сбой в передаче данных на верхний уровень не рассматривался как критический, т.к. диспетчер филиала по-прежнему полностью контролировал все технологические и вспомогательные системы в своей зоне ответственности и мог отчитываться перед центральной диспетчерской по телефону.

Тем не менее, построение систем «снизу вверх» имеет и свои недостатки; также невозможно игнорировать факт обеспечения объектов МГ, особенно вновь строящихся, принципиально более надежными и на три порядка более скоростными линиями оптоволоконной связи (ВОЛС). Именно характеристики ВОЛС, а также инвестиционный характер большинства современных проектов создания и реконструкции систем диспетчерского управления позволяет рассматривать альтернативы традиционной многоуровневой архитектуры.

Концепция централизованной архитектуры

Централизованное диспетчерское управление (см. рисунок 1) предусматривает следующие направления информационных потоков:

Технологические данные от контроллеров, установленных на объектах линейной части МГ (DCS и RTU-устройства, а также САУ ГРС) поступают непосредственно в АСУТП ЦДП. Таким образом осуществляется сбор данных как о процессе транспорта газа, так и о состоянии вспомогательных систем.

Диспетчера филиалов наблюдают состояние объектов МГ в своей и соседних зонах ответственности, используя фактически удаленные терминалы доступа к АСУТП ЦДП. Также они могут формировать для себя отчеты – используя общий портал.

Данные в рамках систем автоматического управления, естественно, поступают на пункт управления оператора цеха. Однако часть технологической информации, характеризующая состояние оборудования во времени, поступает в АСУТП ЦДП.

Данные с газоизмерительных станций, аналогично компрессорным цехам, поступают одновременно и на локальный пункт сбора данных, и в АСУТП ЦДП.

Команды управления запорной арматурой подает диспетчер ЦДП, контролирующей МГ в целом. Персонал филиалов уведомляется.

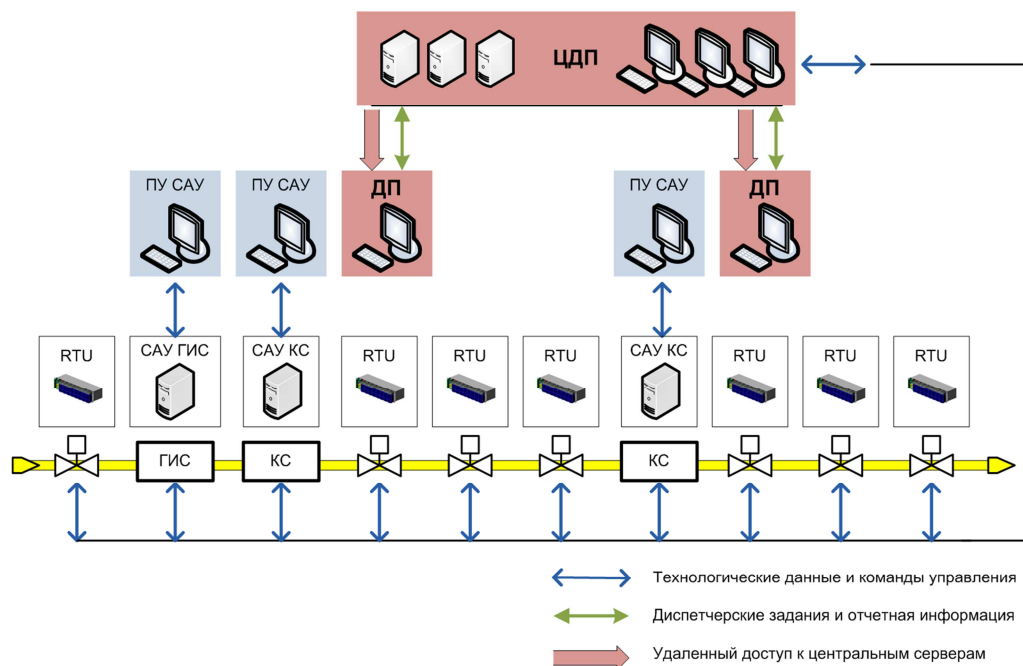


Рисунок 1 - Информационные потоки контроля и управления

Команды, требующие изменения режима работы технологического оборудования, поступают на уровень филиалов в виде диспетчерских заданий. Достижение целевых значений задания автоматически контролируется со стороны ЦДП.

Отчетные данные по поставкам, использованию и потерям газа в зоне ответственности филиала могут формироваться автоматически в АСУТП ЦДП, но обязательно подтверждаются ответственным лицом (диспетчером) филиала, который также может, при наличии обоснования, их откорректировать.

Преимущества и риски централизованного прохода

Во-первых, снижение числа программно-технических комплексов АСУТП. Это снимает задачу обслуживания АСУТП филиалов, для чего зачастую на местах нет квалифицированных кадров. Отказ от хранения и обработки данных на уровне филиала также отменяет необходимость синхронизации как содержимого, так и структур объектных баз данных SCADA-систем – основных элементов АСУТП. Причем если синхронизация значений в принципе не представляет проблемы (требуется только трудоемкая настройка информационного стыка), то автоматическая или хотя бы автоматизированная синхронизация структур баз данных практически нигде не реализована, что оставляет простор для недоработок, связанных с «человеческим фактором».

