

УДК 621.311

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО ОПЕРАТОРА ПЕРЕДАЮЩЕЙ СЕТИ

Д. В. Чубраев,

канд. техн. наук, доцент

Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения

В современной фирме-операторе передающей сети в условиях развития рынка и широкого внедрения возобновляемой энергетики одними из основных стали процессы оперативного планирования нового поколения. В статье описывается развитие концепции реализации и автоматизации процессов оперативного планирования на фирме Swissgrid, являющейся системным оператором швейцарской передающей сети и координатором энергетического блока «Юг» европейской объединенной сети.

Ключевые слова — оперативное планирование, система планирования, оператор передающей сети, SCADA, EMS.

Введение

В течение многих десятилетий основной задачей организации управления энергосистемой было получение данных телеметрии в достаточном количестве и с необходимым качеством в целях определения состояния системы и обеспечения возможности управления ею. С начала 2000-х гг. вследствие введения в Европе энергетического рынка и перехода от вертикальной интеграции электроэнергетической отрасли к раздельным рыночным ролям ситуация значительно изменилась. Последовавшее за введением рынка резкое повышение международного энергообмена и, как следствие, интенсификация и существенное перераспределение транзитных энергетических потоков в системе привели к изменению режимов работы сети, в результате чего повысилась неопределенность состояния энергосистемы в ближайшем (через 15–30 мин) будущем. Ситуация дополнительно усложнилась в результате широкого распространения возобновляемых источников энергии при одновременном снижении оперативного резерва передающих мощностей с 20 % в 1990-х гг. до 5 % к 2010 г., имевшим целью повышение рентабельности энергосистемы. Эти и ряд других факторов усложнили работу диспетчеров системных операторов передающих сетей (Transmission System Operator — TSO), что, в свою очередь, привело к ряду проблем в европейской объединенной сети, вплоть до

национальных и интернациональных блэкаутов в 2003–2005 гг.

Начиная с этого времени новым неотъемлемым элементом управления энергосистемой становится оперативное планирование. Его задачей является сбор и анализ всей доступной информации о предполагаемом состоянии сети в будущем. Результаты анализа передаются диспетчеру, чтобы подготовить его не только к возможным проблемам в течение смены, но и к своевременному принятию мер по устранению ожидаемых проблем (например, вводу ограничений на производство энергии в определенных регионах еще за день до события).

Первые решения для оперативного планирования строились, аналогично системам управления, на национальном принципе, однако скоро стало понятно, что международный характер процессов в объединенной энергосистеме требует новых подходов, основанных на международной кооперации.

Первым шагом в направлении международного европейского сотрудничества в области оперативного планирования стала разработка и внедрение в начале 2000-х гг. процесса предсказания перегрузок сети на день вперед (Day-Ahead Congestion Forecast — DACF) [1] (рис. 1).

Дальнейшая активизация деятельности участников рынка и введение в эксплуатацию все большего объема источников возобновляемой энергии (в первую очередь, ветроэнергетических устано-



■ **Рис. 1.** Схема реализации фирмой Swissgrid европейского процесса планирования безопасности на день вперед (ENTSO-E DACF). © Swissgrid, 2005–2012

вок на северном побережье Германии и Голландии и западном побережье Испании) привели к повышению непредсказуемости изменений энергопотоков, что, в свою очередь, в сочетании с не отвечающими более современным требованиям приложениями оперативного планирования у ряда системных операторов сыграло существенную роль в возникновении и распространении блэкаута европейской континентальной сети 4 ноября 2006 г.

Начиная с этого момента вопрос оперативного планирования стал не только технической задачей, стоящей перед системными операторами передающих сетей и поставщиками соответствующего программного обеспечения, но и политическим вопросом, взятым под контроль комиссией Евросоюза.

Системный оператор швейцарской высоковольтной передающей сети фирма Swissgrid, являясь пионером в области организации и автоматизации процессов DACF [2–4], пользуется заслуженным авторитетом в вопросах разработки систем оперативного планирования. За время, прошедшее с момента ввода на фирме в эксплуатацию первой в Европе полностью автоматизированной системы моделирования и анализа сети согласно требованиям процесса DACF, был накоплен богатый опыт, легший в основу концепции системы оперативного планирования нового поколения, которая и рассматривается в данной статье.

