10 ноября 2005 г. в Москве состоялось заседание Круглого стола «Методы обеспечения надежности электроснабжения в мировых энергосистемах – история и современность».

Организаторы - ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

В сборнике представлены стенограммы докладов и дискуссий, в которых приняли участие более 40 ведущих специалистов из США, Швейцарии, России, Германии и других стран.

Наибольший интерес участников привлекли доклады:

- Основные принципы регулирования надежности в энергосистемах США (Илья Левитин, США, см. стр. 6);
- Повышение системной надежности через модернизацию сети, внедрение устройств FACTS, применение силовой электроники, HVDC (проф. Дитмар Рецман, Германия, см. стр. 70).

В обоих докладах предложены методы решения проблем, актуальных для российской энергетики.

Содержание

Вступительное слово. Василий Александрович Зубакин, Член Правления ОАО РАО “ЕЭС России” 4

Доклад Ильи Левитина. Duane Morris, США 6
“Основные принципы регулирования надежности в США”

Доклад Стефана Лин Тейчлера. Duane Morris, США 28
“Процесс долгосрочного планирования в среднезападном системном операторе”, “Реформа рынков мощности”

Доклад Хинека Берана. АО “Таурес”, Чехия 57
Топология и состояние передающих сетей

Доклад Дитмара Рецмана. Siemens, Германия 70
Повышение системной надежности через модернизацию сети, внедрение устройств FACTS, применение силовой электроники, HVDC

Доклад Виктора Владимировича Агроскина. techinvestlab.com, Россия 86
Рынок пропускной способности сетей

Доклад Владимира Чаловича. KEMA, Швейцария 97
SCADA/EMS Методы повышения надежности

Доклад Анджея Коба. EMERSON 109
Методы обеспечения надежности электроснабдения - производство

Доклад Нинэла Чукалевски. “Mihailo Pupin” Institute, Сербия и Черногория 119
Подготовка персонала энергосистем в рыночной среде: новые требования, возможности и инструктаж

Доклад Арниса Сталтманиса. Baltic Power Systems Control Centre Ltd 133
Обеспечение надежной параллельной работы в Электрическом Кольце БРЭЛЛ

Доклад Ильи Левитина. Duane Morris, США 140
Роль соглашений между Системными Операторами в обеспечении надежности

Заключительное слово 157

Вступительное слово

Василий Александрович Зубакин, ведущий:

- Добрый день господа, я рад видеть здесь, в этой аудитории тех, кто является у нас ведущими специалистами в области системной надёжности - наших российских специалистов. И также рад видеть здесь, в зале, и надеюсь увидеть в числе докладчиков, наших зарубежных гостей, представляющих мировые компании, компании мирового класса, которые ведут разработку в этой области. Я думаю, что мы будем представляться, знакомиться по ходу. Хочу только представить нашим иностранным гостям основного потребителя сегодняшнего научно - исследовательского продукта, а именно – господина Аюева, Председателя Правления Системного оператора ЕЭС России.

С самых первых дней реформы электроэнергетики одним из факторов критики реформы был всегда вопрос: каким образом после ликвидации административного ресурса и запуска рынка будет обеспечиваться системная надёжность? И нам уже пятый год реформы приходится постоянно отвечать на этот вопрос и для внешнего мира, и в первую очередь для себя, для наших потребителей, для наших генераторов, для наших сетевых компаний. Одним из ответов может быть создание системы технического регулирования системной надёжности, состоящей из технических регламентов, национальных и корпоративных стандартов. Такой работой мы занимаемся сегодня интенсивно.

Сейчас ведётся работа над техническим регламентом, посвящённым безопасности оперативно-диспетчерского управления. Наши системные операторы и федеральная сетевая компания запустили программу подготовки из 25 стандартов, которые сначала принимаются как корпоративные стандарты холдинга РАО «ЕЭС России», и далее, я надеюсь, с минимальным количеством изменений, модификаций, эти стандарты станут основой для национальных стандартов. Первый стандарт уже введён в действие. На подходе ещё, по меньшей мере, 5 стандартов из 25.

Я уж не говорю о концепции надёжности, которая была принята на совете по надёжности: всё, что мы сейчас делаем - это реализация упомянутой концепции.

После московского частичного блэкаута внимание к этим вопросам появилось дополнительное. Сейчас мы имеем решение правительственной комиссии по техническому регулированию, подписанное Виктором Борисовичем Христенко, о том, что технические регламенты, посвящённые электроэнергетике, будут приниматься приоритетно.

К сожалению, у нас в области технического регулирования пока

подготовлены и вносятся в правительство технические регламенты по другим, более важным, стратегическим вопросам надёжности и безопасности - например, безопасность в области парфюмерии, косметики и т.д. А электроэнергетика до недавнего времени была у правительства в приоритетах 2008-2009 года. К счастью, сейчас эти приоритеты изменились. 2 ноября был завершён конкурс по выбору команд-разработчиков для технических регламентов в области электроэнергетики. Я знаю, что наши институты во главе с ВНИИЭ и другие институты приняли участие в консорциумах, которые подали заявки на эти технические регламенты. Надеюсь, что в течение ближайшей недели-двух, итоги будут подведены, и, собственно, начнётся работа над этими документами.

Вот так выглядит ситуация. Я коснулся только одного аспекта, аспекта технического регулирования организации работы здесь.

А сейчас давайте перейдём к содержательной работе. И первым по нашему расписанию стоит доклад Ильи Левитина, из компании Duane Morris, «Основные принципы регулирования надёжности на примере США»

Пожалуйста, Илья.

Илья Левитин

Duane Morris, США

Основные принципы регулирования надежности в США

Доклад Ильи Левитина

- Наша презентация будет состоять из двух частей. В первой части я расскажу о методах обеспечения надёжности и регулирования вопросов надёжности в США. А затем у нас будет несколько презентаций, в которых мы постараемся рассказать о вопросах надёжности на более конкретном примере среднезападного системного оператора. Мой коллега, Стивен Тайклер, расскажет о проблемах долгосрочного планирования и реформе рынков мощности. После этого я дам презентацию по вопросам взаимодействия между системными операторами.

А сейчас мы перейдём к вопросам о регулировании надёжности в США.

Когда говорят об истории регулирования надёжности, речь, прежде всего, идёт о трёх основных периодах. В первом, начальном периоде, индивидуальные и вертикальные интегрированные компании отвечают за надёжность. Позже эта работа производится при координации с помощью пула. Новый период начинается в 1965 году после знаменитого блэк-аута, который произошёл на северо-востоке страны. После него создаётся американский совет по надёжности, NERC. И новый период начинается сейчас, в 2005 году. Я постараюсь сделать упор именно на этот период, после принятия закона об энергетической политике 2005 года. Закон был подписан три месяца назад президентом Бушем.