Во-вторых, централизация технических средств позволяет более профессионально управлять их эксплуатацией – разместить в общем центре обработки данных (ЦОД) организации и использовать единые высоконадежные средства электроснабжения, кондиционирования и т.п. Становится легче применять единые политики безопасности, как в области разграничения доступа к оборудованию/данным, так и снижающие уязвимость системы – например, проводить регулярное резервное копирование.

В-третьих, централизованная обработка информации облегчает применение одинаковых алгоритмов к типовым наборам данных разных филиалов. Так, если на этапе планирования затрат ТЭР на предстоящий период расчет затрат газа собственных технологических нужд осуществляется централизованного группой расчетов, владеющей детальным планом транспорта/распределения газа, то и фактические значения, например, выполненной товаротранспортной работы или потерь газа могут рассчитываться по утвержденной методике централизованно.

Доступ диспетчеров филиалов к централизованной системе позволит им также видеть результаты моделирования МГ, часто проводимого для всех газопроводов предприятия в целом и имеющего существенно меньший смысл для участка в зоне ответственности отдельного филиала.

Непосредственный доступ к DCS/RTU-устройствам из АСУТП ЦДП позволяет также внедрять программные средства контроля МГ и обнаружения утечек. Данный класс ПО предъявляет повышенные требования к синхронности измерений технологических параметров и точности меток времени, однако, многие протоколы передачи данных, используемые для связи SCADA-SCADA, не обеспечивают должных характеристик.

Риски централизации управления, связанные с возможными отказами технически и программных средств, а также каналов связи, редко оцениваются с некоторой формальной точностью. Удешевление вычислительной техники позволяет почти в каждом проекте ставить задачу создания резервированных систем, со 100% дублированием серверов, рабочих станций, сетевого оборудования и кабельных линий связи в границах зданий (площадок). Для диспетчерских систем масштаба региона и выше также создаются резервные диспетчерские пункты, территориально удаленные от основных. Это, а также дублирование каналов передачи данных за счет использования спутниковых каналов, позволяет говорить о катастрофоустойчивости создаваемых

систем, масштабный сбой которых возможен, но опять же только из-за «человеческого фактора».

Еще одним возражением против централизации 100% информации является невозможность одного человека – диспетчера ЦДП эффективно воспринимать такой объем информации и адекватно на него реагировать. Для обеспечения эргономичности АСУТП ЦДП основные экранные формы, с которыми работает диспетчер, должны содержать, безусловно, только самые важные параметры и некоторые обобщенные признаки; с другой стороны, при возникновении нештатной ситуации диспетчер получит весь возможный объем информации по конкретному объекту, открыв соответствующую детальную мнемосхему.

Вопросы передачи информации

Отдельно рассмотрим два технических аспекта информационных взаимодействий в централизованной архитектуре: унифицированный протокол передачи данных, идеально подходящий для централизованных АСУТП, и механизм диспетчерских заданий.

Любой специалист, профессионально связанный с промышленной автоматизацией, знаком или хотя бы наслышан о технологии обмена данными OPC, получившие чрезвычайно широкое распространение в мире и в России за последние 15 лет. Хотя известные недостатки OPC эффективно устранялись дополнительным специализированным ПО, ассоциация OPCFoundation разработала стандарт нового унифицированного протокола (OPC Unified Architecture – OPC UA), ключевыми особенностями которого являются [3]:

Общее адресное пространство для получения данных реального времени, архивов и событий. При этом унифицированное адресное пространство еще и содержит семантические сведения о предоставляемых параметрах, более того, несколько связанных значений могут быть представлены как один сложный объект.

Полностью изменен механизм взаимодействия OPC-клиента и OPC-сервера. Произошел отказ от DCOM в пользу обмена бинарными или XML-сообщениями (то есть OPC UA – это именно протокол передачи данных; к такому механизму намного «дружелюбнее» относятся межсетевые экраны). С другой стороны, отказ от DCOM позволяет реализовать OPC UA и под Linux, и даже на базе операционных систем контроллеров, т.е. OPC-сервер теперь не обязательно устанавливать на некоторый компьютер – он может быть встроен в каждый DCS или RTU.

Отказ от использования механизмов контроля прав доступа Windows (основанных на проверке имени/пароля пользователя). OPC UA предлагает более современный способ с использованием сертификатов. Также предусмотрена возможность шифрования передаваемых данных.