Общеввропейская ситуация

За 8 лет, прошедших после ввода в оперативную эксплуатацию системы предсказания перегрузок DACF, европейская объединенная сеть

претерпела существенные изменения: проведена оптимизация процессов DACF; сформированы требования к качеству моделей; увеличено до шести количество временных пунктов, для которых системные операторы обязаны поставлять модели; принято решение о переходе на новый формат описания модели сети CIM-XML и др.

За эти годы организация UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) была преобразована в ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), объединяющую не только операторов синхронной сети континентальной Европы, но и операторов скандинавских сетей, сетей стран Балтии, а также операторов Великобритании и Ирландии.

В декабре 2008 г. подгруппой ENTSO-E, объединяющей TSO Центральной и Восточной Европы (Central and Eastern Europe — CEE), был образован Союз безопасности системных операторов (TSO Security Cooperation — TSC), поставивший своей целью разработку новых эффективных процессов предсказания перегрузок в сети и создание соответствующей информационной системы нового поколения. Основное внимание при этом было уделено разработке и внедрению концепции коллективной безопасности, повышающей ответственность каждого члена Союза. Согласно этой концепции разработан децентрализованный процесс с ротацией роли оператора между участниками процесса, для поддержки которого была спроектирована и создана распределенная система моделирования и анализа европейской передающей сети (Common Tool for Data Exchange and Security Assessment — CTDS). Многие из наработок фирмы Swissgrid, полученных

в процессе создания системы анализа безопасности сети, были использованы при написании спецификации системы CTDS и во время ее реализации.

Основной целью системы CTDS является возможность совместного анализа и оптимизации европейской сети всеми участниками Союза. При анализе используются модели DACF всех стран континентальной Европы, при этом страны — участницы союза TSC поставляют модели повышенного качества.

Процессы CTDS, являясь дальнейшим развитием процессов ENTSO-E DACF, концентрируются на «склеивке» (merging) единой модели континентальной европейской сети, оставляя отдельных системных операторов свободными в выборе средств и процессов моделирования национальных сетей. Кроме того, TSO Западной Европы не участвуют напрямую в процессе TSC и, таким образом, потенциал процесса не реализуется в полной мере.

Напротив, TSO Центральной и Западной Европы (Central and Western Europe — CWE) создали свой подход к обеспечению безопасности сети, основанный на централистом подходе. Технические решения CWE характеризуются большей простотой (используется традиционная система управления и анализа сети SCADA/EMS), что упрощает реализацию, но оставляет открытым вопрос ответственности за принятие мер, лежащих, как и прежде, на национальных системных операторах.

Поскольку системообразующая сеть континентальной Европы физически не разделена на западную и восточную, разделение процессов безопасности требует некоего единого базиса, которым и является до настоящего времени процесс ENTSO-E DACF, уже не во всем отвечающий потребностям операторов европейской сети и возможностям современных ИТ-систем и ограничивающий обе европейские инициативы регионов CEE и CWE. В частности, следует упомянуть существенные ограничения используемого при обмене моделями формата описания сети DEF 2.0.

Для решения возникающих проблем на общеевропейском уровне производится ряд действий, имеющих цель, с одной стороны, улучшить базовый процесс DACF (в частности, переход на международный стандарт моделирования сети CIM (Common Information Model) и производный от него формат обмена данными CIM-XML), а с другой — создать на базе процессов CEE и CWE единый европейский процесс, обладающий достоинствами обоих решений.

Таким образом, на настоящий момент ситуация в области европейского оперативного планирования весьма сложная и неоднозначная, ха-

рактеризующаяся существованием нескольких систем и форматов моделирования сети, несколькими параллельными идущими проектами и многими параллельными инициативами с лоббированием рядом фирм национальных политических интересов.

В этой ситуации сложность представляет как выбор правильной стратегии при определении процессов оперативного планирования, так и разработка требований к соответствующей информационной системе. Очевидным является требование высокой гибкости новой системы с целью обеспечить осуществление любых реалистичных сценариев развития в соответствии с политикой безопасности Евросети.

Состояние систем планирования на фирме Swissgrid

Основоположник европейской объединенной энергосистемы (первое международное соединение 220 кВ в 1958 г., так называемая «Звезда Лауфенбурга»), фирма Swissgrid играет ведущую роль во всех европейских инициативах. Так, она является участником CEE TSC и, соответственно, активно участвует в разработке, внедрении и дальнейшем развитии системы CTDS и связанных с ней процессов.