В начальном периоде регулирование надёжности было простым. Индустрия в то время состояла из трёх основных игроков: частные вертикально-интегрированные компании, муниципальные компании и кооперативы, которые покрывали в основном сельские территории в Соединённых Штатах. Большинство потребителей обслуживается частными вертикально-интегрированными компаниями, и конкуренция в этот период, в общем-то, отсутствует. Частные компании регулируются коммунальными энергетическими комиссиями отдельных штатов. Принцип этого регулирования хорошо известен. Речь идёт о выделении территории обслуживания. На этой территории конкретная компания обслуживает всех потребителей. Законы штатов обязывают эти компании обслуживать всех потребителей на территории и гарантируют им разумную прибыль на обоснованные инвестиции. Принцип этот хорошо известен. Компания в основном обслуживает своих потребителей за счёт собственных генерирующих ресурсов, а также взаимодействия с соседними компаниями.

В то же время начинают создаваться пулы. Они были в то время двух видов: «неформальные», т.е. объединения компаний, которые координируют свои операции присоединения, планы развития и резервы

без формального договора и «формальные» – то же самое, но только при наличии договора.

Пулы могут быть «жёсткими», т.е. предусматривать наложение штрафов за невыполнение требований к объёму резервов, а также включать централизованную диспетчеризацию. Или «свободными», то есть без штрафов и без централизованных диспетчеризаций.

Первый пул был создан в 1927 году. Это был пул, который обслуживал территорию штата Пенсильвании, Нью Джерси и Мэриленд - PJM.

Такая ситуация сохранялась до 1965 года, пока не произошло отключение 1965 года. Тогда вышла из строя линия передач, которая подсоединяла гидростанцию около Ниагарского водопада, и в результате 30 млн. потребителей остались без света больше, чем на 13 часов.

Сразу же была выделена проблема – это отсутствие национального, или даже регионального органа, который бы отвечал за надёжность. Его просто не было. Федеральная энергетическая комиссия, которая была создана в середине XX века, в основном являлась экономическим регулятором, и не регулировала надёжность, кроме случаев аварии и подобного рода внештатных ситуаций.

Сразу после отключения создаётся североамериканский совет по надёжности, или NERC – это негосударственная организация. Многие из вас, наверное, знают и слышали о ней. Она оперирует на добровольной основе, и одним из существенных недостатков этой организации, как потом выяснилось, был тот факт, что она не имела полномочий по обеспечению выполнения своих стандартов.

NERC состоит из 10 региональных советов, которые являются его членами. 8 из этих советов находятся на востоке страны, один на западе и один в Техасе. Региональные советы включают в себя все сегменты индустрии, то есть частные компании, муниципальные компании, генераторов и проч. NERC и его региональные советы разрабатывают стандарты надёжности. Региональные советы часто учитывают вариации, которые существуют между различными компаниями в разных частях страны.

Такая ситуация сохранялась до середины 90-х годов, когда началась перестройка энергетической индустрии в Соединённых Штатах, и вышел знаменитый приказ № 888. Суть этого приказа состояла в том, что устанавливались принципы недискриминационного доступа и функционального разделения вертикально-интегрированных компаний. Федеральная энергетическая комиссия также в этом приказе говорит, что со временем будут созданы системные операторы и перечисляет принципы, на которых эти системные операторы будут созданы. Принципы недискриминации, независимости от участников рынка, ответственности

за краткосрочную надёжность, т.е. подчинение стандартам NERC и надзор за содержанием сетей, функциональный контроль, обнаружение разрешения ограничений, эффективное управление и эффективная ценовая политика в отношении услуг на передачу и системных услуг, открытые информационные системы координации и разрешения споров.

Однако, по прошествии трёх лет после принятия приказа № 888 комиссия обращает внимание на то, что координация планирования сетевых и генерирующих ресурсов уменьшилась, замедлилось расширение сетей, ухудшилась надёжность. Предлагается следующее средство: создать региональные организации по передаче, РОП. Мера эта добровольно-принудительная. С одной стороны, создание РОП добровольное. С другой стороны индивидуальные энергетические компании должны или присоединиться к одной из РОП, или объяснить, почему они этого не делают. Результатом этого стало присоединение большого количества компаний к таким организациям, региональным организациям по передаче. Комиссия в том же приказе выделила несколько минимальных характеристик РОП и определила их минимальные функции. Характеристики были следующие: независимость от участников рынка, подходящий размер (и подходящий размер был установлен как достаточно большой размер), полномочия по управлению и эксклюзивные полномочия по поддержанию краткосрочной надёжности. Минимальные функции были определены: применение тарифов и правил, создание рыночных механизмов по управлению перетоками, превышающими ограничения, управление параллельными перетоками. Оказание системных услуг, обеспечение доступа к информации, определение пропускной способности, мониторинг рынков и планирование и координация расширения сети.

Однако, вскоре после этого, всего два года назад, произошло новое отключение, и отключение это затронуло территорию северо-востока и среднего запада. 14 августа 2003 года значительные области этой географической территории, включая несколько канадских провинций, подверглись отключению. Эти отключения затронули 50 миллионов человек. В некоторых районах снабжение не было восстановлено в течение 4-х дней. Стоимость ущерба исчислялась от 4 до 10 миллиардов долларов США. И это только на американской территории, хотя отключения произошли также и в провинции Онтарио. Технически поводом отключения стала нехватка реактивной мощности в системе компании First Energy, компании, которая находится на среднем западе.

Причины.

Как потом выяснилось, на самом деле, их было много. Была создана совместная комиссия канадскими и американскими властями,

и среди причин были названы: неадекватность сетей компании First Energy, недостаточное знание ситуации персоналом этой компании, вечная проблема, которая всегда возникает при отключениях – не следили за растительностью, в результате чего вышла из строя линия передачи. И недостаточная диагностическая поддержка в режиме реального времени от организаций, отвечающих за надёжность. Имелся в виду NERC, их региональный совет, и среднезападный системный оператор.

Отключение вызвало целый взрыв регулятивной активности. Была создана комиссия федеральной комиссией по регулированию. NERC создал свою собственную комиссию. И, кроме этого, была совместная комиссия, созданная американскими и канадскими властями.

Была выделена главная проблема: стандарты надёжности не обязательны и потому могут не приводиться в исполнение, отсутствуют штрафы за неподчинение.

Результатом всего этого стало принятие закона об энергетической политике 2005 года. Закон этот включал в себя не только вопросы надёжности и даже не только вопросы электроэнергетического сектора. Были сделаны большие изменения в том, как регулируется также газовая отрасль, нефтяная отрасль. Но в области электроэнергетики одним из главных изменений было изменение принципов, по которым в Соединённых Штатах теперь регулируется надёжность.

Главным стало то, что федерально-энергетическая комиссия больше не является только экономическим регулятором отрасли. Вместо этого закон предусматривает общие обязательные стандарты надёжности. Эти стандарты разрабатываются специальными организациями, которые названы организациями по обеспечению надёжности. Эти организации лицензируются федеральной энергетической комиссией. Установлен процесс для разработки стандартов этих организаций по согласованию с федеральной энергетической комиссией. Комиссия при рассмотрении и одобрении этих стандартов должна дать соответствующую оценку экспертной квалификации таких организаций. То есть образовалась трехъярусная система: на самом верху государственный орган – федеральная энергетическая комиссия, этажом ниже – организация по обеспечению надёжности, и ещё ниже – региональные органы организации по обеспечению надёжности. Я объясню чуть позже, что это за орган. И организации по обеспечению надёжности, и FERC, могут налагать штрафы за нарушение. Организация по обеспечению надёжности может делегировать свои полномочия региональным органам. Изменения в правилах этой организации должны согласовываться с федеральной энергетической комиссией, а также она производит координацию с Канадой и Мексикой. То есть видно, что на самом деле используется

структура, которая уже была наработана североамериканским советом по надёжности, который состоит из таких региональных советов.

