

# Сближение диспетчерских систем

Интеграция систем управления магистральными и распределительными сетями и систем обработки отключений

Марина Орн, Амитава Сен

На протяжении уже нескольких лет сочетание процессов реструктуризации отрасли и развития электроэнергетических технологий создает благоприятную среду для изменений и инноваций в области управления энергосистемами. С одной стороны, реструктуризация привела к тому, что многие электроэнергетические компании из регулируемой среды, в которой рентабельность капиталовложений обеспечивалась за счет применения схемы расчета тарифов на основе издержек, оказались в рыночной ситуации, где необходимость капиталовложений приходится обосновывать перед акционерами. В то же время информационные системы, применяемые для управления передачей и распределением электроэнергии, становились все более развитыми и надежными. Между ними начался процесс сближения, в результате чего ранее независимые приложения стали образовывать единую платформу.

Столь изменчивая среда полностью созрела для инноваций. Лидер в данной отрасли, компания АББ, постоянно находилась на переднем крае разработок информационных систем управления магистральными и распределительными сетями. Результатом работы стала интеграция функций управления распределительными сетями (DMS) и обработки отключений (OMS) с традиционно независимыми системами диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) и оперативного управления режимами (EMS). Платформа Network Manager компании АББ представляет собой продукт, созданный в согласии с описанной тенденцией.

## Краткая история развития систем управления в энергетике

Хотя история систем управления в энергетике берет начало в 1920-х годах, когда компания АББ

(в то время компании ASEA и BBC) поставила первую систему дистанционного управления электростанцией, до наступления 1960-х годов и появления компьютерных систем управления технологическим процессом реализация современных систем управления электрическими сетями в том виде, какими мы их знаем сейчас, была невозможна.

Большинство проектов систем SCADA/EMS на раннем этапе разрабатывалось индивидуально для каждого заказчика. Это были специализированные системы, закрытые и не связанные между собой – в соответствии со структурой самой отрасли. Энергосистемы, регулируемые государством, контролировали отдельные области, передача энергии между которыми была незначительной. Межсистемные соединения были, в основном, способом обеспечить повышенную надежность путем объединения резервов. Однако энергосистемы все же оставались уязвимыми, и существовала необходимость в разработке приложений и средств для предотвращения развития малых аварий в крупномасштабные, такие как отключение Нью-Йорка в 1977 г.

Сокращение выручки, неопределенность в нормативной сфере и конкурирующие объекты инвестирования как будто вступили в заговор, оставив энергетические компании с небольшим количеством ресурсов, в результате чего перед каждым подразделением теперь ставится задача сделать большее из меньшего.

В 1980-х годах благодаря развитию электронно-вычислительной техники стало возможным моделирование крупных распределительных сетей с применением более общих методов. Подобным же образом системы SCADA/EMS становились все более развитыми и предоставляли операторам магистральных сетей больше возможностей управления мощными потоками электроэнергии. В деловой сфере этот период также совпал с эрой дерегулирования. Управление авиакомпаниями, операторами связи и компаниями по добыче природного газа было либерализовано, а управленцы наряду с руководителями энергетических компаний, естественно, начали рассматривать возможности подобных же изменений в электроэнергетике. Для реализации таких изменений был необходим совершенно новый ряд информационных систем (в основном, для управления оптовыми рынками электроэнергии), не говоря о модернизации существующих систем SCADA/EMS. Возможно, не по случайному совпадению, в начале 1990-х годов появились системы управления нового поколения, благодаря которым появилась возможность практической реализации дерегулирования.

Системы управления распределительными сетями (DMS, distribution management system) и системы обработки отключений (OMS, outage management system) с течением времени претерпели схожие изменения, в значительной мере благодаря развитию вычислительной техники. Развитие систем DMS начиналось с дополнений к системам SCADA/EMS, адаптированных к уровню распределительных систем, а также с автономных систем. Отличие таких систем от их аналогов из магистральных сетей заключается в дополнительных прикладных функциях, специфичных для распределительных сетей. Например, на уровне распределительных сетей весьма распространена функция моделирования обрывов линий. Кроме того, в распределительных сетях постоянно происходит изменение схем в зависимости от строительства новых объектов, обслуживания элементов сети или внеплановых отключений. Также в состав таких сетей входит гораздо больше объектов, чем в состав магистральных. Уникаль-