Находясь в центре Европы, швейцарская сеть существенно зависит от транзитных потоков, являющихся результатом европейских энерготоргов, что повышает роль процессов оперативного планирования и выдвигает особенно высокие требования к системе оперативного планирования самой фирмы.

Фирма Swissgrid разработала первую в Европе полностью автоматизированную систему планирования на день вперед, поэтому обладает богатыми наработками в этой области, пользующимися неизменным интересом со стороны европейских операторов. Система успешно эксплуатируется и интегрирована в ИТ-инфраструктуру фирмы. Персонал обучен работе с использованными в системе программными продуктами.

В 2005 г. были проведены практические испытания новой системы оптимизации швейцарской сети на день вперед [5], легшей в основу систем оптимизации напряжений и оптимизации нагрузки линий, используемых на фирме в настоящее время.

В 2009 г. в рамках введения энергорынка в Швейцарии персонал фирмы получил современный комплекс поддержки рынка системных услуг [6], который также является важным поставщиком данных для системы оперативного планирования (в первую очередь, данных о планировании производства и резервировании системных услуг на электростанциях).

В настоящее время на фирме проводится реализация новой системы управления сетью и системы управления энергией (SCADA/EMS). Система оперативного планирования не является частью системы управления, но должна иметь с ней ряд интерфейсов (например, передачу в систему планирования результатов измерений от системы управления и расчетов определителя состояния сети).

Требования, предъявляемые к системе

Практика показывает, что требования к современной системе оперативного планирования сети, как и к большинству программных систем, подвержены постоянной модификации. В случае рассматриваемой системы среди факторов, определяющих модификацию, можно назвать связанные с введением энергетического рынка постоянные изменения и усложнения процессов в сети, изменения внутренних структур фирм-производителей энергии, смену стандартов в области передачи информации и др.

Обсуждаемые программные комплексы активно используют численные методы решения систем дифференциальных уравнений для расчета установившихся режимов работы сети. При этом расчеты производятся для большого числа случаев в течение ограниченного времени (в особенности, в процессе оптимизационных расчетов), что выдвигает повышенные по сравнению с системами моделирования требования к эффективности вычислений и, что не менее важно, к эффективности процесса внесения пользователем системы изменений в модели.

Таким образом, основная сложность состоит в необходимости сочетания системой высокой гибкости с высокой надежностью, эффективностью и удобством пользования.

На основе исходной ситуации были сформулированы главные требования к новой информационной системе.

1. Поддержка основных концепций, сформулированных для системы анализа безопасности сети еще на ранних стадиях разработки и подтвердивших свою целесообразность [3, 4]:

а) использование наиболее актуальных данных процесса при создании моделей планирования;

б) использование наиболее полной информации о собственной сети и остальных частях европейской сети (работа с полной моделью европейской сети);

в) создание на всех этапах планирования консистентных моделей в стандартном промышленном формате (например, PSSE RAW);

г) использование максимально достижимого качества расчета (полный анализ сети в режиме

переменного тока с использованием пределов реактивной мощности, полный расчет безопасности $N - 1$ для всех элементов швейцарской сети и окружающей ее зоны, расчет каскадных отключений, расчет сценариев $N - k$, анализ угла защиты повторного включения линии и т. д.);

д) использование единого ядра для производства анализа на всех ступенях расчета;

е) использование только продуктов, доступных на рынке программного обеспечения (полный отказ от разработки базовых продуктов).

2. Обеспечение гибкости при необходимости изменения параметров расчетных алгоритмов.

3. Обеспечение гибкости при необходимости изменения логики или временных параметров бизнес-процесса.

4. Обеспечение выполнения операций как в ручном, так и в автоматическом и полуматематическом режиме.

5. Интеграция как с находящейся в эксплуатации, так и с новой системой управления сетью.

6. Развитый интерфейс пользователя с поддержанием ролей процесса (инженер планирования, инженер поддержки приложения, IT-специалист).

7. Реализация самомониторинга системы с возможностью оповещения персонала.

8. Обеспечение требований надежности системы.

9. Обеспечение расширяемости системы.

Кроме того, система должна отвечать требованиям современной IT-архитектуры, требованиям безопасности, требованиям масштабируемости (fit-for-purpose), поддерживать виртуальные IT-платформы и т. д.

Таким образом, в настоящее время основная сложность перемещается из области разработки функциональности системы для поддержания какого-то определенного процесса планирования в область создания гибкой, надежной и эффективной системы, которая была бы в состоянии адаптироваться к постоянно меняющимся требованиям процесса.