Впоследствии федеральная энергетическая комиссия дала понять, что она ожидает, что организацией по обеспечению надёжности станет NERC, т.е. этот совет по надёжности. И процесс сертификации уже начался.

Одним из моментов этого закона было то, что федерально-энергетическая комиссия не получила полномочий в отношении распределительных сетей. Это может не иметь смысла с технической точки зрения, но с точки зрения регулирования это - старая традиция, по которой федеральная комиссия не имеет обычно полномочий в области регулирования распределительных сетей. И мы теперь видим, что и в вопросах регулирования надёжности осталась та же структура.

1 сентября федерально-энергетическая комиссия предложила свои правила: правила по введению этого закона в исполнение.

Ключевые вопросы.

Во-первых, это возврат на рассмотрение и отмену стандартов организаций по надёжности. Членство в этих организациях и их региональных органах, координация с канадскими властями, получение информации о нарушении, процесс для наложения штрафов (например, какого рода штрафы могут быть наложены, куда пойдут эти деньги, как их распределять), делегирование полномочий региональным органам, их размер и роль, разрешение споров и финансирование.

Как я уже сказал, федеральная энергетическая комиссия дала понять, что она ожидает, что вот этой организацией по обеспечению надёжности будет именно североамериканский совет по надёжности. Но в то же время сказала, что не будет автоматически принимать все существующие стандарты, т.е. будет осуществляться государственный надзор за этими стандартами, и они хотят использовать процесс лицензирования для основательного надзора над этими стандартами.

Какие из всего этого можно сделать выводы? Вывод первый – добровольные стандарты надёжности не работают в условиях рынка. Особенно с распакованными бывшими вертикально-интегрированными компаниями и системами высокой степени подключённости. Необходимы обязательные стандарты и стандарты, которые бы могли быть приведены в исполнение государственными органами. Если в прошлом, скажем, добровольные стандарты более или менее работали, когда можно было рассчитывать на вертикально-интегрированные компании, то в настоящих условиях требуются стандарты обязательные. Тем не менее, эти стандарты могут учитывать региональные различия и могут разрабатываться техническими негосударственными органами, но при соответствующем

надзоре.

Одним из ключевых элементов закона об энергетической политике было то, что конгресс избежал искушения передать полномочия по разработке стандартов надёжности федеральной энергетической комиссии. Вместо этого федеральная энергетическая комиссия лицензирует организацию, которая разработает стандарты, и имеет возможность принимать их или не принимать, утверждать или не утверждать. Но функции разработки остаются именно вот с этими техническими организациями.

Я готов ответить на вопросы.

Вопросы к Илье Левитину

Фишов:

- Вопрос первый. Можно ли узнать, какова судьба блока стандартов по надёжности? Мне попадался список из 91 стандарта. Приняты ли они? Утверждены ли?

И. Левитин:

- Недавно североамериканским советом по надёжности была принята нулевая версия. Эта версия была результатом пересмотра всех предыдущих стандартов. Было очень много критики, что стандарты североамериканского совета по надёжности недостаточно детальны. Эта критика началась после отключения 2003 года. И в течение последних полутора лет совет разрабатывал вот эту нулевую версию. Нулевая версия состоит из более детальных стандартов.

Сейчас идёт процесс переработки вот этой нулевой версии в стандарты, которые будут приняты организациями по надёжности. Т.е. федерально-энергетическая комиссия сейчас их рассматривает, это находится в процессе рассмотрения. Но уже были сигналы из федеральной энергетической комиссии, что они не будут автоматически принимать вот эту нулевую версию, т.е. будет детальная проработка. Некоторые части её могут быть возвращены обратно на рассмотрение в NERC.

Фишов:

- Понятно. Ещё можно один вопрос? В этой схеме поясните, пожалуйста, как совет по надёжности взаимодействует с ФЭКом, с федеральной энергетической комиссией в части стандартов? Если ФЭК теперь фактически лицензирует деятельность, принимает стандарты, то что же NERC делает?

И. Левитин:

- После создания этой схемы, после того, как это будет утверждено,

NERC станет этой организацией по обеспечению надёжности. Я не знаю, сменит ли он своё название. Но идея вот такая – что он станет этой организацией.

Фишов:

- То есть в части надзорной функции получается?

И. Левитин:

- Надзорная функция будет осуществляться в отношении их региональных советов, т.е. нижестоящих органов. Как это сейчас, кстати, и происходит. Но в плане разработки стандартов - стандарты будут разрабатываться непосредственно внутри организации по обеспечению надёжности, т.е. NERC. Но федеральная энергетическая комиссия имеет возможность их одобрять. Это на самом деле схема, которая существует - и существовала очень давно - в газовой индустрии. Существует совет по стандартам газовой индустрии, т.н. ГИСБИ, и в течение многих лет они разрабатывали стандарты, которые покрывали разного рода технические проблемы. Например, пропускной способности трубопроводов. После этого все стандарты отправлялись в федеральную комиссию на одобрение. Процесс одобрения в таких органах обычно происходит следующим образом: стандарты даются на рассмотрение и на публичные комментарии. И участники индустрии, и любые другие заинтересованные лица имеют возможность подавать свои соображения на этот счёт. Т.е. те вопросы, которые будут выделены из этой огромной массы всех стандартов и даны на рассмотрение комиссии. Они примут решение по каким-то спорным вопросам. Т.е. на самом деле будут рассматриваться, контролироваться спорные вопросы. Другого способа, наверно, нет... Трудно сказать, было бы это идеальным, но это явно непрактично, т.е. если сама федеральная энергетическая комиссия начнёт разрабатывать технические стандарты – это просто невозможно. Нет такого количества инженеров, специалистов, и просто по времени это невозможно.

Вопрос из зала:

- Вы сказали, что закон 2005 года предусматривает некоторые обязательные стандарты. Скажите, пожалуйста, как будет выполняться принцип обязательности этих стандартов? Будут ли предприняты какие-то штрафы, о которых вы говорили, либо какие-то другие санкции за их неисполнение? Спасибо.

И. Левитин:

- Да. Когда закон сказал, что будут обязательные стандарты, какие-то конкретные стандарты, естественно, там не были перечислены. Имеются в виду стандарты, которые будут приняты этими организациями по надёжности и утверждены федеральной энергетической комиссией.