ные потребности на уровне управления распределительными сетями привели к тому, что развитие DMS на определенном этапе привело к созданию систем, резко отличных от систем SCADA/EMS. Развитие технологий также не обошло стороной и системы обработки отключений (OMS). Изначально процесс реагирования на отключения осуществлялся полностью вручную. Потребители звонили в местную энергоснабжающую организацию и сообщали об отключении, после чего работа по анализу звонков и определению места и масштабов отключения велась на основе бумажных карточек. Интересно, что хотя данные изначально и вносились в компьютер, система распечатывала карточки для работы экспертов. Плановые отключения (для проведения профилактических работ, ввода новых объектов и т. п.) обрабатывались так же, вручную. Со временем, безусловно, людей-аналитиков заменили компьютерные модели сетей и алгоритмы анализа, а системы OMS превратились в современные мощные средства.

#### Состояние дел в отрасли

Можно с уверенностью сказать, что реструктуризация электроэнергетической отрасли прошла не так, как кто-либо мог себе представить. Однако вне зависимости от того, какое будущее ждет конкурентные рынки электроэнергии, уже очевидно, что эксплуатация магистральных и распределительных сетей становится лишь еще более сложным делом. Сами сети становятся более сложными с каждым днем по мере включения новых генераторов и строительства новых линий. Постоянный рост сложности сетей вместе с некоторыми факторами в деловой сфере заставляет энергетические компании пересмотреть требования к информационным системам.

#### Движущая сила интеграции

Пословица «необходимость – мать изобретательности», безусловно, в полной мере относится к электроэнергетике. Сокращение выручки, неопределенность в нормативной сфере и конкурирующие объекты инвестирования как будто вступили в заговор, оставив энергетические компании с небывало малым количеством ресурсов, в результате чего перед каждым подразделением теперь ставится задача сделать больше из меньшего. В этой ситуации компании ищут направления инвести-

рования, которые позволят улучшить показатели существующей инфраструктуры и снизить издержки в долгосрочном периоде.

Приоритетными также являются задачи лучшей организации информационного обмена, более полной координации действий на уровне магистральных и распределительных сетей, совершенствования работы с клиентами и повышения безопасности. Автоматика, а в частности, развитые системы контроля и управления, обеспечили результаты во всех названных областях. Теперь эти ценные технологии начинают сближаться.

#### АББ вступает в игру

Компания АББ, располагающая проверенными временем решениями как в области систем SCADA/EMS, так и на рынке систем DMS, OMS и GMS (систем управления генерацией), обладала всем необходимым не только для обнаружения тенденции, но и для ее плодотворного развития. Опираясь на свой опыт, компания создала единое семейство средств для решения всех этих задач: Network Manager.

Цели интеграции систем SCADA/EMS с ранее независимыми средствами управления распределительными сетями и обработки отключений были многогранны. Решение представлялось в виде