Бизнес-процесс оперативного планирования

Основой бизнес-процесса оперативного планирования является последовательное приближение во времени к точке, являющейся целью прогноза, с одновременным повышением качества и достоверности данных, используемых для прогноза состояния сети (рис. 2).

Существенные изменения за время эксплуатации претерпела концепция работы персонала с системой. Если в 2003 г. система DACF создавалась с учетом минимального участия инженерного персонала в процессе расчета и анализа сети

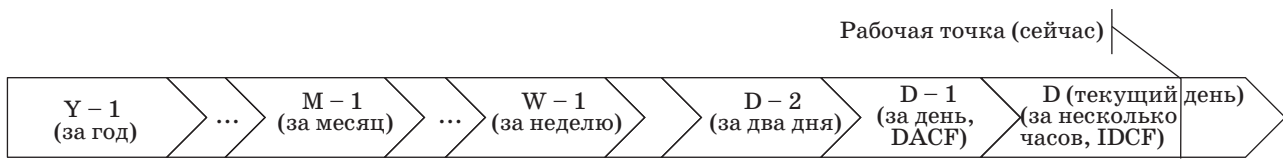


Рис. 2. Различные временные горизонты процесса оперативного планирования

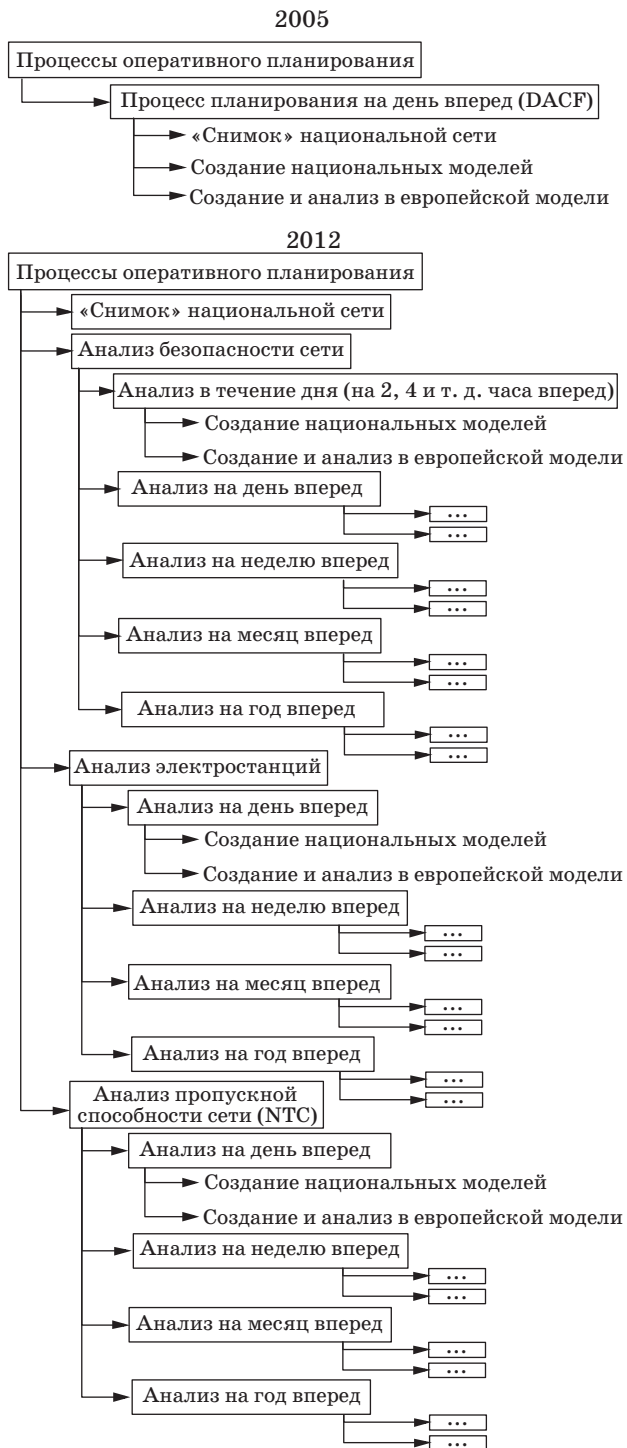


Рис. 3. Сопоставление процессов оперативного планирования на фирме Swissgrid в 2005 и 2012 гг. © Swissgrid, 2012

при обеспечении системой хорошего качества результата, то к настоящему времени ситуация кардинально изменилась: теперь ожидается получение отличного результата моделирования при интенсивном вовлечении инженера в процесс планирования при условии поддержки его высокоинтегрированными средствами автоматизации.