Предусмотрены штрафы. Во-первых, одной частью этого закона

было произведено усиление уже существующего законодательства, а именно: федерального закона об энергетике 1935 года. Тот закон предусматривал целый ряд санкций, как гражданско-правовых, так и уголовно-правовых. Все эти санкции применяются ко всем вопросам, которые покрываются этим законом 1935 года. Что произошло сейчас – это то, что вопросы надёжности добавлены к большому списку в основном экономических вопросов, в этот закон. Т.е. все санкции, которые существуют по федеральному закону об энергетике 1935 года плюс усиление, которое было дано вот этим законом. Все они будут применяться. Вопросы штрафов и санкций были выделены очень заметно федеральной энергетической комиссией, которая предложила свои правила по введению в исполнение этого закона. И, безусловно, они будут усилены. Вопросы, правда, сейчас остаются такого организационно-правового плана: куда пойдут эти деньги, как это будет распределяться, какие санкции достаточны, какие нет, но вопрос существования этих санкций решен.

Зубакин:

- Когда Вы говорите о штрафах, о санкциях - каковы их масштабы? Знаете, как у нас, в России, штраф - две минимальные заработные платы. Сколько это? 200 рублей - понятно. Каковы масштабы, насколько это ощутимо для компаний? И это штрафы для самих компаний, или это наказание менеджмента компаний?

Левитин:

- Это очень хороший вопрос. Урок был учтён. Урок был следующий: штрафные санкции появились в законодательстве, когда был принят закон 1935 года. Совсем другое время, другие деньги. За 70 лет эти штрафы потеряли свою силу. Поэтому одной из идей законодательства 2005 года, и это касалось не только надёжности, а и вопросов манипулирования рынков и проч., было превращение вот этих санкций, которые всегда были, в достаточно основательные. Я сейчас, к сожалению, не могу вспомнить, но есть норма, которая предписала конкретный размер этих санкций. Но они очень и очень основательные. Кроме этого, существует уголовная ответственность менеджмента. И эти санкции тоже были усилены в федеральном законе по электроэнергетике. Я не уверен, что дело дойдёт так далеко в области надёжности. Есть общая уголовно-правовая ответственность за ненадлежащее исполнение своих обязанностей. Но эти санкции были усилены. Т.е. речь идёт не о минимальных каких-то размерах, а о весьма и весьма существенных.

Вопрос из зала:

- Скажите, пожалуйста, а как построена система контроля исполнения ставших теперь обязательными стандартов? Кто контролирует,

и есть ли какая-то роль системных операторов?

И. Левитин:

- До принятия этого закона существовало как бы несколько параллельных систем. Во-первых, была система североамериканского совета по надёжности - NERC. Но главным недостатком этой системы, как я упомянул, является то, что она добровольная. Т.е. у групп энергетических компаний, которые в неё вступили, которые подчиняются этим стандартам, были механизмы, но все эти механизмы были добровольные.

Системные операторы – несколько иное. Они начали создаваться в середине 90-х годов, сразу после приказа № 888. И их правила, которые включают, кстати, вот эти санкции, одобрялись комиссией. Всё, что одобряется федеральной энергетической комиссией, приобретает силу её правил, т.е. как бы законодательства. Поэтому, например, если в правилах недискриминационного доступа или в иных каких-то правилах конкретного системного оператора предусмотрены определённые стандарты надёжности, и компании-участники этого системного оператора, которые оказывают услуги на системах, которые им покрываются, не выполняют их - они нарушают тем самым правила федеральной энергетической комиссии. Т.е. можно подать жалобу, в вопросах санкций это всё работает. Это происходило именно через одобрение правил системных операторов федеральной энергетической комиссией. Сейчас это будет работать напрямую, потому что будут созданы вот эти организации по обеспечению надёжности. И им, конгрессом и законом, просто передано прямое право приводить санкции в исполнение. Они и федеральная энергетическая комиссия имеют право налагать штрафы. Это дано им законодательством.

Вопрос из зала:

- У меня к вам ряд вопросов. Ну, во-первых, вопрос вот такой: вы сказали, что в будущем организацией по обеспечению надёжности фактически будет NERC, а сейчас это как? Создаются ли они?

И. Левитин:

- Сейчас их нет. Эта организация была предусмотрена законом 2005 года, а сам закон был принят всего 3 месяца назад. Т.е. сейчас организаций по обеспечению надёжности нет, сейчас идет процесс их создания. До принятия этого закона был совет по надёжности. Он как бы выполнял эти функции, но не все. Один из главных недостатков, которые мы отмечали здесь несколько раз – они не были общеобязательными. За ними не стояла вот эта мощь государства. Сейчас начался этот процесс, хотя он и в начальной стадии. Федеральная энергетическая комиссия дала на обсуждение правила, которые более детально разрабатывают сам процесс: как будут разработаны эти организации, какое будет взаимодействие

между самой организацией и её региональным советом. Вы правы в том смысле, что многое будет заимствовано из того, что наработал североамериканский совет по надёжности. Они прямо об этом говорят. И этой организацией будет североамериканский совет по надёжности. Хотя, возможно, будут и другие организации. Нигде в законодательстве не написано, что это должен быть NERC или какая-то другая организация. Какие окончательные формы эти организации примут, мы узнаем, наверное, в течение следующих 3-4 месяцев. Они не спешат с этим делом.

Вопрос из зала:

- Теперь вот такой вопрос. А вот статус федеральной энергетической комиссии... Как можно из вашего сообщения понять, это высший орган, который регулирует электроэнергетику. Не министерство, а именно FERC, правильно? И полностью независимые его решения – они обязательные?

И. Левитин:

-Да, это государственный орган, который обладает исключительными полномочиями по регулированию электроэнергетической, а также газовой и нефтяной индустрии. Но мы говорим здесь об электроэнергетике. Их решения обязательны для всех. Законодательство, которое даёт право федеральной энергетической комиссии регулировать отрасль, очень широкое. Полномочия эти очень обширные, и это действительно как бы самый верхний этаж. А организационно они являются частью министерства энергетики, Department of Energy. Но в плане самостоятельности они полностью независимы, они не зависят от министров, т.е. это независимый регулирующий орган.

Вопрос из зала:

- А кто назначает председателя комиссии?

И. Левитин:

- Председатель комиссии и члены комиссии назначаются президентом с согласия сената. Причем здесь есть такой политический момент: президент должен удерживать политический баланс, т.е. определённое количество членов комиссии должно происходить от одной из двух партий.

Вопрос из зала:

- И ещё один вопрос. В разных штатах, насколько есть информация, была разная степень движения в сторону либерализации и разделения вертикальных интегрированных компаний. Вот сейчас, после аварии 2003 года, как этот процесс дальше развивается?

И. Левитин:

- Мы на один шаг отступим назад, чтобы был понятен ответ. Когда в приказе № 888 шла речь о функциональном разделении вертикально-

интегрирующих компаний, FERC не могла приказать или заставить эти компании разделяться в организационном плане. Всё, что они сказали, это то, что должно быть функциональное разделение. Т.е. части компании, которые занимаются передачей, должны быть отделены от частей компании, которые будут участниками рынка. Они не приказали в том смысле, что эти части должны быть организационно разделены и стать дополнительной компанией. Но процесс этот начался немедленно. И начался он с того, что власти отдельных штатов стали просто принимать законы. Поскольку эти компании все регулировались на уровне штатов. Стали просто приниматься законы, что такие-то и такие-то компании должны разделиться. Это произошло не везде, но во многих штатах произошло. Или комиссии, отдельные комиссии в штатах начали принимать такие правила, что энергетические компании, которые они регулируют, должны разделиться. Этот процесс очень неровный. В разных штатах он шёл по- разному.