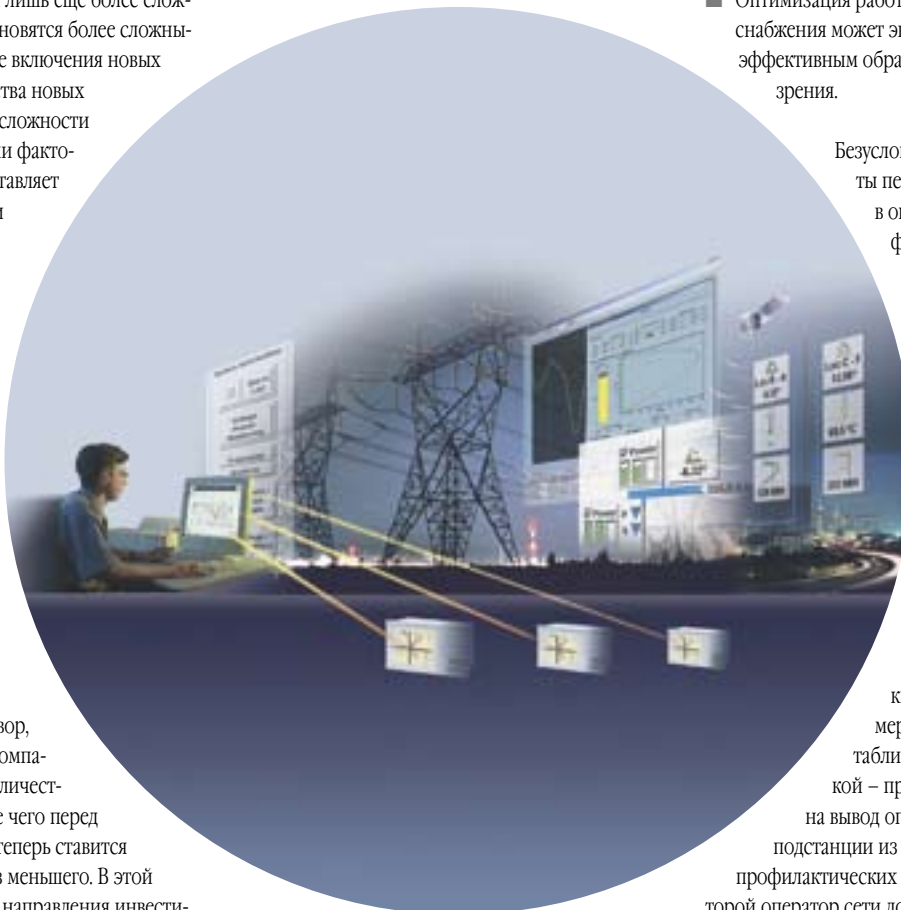
средства, обеспечивающего целый ряд функциональных усовершенствований, которые, в свою очередь, положительно отразились бы на функционировании всей диспетчерской. Среди них:

- Интегрированное управление операциями. При хранении всех эксплуатационных данных в одной системе различные группы сотрудников с различными потребностями (например, сотрудники пункта управления, выездной персонал, конструкторский отдел) могут использовать в работе один источник данных.
- Анализ связности. Благодаря более полному и глубокому анализу управление крупными и разнородными электрическими сетями может быть более точным, эффективным и безопасным.
- Повышенная производительность труда. Сотрудники энергетической компании могут тратить меньше времени на сбор информации и больше – на ее применение.
- Интеграция данных в масштабе предприятия. Могут быть усовершенствованы информационные потоки между потребителями, отделом эксплуатации, конструкторским отделом и руководством.
- Мгновенный охват состояния сети. Энергетические компании могут получить гораздо более полное представление о состоянии системы в любой момент времени.
- Оптимизация работы сети. Система энергоснабжения может эксплуатироваться наиболее эффективным образом с технической точки зрения.

Безусловно, перечисленные аспекты перекрываются между собой в определенной мере, но этот факт лишь подчеркивает важность интеграции средств управления энергосистемами. Преимущества такой интеграции реализуются в виде множества полезных результатов.

#### Примеры интеграции

Для более полного понимания результатов интеграции можно рассмотреть два практических примера. Первый пример связан с «вывешиванием табличек» или маркировкой – процедурой указания на вывод определенного выключателя подстанции из работы для проведения профилактических работ, в соответствии с которой оператор сети должен выполнить необхо-



## Гибкость сети

димые изменения, допускающие плановый вывод оборудования. Выключатель подстанции обычно расположен на границе между магистральной и распределительной сетью, а следовательно, работа с ним требует координации между двумя подразделениями.

Ранее системы EMS (в магистральных сетях) и DMS (в распределительных сетях) были разнесены как функционально, так, в системах среднего и крупного размеров, и физически. Когда, например, возникала необходимость вывести из работы определенный выключатель, оператор EMS полностью полагался на то, что его коллега в системе DMS проинформирует его об отключении. Выполнялось это (а во многих местах до сих пор выполняется) вручную с помощью телефонных звонков или сообщений электронной почты. После получения информации оператор магистральной сети маркировал соответствующий выключатель подстанции в своей системе и выполнял все необходимые оперативные переключения.

В интегрированной системе операторы обеих сетей видят одну и ту же информацию – маркировка должна быть установлена и снята лишь однажды. При этом сокращается объем бумажной работы, возложенной на операторов, возрастает степень отслеживаемости процесса и повышается эффективность ведения документов, связанных с безопасностью работы. Безусловно, реальный выигрыш заключается в том, что энергоснабжающая организация может предоставить более оперативную и точную информацию своим потребителям.