Объясняется это резким ростом роли оперативного планирования, сопровождаемого, в частности, ростом числа инженеров планирования сети с двух в 2003 г. до более двадцати к 2012 г., из которых восемь занимаются исключительно задачами оперативного планирования. При этом многократно выросло как число процессов планирования, так и их сложность (рис. 3).

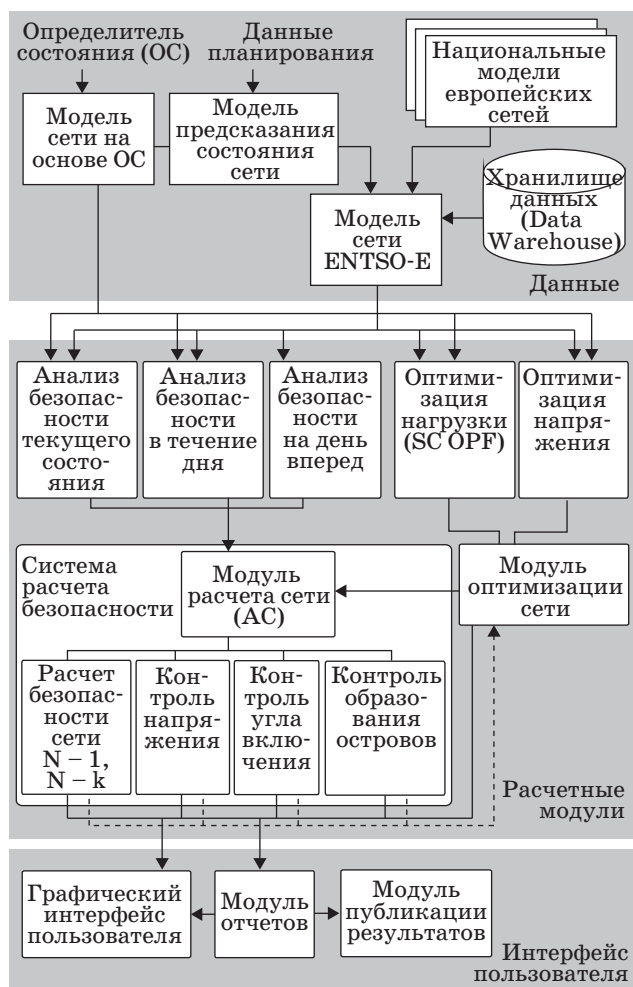
Общее техническое решение

Разработанное решение сочетает хорошо зарекомендовавшие себя элементы дизайна существующей системы с полностью новым дизайном бизнес-логики и IT-дизайном.

Общая концепция системы основывается на принципах [2, 3], определенных при разработке системы DACF. Основой подхода является использование в процессе планирования моделей, созданных на базе данных реального времени, получаемых из системы SCADA/EMS, и использование для анализа сети во всех процессах расчетного модуля одного типа и (где возможно) одной конфигурации (рис. 4).

Еще на этапе разработки системы DACF в 2003 г. было решено использовать базу системы моделирования и анализа сети только из числа стандартных продуктов, представленных на рынке как для того, чтобы иметь в распоряжении наиболее полно протестированные программы, так и для того, чтобы пользоваться усовершенствованиями, вносимыми в продукт в процессе развития. Данный подход хорошо показал себя за все время эксплуатации системы, хотя и создает некоторые ограничения при внесении изменений в базовый продукт.

Требования независимости системы от одного поставщика приводят к необходимости модульного дизайна. Данный подход хорошо согласуется с условием гибкости системы. В системе первого поколения количество модулей равнялось пяти (см. рис. 1):



■ Рис. 4. Общая структура системы оперативного планирования фирмы Swissgrid. © Swissgrid, 2005–2012

- модуль создания снимка сети;
- модуль предсказания сети на день вперед;
- модуль проверки качества европейских моделей, склейки и анализа сети;
- два модуля преобразования формата моделей.

За время эксплуатации системы стало очевидно, что такой дизайн недостаточен для покрытия все возрастающих требований процессов оперативного планирования. Кроме того, наличие значительного по количеству и сходного (но не идентичного) по содержанию числа процессов (см. рис. 3) выдвинуло новые по сравнению с 2003 г. требования к дизайну системы.