Я не знаю, какая есть связь именно с последним отключением. Но одна из проблем, с которой, скажем, столкнулась федеральная энергетическая комиссия – это то, что региональные организации по передаче электроэнергии пошли на это только в некоторых частях страны. В частности, на северо-востоке, на среднем западе. Но, скажем, в южных штатах движения не произошло. И выяснилось, что заставить вступать в эти организации – это оказалось довольно чувствительным вопросом. И у федеральной комиссии, пришли к выводу, просто нет таких полномочий. Поэтому такие организации были созданы не везде. А в отдельных штатах движения не произошло. И во многих штатах остались вертикально-интегрирующие компании, особенно на юге страны.

Думаю, что процесс сейчас как раз замедлился. Именно в плане создания вот таких огромных региональных организаций по передаче. Но замедлился он исключительно по политическим причинам.

Вопрос из зала:

- А можете сказать, сколько сейчас примерно в процентах или в штатах, где вертикально-интегрированные компании сохранились и где они уже расформированы?

И. Левитин:

- Я отвечу так: на северо-востоке страны и среднем западе это подавляющее большинство; скажем, в штатах юга – это меньшинство. Так сложно ответить. В разных штатах по-разному. Если вы имеете в виду не просто разделение вертикально-интегрирующих компаний...

Из зала:

- Нет. Я имею в виду юридическое разделение.

И. Левитин:

- Да-да, я понял. Если вы также задаёте вопрос о том, сколько штатов, в которых появился рынок на розничном уровне – таких штатов ещё нет.

Вопрос из зала:

- И последний вопрос у меня такой. Значит, у вас имеются региональные организации по передаче электроэнергии и системные операторы. Вот у них функции как-то совмещены, или всё-таки различны?

И. Левитин:

- Это очень хороший вопрос. Системные операторы были созданы раньше региональных организаций по передаче электроэнергии. Процесс этот шёл как бы скачками. И когда комиссия принимала свои решения, никто не знал, каковы будут последствия, как это будет работать, поэтому все шло методом проб и ошибок. Сначала были созданы системные операторы, и их функции я перечислял. Потом выяснилось, что этого недостаточно. Недостаточно, потому что ухудшилась надёжность, потому что определённые территории, покрытые системными операторами, были либо маленькими, либо у них была какая-то конфигурация, которая, может быть, имела смысл с политической точки зрения, но с технической точки зрения никакого смысла не имела. Возник вопрос, что надо это объединить ещё больше, укрупнить. И тогда пришла эта идея региональных организаций по передаче - это было в 1999 году. Практически это работало следующим образом: все системные операторы, которые к тому времени уже были созданы, т.е. PJM, Нью-Йорк, бывший Микул и наш среднезападный системный оператор - они были сертифицированы федеральной энергетической комиссией как организации по передаче. То есть процесс состоял в следующем: существующие системные операторы должны были показать, что они теперь могут выполнять функции, которые комиссия предписала для таких организаций. И главный момент в этих функциях тот, что должны быть рынки. Не все системные операторы к тому времени в одно и то же время являлись и операторами системы, и администраторами рынка. Эта проблема как раз была, Стив об этом будет говорить, в среднезападном операторе. Когда мы были созданы, в течение трёх лет мы просто работали как операторы системы. Никакого рынка там не было. Кроме рынка долгосрочных контрактов, конечно же. После того, как мы были сертифицированы как организации по передаче электроэнергии, возник вопрос: теперь мы должны создавать рынок. И вот этот рынок был создан и запущен в 2005 году.

Вопрос из зала:

- Вы сказали, что федеральная энергетическая комиссия не

имеет полномочий по регулированию распредсетей. А кто имеет такие полномочия? И вообще, регулируется ли деятельность распредсетей?

И. Левитин:

- Она регулируются, конечно. Этим занимается комиссия отдельных штатов. Это опять один из тех моментов, когда что-то может иметь смысл с точки зрения политической, с точки зрения федерализма, с точки зрения того, как распределены полномочия между отдельными штатами и федеральными властями. И может иметь очень мало смысла с точки зрения чисто инженерной или технической. Но факт всего регулирования электроэнергетики в Соединённых Штатах был установлен очень давно, с изначального федерального закона об электроэнергетике. Идея была в том, что всё, что касается распределения, будут регулировать отдельные штаты и, соответственно, комиссии этих штатов. Понятно, что граница между распределениями передачи очень подвижна. Скажем, с точки зрения экономического регулирования это может быть понятно. То есть комиссии штатов будут устанавливать розничные тарифы. А вот как это будет работать с точки зрения чисто технического регулирования, с вопросом надёжности, можно ли вообще такой подход осуществить? Лимит передачи надёжности будет регулироваться федеральной энергетической комиссией, а что будет в распредсетях – мы не знаем. Посмотрим.

Вопрос из зала:

- То есть, правильно ли я понял, что федеральной какой-то политики по отношению к распредсетям, по регулированию надёжности нет? Каждый штат решает по-своему?

И. Левитин:

- Её и не может быть, потому что власть, у которой есть такие полномочия (у федеральной энергетической комиссии) – они даны конгрессом только в отношении сетей, которые не включают распредсети.

Вопрос из зала:

- Спасибо, у меня такой уточняющий вопрос. Вы сказали, что документы после одобрения федеральной энергетической комиссией получают статус её правил. Означает ли это, что те стандарты, которые теперь так же будут, как я понимаю, одобряться энергетической комиссией, будут получать такой статус? И соответственно, это значит, что они, тем не менее, не будут распространяться на распредсети?

И. Левитин:

- На первую часть вашего вопроса ответ однозначный. Да, в этом и состоит весь фокус и идея нового закона состоит в том, чтобы сделать необязательные стандарты обязательными посредством утверждения федеральной энергетической комиссией, в этом вся изюминка.

А что касается распредсетей, то да, вы правильно сказали, но это распространяется на всё регулирование электроэнергетики, а не только касательно вопросов надёжности. Все, что там происходит, регулируется комиссиями отдельных штатов. Как это будет происходить с надёжностью, пока неясно, т.е. будет ли проходить какая-то централизованная политика, или каждый штат будет это решать сам. На сегодняшний день закон только говорит, что федерально-энергетическая комиссия не будет иметь полномочий в отношении распределительных сетей.

В. Зубакин:

- Спасибо, Илья. Спасибо, присаживайтесь.