Другим примером интеграции может послужить сближение систем управления распределительными сетями (DMS) и систем обработки отключений (OMS). Традиционно эти системы были независимы друг от друга – в системе DMS персонал имел дело с эксплуатацией, нарядами на переключения и контролем потоков мощности, тогда как в OMS все внимание было обращено на анализ сообщений о неисправностях и управление работой



выездных бригад. В интегрированной системе функция обработки отключений может опираться на данные из DMS для выявления внеплановых отключений с помощью развитых алгоритмов обнаружения аварий.

Подобным же образом при плановых отключениях на основе нарядов на отключение из DMS в сочетании с информацией от потребителей из OMS автоматически формируются уведомления и уточнения для заинтересованных потребителей, предоставляемые через систему информирования потребителей (CIS, Customer Information System) энергетической компании. Операторы распределительной сети могут также пользоваться расчетами сети для предотвращения случайных перегрузок отдельных линий при попытке организовать снабжение потребителей от альтернативного источника. Сегодня прозрачная интеграция систем DMS и OMS – уже реальность, в которой операторы пользуются единым интуитивно-понятным интерфейсом для выбора соответствующих функций.

### Ситуация с «союзом» EMS-DMS-OMS

С момента представления систем Network Manager и Network Manager DMS компании АББ, две крупных энергетических компании в США, а также шведская Sydkraft уже внедрили объединенные системы. В проекте Sydkraft, получившем название «Эльдорадо», 20 систем SCADA и несколько картографических систем были заменены на единую платформу. Экономия, достигнутая просто за счет снижения избыточности, уже сама по себе оказалась значительной.

Причины, которые толкали эти компании на поиск интегрированных решений, вторят уже упомянутым выше: более полная координация между уровнями магистральной и распределительной сети, лучшее обслуживание потребителей и повышение эффективности работы. Эти цели будут поддерживать тенденцию к объединению систем управления сетями разного уровня, в частности в больших энергетических компаниях, располагающих более сложными сетями. По мере развития технологий и снижения стоимости компании меньших размеров также начнут осознавать преимущества сближения.

### Перспективы дальнейшего развития

Если и есть один показатель, который мог бы послужить точкой сходимости интересов потребителей электроэнергии, эксплуатационных отделов энергетических компаний и акционеров этих компаний, то это – надежность. Системные аварии не нужны никому. Современные системы управления электрическими сетями, такие как Network Manager, включают в себя непревзойденный набор средств, позволяющих операторам сети выявлять, предотвращать или подавлять

возмущения в сети прежде, чем они перерастут в масштабные аварии. Однако и эти системы обладают своими ограничениями.

Следующий рубеж в развитии средств контроля и управления для энергосистем – это реализация группы технологий, известных в целом под названием систем глобального мониторинга (WAMS, Wide Area Monitoring Systems). Они не предназначены для замены систем SCADA/EMS/DMS или любых других прикладных систем, обсуждаемых в данной статье, а скорее служат дополнением к ним. В WAMS применяются приборы, носящие название фазорных измерительных блоков, синхронно во времени регистрирующие с высокой точностью (до одной микросекунды) параметры сети в важнейших точках, распределенных по очень большой площади. Результаты измерений затем пересылаются в центральную систему управления, в которой производится непрерывный оперативный анализ надежности сети.

Проблема запаздывания во времени в системах WAMS решается с помощью спутниковой системы GPS, которая позволяет снабжать меткой времени все данные, снятые в каждой конкретной точке. После этого, когда данные с фазорных блоков поступают в центр управления из различных точек сети, они объединяются в весьма точную картину происходящего в системе, которая и выдается оператору в режиме реального времени. Что наиболее важно, оператору доступна информация о том, что происходит за пределами его зоны ответственности, а это существенный прогресс по сравнению с методами, используемыми в настоящее время.

И действительно, системы WAMS можно рассматривать как «мост» между крупными участками сети, аналогичный тому мосту, который строят между магистральными и распределительными сетями интегрированные системы класса Network Manager. Компания АББ уже начала развертывание WAMS. В ближайшие годы WAMS, вероятно, станут неотъемлемым элементом диспетчерских залов электрических сетей, а в дальнейшем – полностью интегрированным элементом систем управления сетями.

#### Марина Орн

ABB AG  
Мангейм, Германия  
marina.ohrn@de.abb.com

#### Амитав Сен

ABB Inc.  
Роли, США  
amitava.sen@us.abb.com