Проведенный при разработке концепции новой системы анализ показал, что все существующие и ожидаемые в ближайшее время процессы автоматизированного анализа сети могут быть созданы на базе 18 основных модулей, ответственных, например, за создание базовой модели сети, изменение топологии сети, изменение рабо-



■ Рис. 5. Модульное построение процесса на примере создания модели предсказания состояния сети. © Swissgrid, 2005–2012

чих точек генераторов, балансировку сети, анализ безопасности сети, создание отчетов и др.

На рис. 5 изображен процесс создания прогноза сети на день вперед. В исходном дизайне 2003 г. это был один модуль, в новом дизайне для реализации процесса используются семь модулей в разной комбинации и конфигурации и при моделировании других процессов планирования.

Основное отличие модулей от функций встроенной автоматизации базовой системы заключается в возможности контролировать модули с помощью внешней системы автоматизации процесса (work flow automation system).

Модульное построение системы налагает также особые требования на межмодульные интерфейсы, так как именно они в дальнейшем будут определять возможности расширения системы и простоту замены ее отдельных частей. Обмен информацией между отдельными модулями может производиться только согласно утвержден-

ным заказчиком интерфейсам. Использование скрытых или недокументированных интерфейсов между модулями нарушит принципы взаимозаменяемости и свободной комбинации модулей системы.

Архитектура IT-системы

Существующая система, решение для замены которой рассматривается в данной статье, является результатом эволюционного развития. При этом каждый новый процесс добавлялся к уже созданным в зависимости от финансовой целесообразности и из соображений минимальных затрат на реализацию. С широким внедрением в последние несколько лет технологий виртуализации и накоплением опыта по их использованию для промышленных приложений появилась возможность пересмотреть положения исходной архитектуры рассматриваемой системы.

Основой нового дизайна послужили следующие требования информатики:

- возможность простого добавления или удаления новых процессов, которые могут иметь разных владельцев со стороны бизнеса и, соответственно, должны минимально интерферировать друг с другом;

- обеспечение финансовой прозрачности используемых решений (стоимость аппаратного и программного обеспечения, поддержка со стороны поставщика и собственных IT-специалистов и т. д.);

- обеспечение оптимальной модели лицензирования используемых программных продуктов (сочетание максимальной гибкости с минимальной стоимостью лицензий);

- обеспечение высокой надежности работы системы;

- обеспечение требований поддерживаемости системы (стандартизация используемых продуктов и их конфигураций);

- обеспечение требований безопасности;
- обеспечение гибкой организации производственного процесса с возможностью перераспределения ролей инженеров и операторов как внутри групп, так и между группами и отделами.

В результате проведенного анализа была принята следующая архитектура системы:

- IT-система состоит из унифицированных редундантных «спарок», представляющих собой пары виртуальных серверов с идентичной конфигурацией (включая идентичные бизнес-приложения);

- лицензирование всех используемых продуктов производится с пары серверов лицензий;

- управление процессами и обмен данными внутри системы организован с использованием

системы управления рабочими потоками (workflows);

- доступ ко всем данным и процессам с любых рабочих мест возможен, но контролируется с помощью системы безопасности доступа к данным.

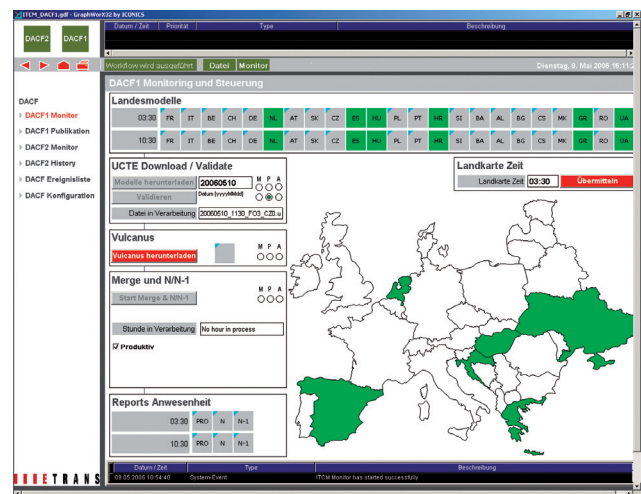
Интерфейс пользователя

Как было отмечено выше, за последние годы выросли как сложность процесса, так и требования к повышению эффективности работы инженеров планирования. Соответственно, существенно изменилась роль пользователя в процессе работы с системой и, как следствие, требования к интерфейсу пользователя системы.