Круглый стол
«Методы обеспечения надежности электроснабжения в мировых энергосистемах – история и современность»

Round Table
«Methods of Ensuring Reliability in the World's Electrical Systems—History and the Present»

DuaneMorris

www.duanemorris.com

Основные Принципы Регулирования Надежности в США

The Basic Principles of Reliability Regulation in the United States

DuaneMorris

History of Reliability Regulation - Three Major Periods
История Регулирования Надежности – Три Основных Периода

- 1880 - 1965
  Individual vertically-integrated utilities are responsible for reliability, with some coordination through pooling arrangements.
- 1965 - 2005
  The NERC Era
- 2005 - ?
  New Brave World

- 1880 -1965
  Индивидуальные вертикально-интегрированные компании отвечают за надежность, координация при помощи пулов.
- 1965 - 2005
  Эра NERC
- 2005 -?
  Новое светлое будущее

DuaneMorris

Reliability Regulation in 1880 -1965
Регулирование Надежности в 1880 -1965

- The industry has the following major players: private vertically-integrated utility companies, municipal utilities, rural cooperatives, and (after 1930s) government-owned utilities (TVA, Bonneville). Private vertically-integrated utilities serve most loads.
- There is no competition, private IOUs are regulated by state commissions and are allocated "service territories" that they serve as monopoly providers.
- State laws impose the "obligation to serve" all customers within the service territory and the IOUs are assured the right to receive reasonable return on their prudent investment.
- The IOUs serve their load primarily from their own generation and, where necessary, rely on economy and emergency exchanges with neighboring systems.
- In such circumstances, "reliability" is merely a function of the resources planning process, as approved by the state commission and having coordination agreements with neighboring systems.

- Индустрия состоит из следующих основных игроков: частные вертикально-интегрированные компании, муниципальные компании, кооперативы, и (после 30х годов) государственные компании (TVA, Bonneville). Частные вертикально-интегрированные компании обслуживают большинство потребителей.
- Конкуренция отсутствует, частные энергетические компании регулируются коммунальными и энергетическими комиссиями отдельных штатов, которые выделяют им "территории обслуживания" на монопольных правах.
- Законы штатов налагают требование обязательного обслуживания всех потребителей, находящихся в данной территории обслуживания, а регулируемым компаниям гарантируется разумная прибыль на обоснованные инвестиции.
- Компании обслуживают своих потребителей за счет собственных генерирующих ресурсов и, при необходимости, краткосрочных закупок и аварийных обменов с соседними системами.

DuaneMorris

Reliability Regulation in 1880 -1965: Pooling
Регулирование Надежности в 1880 -1965: Пулы

- Power Pools:
  - Informal – groupings of utilities coordinating operations, interconnection, construction plans and reserves without a formal agreement.
  - Formal – coordination through a contract. A formal pool can be tight, i.e., with reserve requirements enforced by penalties and central dispatch, or loose, i.e., without penalties or central dispatch provisions.
- The first pool was created in 1927: PJM.
- In 1981, there were 9 tight power pools.

- Пулы
  - Неформальные – объединения компаний, координирующих свои операции, присоединение, планы развития и резервы без формального договора.
  - Формальные – координирование в соответствии с договором. Формальный пул может быть "жестким," т.е., наложение штрафов за невыполнение требований к объёму резервов и централизованная диспетчеризация, или "свободным," т.е., без штрафов и централизованной диспетчеризации.
- Первый пул был создан в 1927 году – PJM.
- В 1981 году было 9 "жестких" пулов.

DuaneMorris

Reliability Regulation in 1965 -2005: NERC
Регулирование Надежности в 1965 – 2005: NERC

- Northeast Blackout of 1965
- Problem: No national (or even regional) reliability authority. All reliability issues are regulated at the state level, through the resource planning process. FERC is primarily an economic regulator and has no overarching authority over reliability.
- Following the blackout, the North American Electric Reliability Council (NERC) was created.
- NERC is a non-governmental organization, operates on a voluntary basis, has no enforcement authority.
- NERC's members are its 10 regional reliability councils: 8 in the eastern interconnection, 1 in the western interconnection, and 1 in Texas.
- Regional councils include all segments of the industry.
- NERC and its regional councils develop reliability, planning and operational standards.

- Отключение 1965 года
- Проблема: Отсутствие национального (или даже регионального) органа, отвечающего за надежность. Федеральная энергетическая регулирующая комиссия (ФЕРК) в основном – экономический регулятор, без полномочий в области надежности.
- После отключения создается Североамериканский совет по надежности (NERC).
- NERC – негосударственная организация, оперирует на добровольной основе, не имеет полномочий по обеспечению выполнения своих стандартов.
- NERC состоит из 10 региональных советов, которые являются его членами: 8 на востоке, 1 на западе, 1 – в Техасе.
- Региональные советы включают все сегменты индустрии.
- NERC и его региональные советы разрабатывают стандарты надежности, планирования и операционные стандарты.

DuaneMorris

Reliability Regulation in 1965 -2005: Order No. 888
Регулирование Надежности в 1965–2005: Приказ № 888

- 1996: Order No. 888 required non-discriminatory open access and functional unbundling. It also assumed (but did not require) that ISOs will be created and defined their key principles:
  - Non-discrimination
  - Independence from market participants
  - Open access
  - Responsibility over short-term reliability (comply with NERC standards and oversee maintenance)
  - Functional control
  - Identification of and relief from constraints
  - Efficient management
  - Efficient transmission and ancillary services pricing policies
  - OASIS
  - Coordination
  - ADR
- First ISOs established voluntarily or pursuant to state legislation.

- 1996 год: Приказ № 888 установил принципы недискриминационного доступа и функционального разделения вертикально-интегрированных компаний. Также предполагается (но пока не требуется) создание независимых системных операторов (СО) на следующих принципах:
  - Недискриминация
  - Независимость от участников рынка
  - Открытый доступ
  - Ответственность за краткосрочную надежность (т.е., выполнение стандартам NERC, надзор за содержанием сетей)
  - Функциональный контроль
  - Обнаружение и разрешение ограничений
  - Эффективное управление
  - Эффективная ценовая политика в отношении услуг на передачу и системных услуг.
  - Открытые информационные системы
  - Координация
  - Разрешение

DuaneMorris

5

Reliability Regulation in 1965 -2005: Order No. 2000
Регулирование Надежности в 1965–2005: Приказ № 2000

- 1999: Order No. 2000. FERC notes that close coordination of transmission and generation planning (including; decline in transmission capacity additions; reliability has declined
- Proposed remedy: Regional Transmission Organization (RTO). The remedy is voluntary compulsory: Formation of RTOs is voluntary, but public utilities must either join one or report on impediments to participation. Most ISOs became RTOs.
- Minimum Characteristics of an RTO:
  - Independence from market participants.
  - Appropriate scope and regional configuration.
  - Operational authority
  - Exclusive authority to maintain short-term reliability (interchange schedules, redispatch, approval of outages, NERC standards).
- Minimum functions:
  - Tariff administration
  - Creation of market mechanisms to manage congestion
  - Implement procedures to address parallel path flow
  - supplier of last resort for ancillary services
  - OASIS, calculation of ATC
  - Market monitoring
  - Planning and coordination of upgrades.