OPC UA разделяет несколько уровней взаимодействия OPC-клиентов и OPC-сервера. Во-первых, каждый из клиентов устанавливает с сервером свое защищенное сетевое соединение. Затем, в рамках соединения создается сессия – логическое соединение клиента и сервера. Параметром сессии являются уже права отдельного пользователя, использующего OPC-клиент, так как OPC-сервер может вводить

ограничения на операции чтения/записи отдельных элементов для разных пользователей. Уже в рамках сессии производится собственно передача данных, а также производится инициализация списка параметров, об изменениях значений которых сервер направляет клиенту уведомление. Если сбой в канале передачи данных приводит к разрыву сетевого соединения, то после установления нового соединения созданную ранее сессию можно привязать к нему и продолжить работу без повторной инициализации, то есть обеспечивается возможность быстрого восстановления передачи данных. Аналогично при реализации сценария резервирования: если есть основной и резервный OPC-клиенты, ведущие опрос одного OPC-сервера, то соединение с сервером устанавливаются оба, а создает сессию и ведет опрос основной OPC-клиент. В случае его краха резервный OPC-клиент подключает сохраненную на сервере сессию к своему соединению и продолжает получение данных. Отдельно отметим изменения в концепции отправки OPC-сервером уведомлений об изменениях значений отдельных параметров клиентам. В «классическом» OPC этот механизм был реализован через обратный вызов методов клиента, в OPC UA межпрограммное взаимодействие не используется, а отправляются сообщения. Важной особенностью является то, что сервер сам определяет момент отправки (по факту изменения значений отдельных параметров), но не создает новых сообщений, а выбирает их из очереди ранее полученных «заготовок» от данного клиента. То есть сначала клиент направляет серверу массив запросов об изменениях (с уникальными ID), сервер их кэширует и по мере появления изменений (или при прохождении заданного периода времени без изменений) отправляет клиенту; далее клиент подтверждает факт получения сообщения. Периодически клиент пополняет очередь на сервере сообщениями с новыми ID. Таким образом исключается возможность неконтролируемого роста числа отправляемых сервером сообщений об изменениях. В механизме передачи уведомлений также проявляется независимость программного соединения – в случае сбоя и последующего восстановления сетевого соединения сервер может передать клиенту весь подготовленный за время отсутствия связи массив сообщений об изменениях.

Важное изменение OPC UA в части организации адресного пространства – в иерархическое организации за счет введения объектов (в терминах объектно-ориентированного программирования), то есть экземпляров классов, а не с помощью не имеющих свойств папок, как в OPC DA. Класс (и объект) может содержать переменные, ссылки на другие объекты и даже методы – функции, доступные для вызова OPC-клиентом. При этом тип переменной может быть сложным, объединяя поля разных типов, включая таблицы и т.д. В частности, это дает возможность отойти от традиционной для систем контроля и управления передачи значений отдельных сигналов и обеспечить передачу наборов данных, фиксирующих значения целого ряда параметров на выбранный момент времени, что более приемлемо для тех же систем обнаружения утечек.

Если OPC UA закрывает потребности в средстве передачи технологических данных и команд управления между диспетчерским пунктом и оборудованием

автоматизации, то механизм диспетчерских заданий формализует передачу распоряжений между диспетчерами различных уровней управления (так, ведомственный стандарт ОАО «Газпром» – Правила эксплуатации магистральных газопроводов – определяет, что «Диспетчерское управление единой системой газоснабжения осуществляют путем передачи диспетчерских заданий»).

В принципе, передача диспетчерских заданий может рассматриваться как некоторая внутренняя электронная почта предприятия, с учетом следующих особенностей:

Для каждого задания должен фиксироваться статус, в котором оно находится в текущий момент (создано, утверждено, в работе, выполнено и т.п.), и время присвоения каждого статуса;

Задание может содержать как только текст распоряжения, так и формальную ссылку на параметр, целевое значение которого должно быть достигнуто (см. рисунок 2);

Одно диспетчерское задание может быть связано с другими.

Описание

Увеличить отбор газа

Параметр

Параметр: H01.UF15.HG01.GRP01..EF000 +

Имя: Расход газа (мгнов.)

Контроль параметров объекта

Контроль

Величина: 230 тыс. м³/ч

Коридор: 3 %

Время: 120 минут

Рисунок 2 - Целевое значение параметра в диспетчерском задании

Заключение

Рассмотренный на примере «центр–филиал» подход можно с еще большим успехом применить в случае трех и более уровней диспетчерского управления – удаленный доступ к централизованной системе могут получить сменные инженеры подразделений, эксплуатирующих линейные участки МГ без КС, или диспетчеры отдельных газопроводов. Наличие надежных и высокоскоростных каналов связи, современные технологии передачи информации, поддерживаемые в

специализированных программных средствах диспетчерского управления, открывают возможности повышения надежности и удобства новых систем при жестком контроле их бюджетов как на стадии реализации, так и последующего сопровождения.

Список информационных источников

- [1] Бернер Л. И., Богданов Н. К., Ковалёв А. А. Интегрированные решения по автоматизации газотранспортных и газодобывающих обществ ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. №7, 2007. – с. 38-43.
- [2] Зельдин Ю.М., Ковалёв А.А. Реализация информационных стыков при автоматизации диспетчерского управления (на примере проектов для ОАО «Газпром») // Промышленные АСУ и контроллеры. № 6, 2008.
- [3] Богданов Н., Киселёва О. OPC Unified Architecture: изменения в популярной технологии информационных обменов с точки зрения инженера // Современные технологии автоматизации. №3, 2010. – с. 82-87.