От системы первого поколения (2003–2006 гг.) ожидалось полностью автоматическое выполнение процесса, требования к интерфейсу пользователя были ограничены отчетами системы о результатах расчета сети и интерфейсом инженера-программиста, ответственного за рабочие потоки.

В системе второго поколения (2006–2012 гг.) существенно выросла роль инженера планирования, который на начальном этапе (2006–2009 гг.) в основном отвечал за контроль входящих данных от международных участников процесса, своевременный запуск автоматических процедур расчета, анализ результатов и принятие мер по обеспечению безопасности сети. Соответственно, системе потребовался развитый интерфейс отображения состояния и данных процесса. Для решения этой задачи была разработана концепция мониторинга данных с учетом временных границ соответствующих шагов процесса (рис. 6).

На следующем этапе (2009–2012 гг.) оперативное планирование было выделено в отдельную ор-



■ **Рис. 6.** Пример интерфейса пользователя системы оперативного планирования фирмы Swissgrid в 2007 г. © Swissgrid, 2007–2012



■ **Рис. 7.** Примеры интерфейса пользователя системы оперативного планирования фирмы Swissgrid. © Swissgrid, 2005–2012

ганизационную структуру, которой требовались более развитые инструменты планирования. На этом этапе началась интеграция системы мониторинга и управления процессом с системой моделирования и расчета сети. Кроме того, была повышена плотность представления информации и изменена структура ее организации.

Следующим этапом является решение, разрабатываемое в рамках создания системы, рассматриваемой в данной статье, и предназначенное полностью заменить или интегрировать все используемые в настоящий момент на фирме приложения оперативного планирования. В рамках этой работы одной из основных задач станет еще более глубокая интеграция системы моделирования и анализа сети с системой автоматизации и контроля процесса моделирования (рис. 7).

Заключение

Система оперативного планирования является необходимым инструментом каждого оператора передающей сети. Рассмотренный в данной статье программный комплекс оперативного планирования является следующим шагом на пути автоматизации процесса оперативного управления сетью, его использование предполагается в течение 2013–2015 гг., после чего ему на смену должна прийти система следующего (третьего) поколения.

Отличительными чертами системы оперативного планирования третьего поколения, по оценкам специалистов фирмы Swissgrid, можно считать:

- высокую интеграцию с европейскими платформами планирования и рынка;

- встроенную поддержку унифицированной структуры данных CIM;

- встроенную возможность работы с проектами (планирование строительства новых ЛЭП, электростанций, подстанций и другого оборудования энергосистемы);

- поддержку стандартных процессов оперативного планирования с возможностью их параметризации пользователем;

- развитый графический интерфейс не только для представления сети, но и для управления процессом и визуализации результатов анализа.

Обсуждаемый в данной статье программный комплекс является одним из наиболее современных в Европе и, как и все разработки фирмы Swissgrid в этой области, пользуется большим интересом со стороны европейских операторов сети и разработчиков технических решений. Рассматриваемая система может представлять интерес и для российских специалистов, так как процессы планирования и управления в российской энергосистеме сходны с европейскими.

Литература

1. ENTSO-E Operational Planning and Scheduling Network Code (OP&S NC). www.entsoe.eu/resources/network-codes/operational-planning-scheduling (дата обращения: 30.03.2012).
2. Tchoubraev D., Singh N., Chan K. H. et al. Advanced Automated Approach for Interconnected Power System Congestion Forecast // Proc. of conf. MedPower 2004, Cyprus, 2004. С. 141–147.
3. Singh N., Tchoubraev D. Operational Security Analysis of Interconnected European Network in Liberalized Market // Proc. of conf. PowerTech 2005, St. Petersburg, Russia, 2005. P. 1–7.
4. Чубраев Д. В., Сингх Н. Программный комплекс определения перегрузок на этапе краткосрочного планирования режима эксплуатации сети // Информационно-управляющие системы. 2005. № 6. С. 23–29.
5. Emery M., Karpatchev A., Tchoubraev D. Congestion Management at ETRANS // Proc. of conf. CIGRE, New Orleans, USA, 2005. P. 370–377.
6. Чубраев Д. В. Информационный комплекс поддержки рынка системных услуг // Энергетика. 2010. № 6. С. 157–169.