- 1999 год: Приказ № 2000. ФЕРК обращает внимание, что координация планирования сетевых и генерирующих ресурсов уменьшилась, замедлились расширения сетей, ухудшилась надежность.
- Предлагаемое лекарство: Региональные Организации по Передаче (РОП). Мера добровольна, принудительная. С одной стороны создания РОП добровольное, с другой индивидуальные компании должны или присоединиться к РОП или объяснить препятствия.
- Минимальные характеристики РОП:
  - Независимость от участников рынка
  - Подходящий размер и региональная конфигурация
  - Выключно по управлению.
  - Эксклюзивные полномочия по поддержанию краткосрочной надежности (графики перетоков с промышленными системами, диспетчеризация, координация выезда объектов, стандарты NERC)
- Минимальные функции:
  - Применение тарифа и правил
  - Создание рыночных механизмов по управлению перетоками, превышающими ограничения
  - Управление параллельными перетоками
  - Оказание системных услуг
  - Обеспечение доступа к информации, определение пропускной способности
  - Мониторинг рынков
  - Планирование и координация улучшений

DuaneMorris

6

Northeast Blackout of 2003
Северовосточное Отключение 2003 года

- On August 14, 2003, large portions of the Midwest, Northeast and Canada experienced a blackout. 50 million people were affected; in some areas service was not restored for 4 days, cost is between 4 and 10 billion dollars in the U.S. only.
- Nominal reason – lack of reactive power on First Energy's system.
- Real reason – multiple violations of NERC standards (the same reason as in previous blackouts):
  - Inadequacies of First Energy's system (voltage instability)
  - Inadequate situation awareness
  - Failure to manage tree growth
  - Inadequate real-time diagnostic support from reliability organizations.
- The blackout caused an outburst of regulatory activity: NERC report, Joint Task Force Report; FERC rulemakings; NERC's version 0.
- Key issue: Reliability standards are neither mandatory nor enforceable; no penalties for non-compliance.

- 14 августа 2003 года значительные области среднего запада, северо-востока и прилегающих канадских провинций подверглись отключениям. Отключения затронули 50 миллионов населения, в некоторых районах снабжение не было восстановлено в течение 4 дней, стоимость исчисляется в размере от 4 до 10 миллиардов долларов только в США.
- Повод – нехватка реактивной мощности на системе компании First Energy.
- Причины – многочисленные нарушения стандартов надежности NERC (как и при предшествующих отключениях)
  - Неадекватность сетей First Energy (нестабильность напряжения)
  - Недостаточное знание ситуации
  - Не следили за растительностью
  - Недостаточная диагностическая поддержка в режиме реального времени от организаций отвечающих за надежность
- Отключение вызвало взрыв регулятивной активности: доклад NERC, доклад совместной группы, ФЕРК начала процесс подготовки новых правил, NERC подготовил нулевую версию своих стандартов.
- Главная проблема: Стандарты надежности необязательны и не могут быть приведены к исполнению, отсутствуют штрафы за невыполнение.

DuaneMorris

Energy Policy Act of 2005
Закон об Энергетической Политике 2005 года

- On August 8, 2005, President Bush signs the Energy Policy Act of 2005.
- The Act includes more than 1,000 pages and makes significant changes in how energy industries are regulated.
- The Act makes a critical change in how reliability is regulated. FERC is given jurisdiction over the reliability of the bulk power system.
- FERC is no longer just a economic regulator.

- 8 августа 2005 года, Президент Буш подписал Закон об энергетической политике 2005 года.
- Закон включает более 1000 страниц и существенно меняет регулирование энергетического сектора.
- Закон сделал важные изменения в том, как регулируется надежность. ФЕРК даны полномочия в отношении контроля за надежностью магистральных систем.
- ФЕРК больше не является только экономическим регулятором.

DuaneMorris

Energy Policy Act of 2005 (cont'd)
Закон об Энергетической Политике 2005 года (продолжение)

- Key reliability provisions of the Act:
  - Provides for mandatory, enforceable reliability standards.
  - These standards are developed by Electric Reliability Organizations (ERO)
  - FERC certifies EROs
  - Establishes a process for EROs to propose reliability standards, subject to FERC's approval. FERC must give due weight to ERO's technical expertise
  - EROs and FERC can impose penalties for violations.
  - EROs can delegate their authority to regional organs.
  - FERC approves changes in ERO rules
  - Coordination with Canada and Mexico
  - Regional advisory bodies at the request of the affected States.
  - EROs are not governmental organizations.
  - FERC will not have authority over local distribution facilities.

- Главные положения Закона, касающиеся надежности:
  - Предусматривает общеобязательные стандарты надежности.
  - Эти стандарты разрабатываются Организациями по обеспечению надежности (ООН).
  - ФЕРК лицензирует ООН.
  - Установлен процесс для разработки стандартов ООН, по согласованию с ФЕРК. ФЕРК должен дать соответствующий вес экспертной квалификации ООН.
  - ООН и ФЕРК могут налагать штрафы за нарушения.
  - ООН может делегировать свои полномочия региональным органам.
  - Изменения в правилах ООН должны согласовываться с ФЕРК.
  - Координация с Канадой и Мексикой.
  - Создание региональных советов по просьбе штатов.
  - ООН – негосударственная организация.
  - ФЕРК не получила полномочий в отношении распределительных сетей.

DuaneMorris

Energy Policy Act of 2005 (cont'd)
Закон об Энергетической Политике 2005 года (продолжение)

- **On September 1, 2005, FERC proposed implementing regulations.**
- Key issues:
  - Remand and voiding of ERO proposed standards by FERC
  - Membership in ERO or Regional Entity
  - Coordination with Canadian authorities
  - Information on violations
  - Process for imposition of penalties; what sort of penalties should be imposed; where would the money go?
  - Delegation to regional entities, their size and role
  - Dispute resolution
  - Funding
- **FERC hinted that NERC will be the ERO, but stated clearly that it will not blindly accept NERC's existing standards.**

- **1 сентября 2005 года ФЕРК предложила свои правила.**
- Ключевые вопросы:
  - Возврат на рассмотрение и отмена стандартов ООН.
  - Членство в ООН и региональных органах.
  - Координация с канадскими властями
  - Получение информации о нарушениях.
  - Процесс для наложения штрафов, какого рода штрафы могут быть наложены, куда пойдут деньги?
  - Делегирование полномочий региональным органам, их размер и роль.
  - Разрешение споров.
  - Финансирование.
- **ФЕРК намекнула, что NERC будет ООН, но четко сказала, что не будет слепо принимать существующие стандарты NERC.**

DuaneMorris

Conclusion
Заключение

- Voluntary compliance with reliability standards does not work well in market conditions, with unbundled companies and interconnected grids.
- Mandatory and government-enforced standards are necessary.
- However, the standards may account for regional variations and can be developed by technical, non-governmental bodies with meaningful government oversight.

- Добровольные стандарты надежности не работают в условиях рынка, с распакованными балтиями вертикально-интегрированными компаниями и системами с высокой степенью подключенности.
- Необходимы обязательные стандарты, приводимые в исполнение государственным органом.
- Тем не менее, стандарты могут учитывать региональные различия и могут разрабатываться техническими негосударственными органами, но при соответствующем надзоре.

DuaneMorris

Стефан Лин Тейчлер

Duane Morris, США

Процесс долгосрочного планирования в среднезападном системном операторе

Реформа рынков мощности

В. Зубакин:

- Следующий выступающий – Стефан Лин Тейчлер.

Доклад Стефана Лин Тейчлера

- Доброе утро. Меня зовут Стефан Ли Тейчлер. Я являюсь председателем Duene Morris LLP. Извините за мой английский, поскольку я из Западной Виржинии.

Моё выступление состоит из трёх частей. Эти три части демонстрируют те проблемы, которые стоят на сегодняшний день перед Соединёнными Штатами в плане обеспечения надёжности.

Прежде всего, я хотел бы рассказать о процессе долгосрочного планирования, которое осуществляется региональными распределительными организациями. Затем мы поговорим о том, как изменяется рынок мощности. И затем поговорим о стабильности членства в РТО. Здесь мы говорим о повышении эффективности долгосрочного планирования и координирования, что зачастую представляет собой проблему.

В 1978 году я принимал участие в создании первого независимого оператора. Это был первый системный оператор, который возник в результате добровольного сотрудничества компаний. После этого мы создали среднезападный ISO.

Исторически долгосрочное планирование происходило на основе маневренно интегрированных ресурсов, что обеспечивало приращение мощности в соответствии с ростом нагрузок в планируемый период. Мы смотрели, каким образом обеспечение передачи может соответствовать росту производства энергии, т.е. смотрели на эти два процесса в комплексе. Рост нагрузок в 70-е годы увеличивался, и стоимость производства электроэнергии также повышалась.

Исторически вертикально-интегрированные компании на 90% удовлетворяли потребности в производстве. Компании закупали электроэнергию друг у друга, и до 1965 года не было взаимосвязанных компаний. И, как вы помните, в 1965 году произошёл блэк-аут в Нью-Йорке, именно из-за этого. Кроме того, конкуренция вызвала определённые проблемы: компании прекрасно знали, что их мощности могут быть предметом конкуренции с тем, чтобы компании могли по скорости состязаться друг с другом. Кроме того, NERC приняла правила, согласно которым операторы могли воздействовать на те или иные сделки, и в результате приходилось сокращать количество сделок.

В 2000 году был принят приказ, который изменил характер отрасли,

изменил её структуру и характер долгосрочного планирования. FERC решила, что у неё нет никакой мотивации для того, чтобы контролировать потоки. И предыдущие приказы оказались неэффективными с точки зрения РТО. Региональные передающие организации могли координировать потоки между компаниями. Теория заключается в следующем: по мере взросления региональных компаний, региональных организаций, основная слабость в плане организаций будет устраняться.

Как уже сказал Илья, процесс регионального планирования подтолкнул выключение энергии в 1963 году. Этот блэкаут происходил в районе Великих Озёр. Все произошло всего за 10 секунд, но в результате весь северо-восток практически остался без света. 3000 мегаватт не досчитались на среднем востоке. В общем, весь восток Соединённых Штатов остался без электроэнергии.

В прошлом существовало оборудование, которое позволяло изолировать такие ситуации. Но компании на 20-30% своей загрузки зависели от поставок друг друга. Проблемы соседа передавались на вашу собственную систему. И это в значительной степени обусловило это отключение электроэнергии, этот блэк-аут.

Планирование – это одна из органических функций среднезападного ISO даже до того, как правительство поручило ему такую функцию. Было заключено соглашение, согласно которому он должен был разрабатывать планы для всех электроэнергетических компаний. Был создан комитет по планированию и консультированию. Среднезападная компания рассчитывала имеющуюся мощность, потребности в передаче и эволюцию, или изменения, ограничения по передаче.

План, который составлялся независимым системным оператором, включал несколько аспектов. Во-первых, они рассматривали новые заявки на услуги по передаче. Рассматривали надёжность новых линий. Также у них в соответствии с федеральным законом были и другие обязательства. Согласно федерального закона и в соответствии с законодательствами штатов, они обязаны были интегрировать требования, которые разрабатывались различными штатами, воедино, и корректировать их вместе с выводами, которые приходили от консультативной группы и плановиков. Они составляли план и представляли его на рассмотрение совету директоров независимого системного оператора среднего запада. И если совет директоров принимал этот план, тогда у владельцев линий было обязательство выполнять этот план. Но у независимого системного оператора не было никаких полномочий требовать строить новые линии или новые мощности.

И также есть договор, который составлялся собственниками линии передачи. Он никак не оговаривал вопрос затрат: на ком будут лежать все

затраты, необходимые по модернизации сети. Плановики ничего на эту тему не говорили.

После приказа 2000 года была сделана переориентировка на рынок. Мы приняли определённые положения, которые рассматривали в основном то строительство новых линий передачи, которого требовал рынок. И учитывали требования рынка. Это всё закладывалось в план по строительству новых линий передач и, таким образом, создавался новый подход, новые перспективы планирования.

Независимый системный оператор Среднего Запада создал определённый форум, который рассматривал все требования и замечания разных штатов. В него входило 16 штатов Среднего Запада и 1 канадская провинция. Также мы принимали во внимание возможности всех крупнейших производителей электроэнергии, мы смотрели, как они объединены между собой и принимали во внимание строительство новых мощностей по выработке. Мы понимали, что если мы имеем дело с большими производителями энергии, то нужно обязательно предусматривать строительство новых линий, потому что увеличатся перетоки по сети. Всё это мы включали в наш план. Также мы принимали во внимание ценообразование, т.е. мы следили за сигналами по ценам на рынке с учётом строительства новых линий, с учётом местоположения генераторов, с учетом местоположения производителей энергии.

Мы добились определённого прогресса, но вместе с тем большое количество сложных и спорных моментов так и не были разрешены. Прежде всего, распределение затрат. Это оставалось очень большим вопросом. Есть определённое соглашение, в соответствии с которым затраты на новые линии передачи, необходимые для обеспечения надёжности, должны быть в равной степени распределены между всеми участниками сети. Однако, вопрос, вызванный экономическими проблемами, вопрос о строительстве новых линий для того, чтобы снизить чрезмерную нагрузку на линии, этот вопрос решён не был. Очень сложно определить, какова надежность, и что требуется для того, чтобы снизить чрезмерную нагрузку на линии. Плюс ко всему, надо было принимать во внимание интересы различных штатов. В Кентукки, например, могут построить новую линию. А в результате выиграет от этого Иллинойс. Кто будет платить? В условиях теперешней системы Кентукки будет платить. Но Кентукки вовсе не хочет платить деньги для того, чтобы Иллинойсу было лучше. И поэтому нам нужно было каким-то образом распределить затраты между одним и другим штатом.

Ценообразование – ещё один сложный вопрос. Киловатт пропускной мощности - он соответствует мегаватту выработки или нет? В настоящее время у нас есть рынок мегаватт, и у нас есть принцип ценообразования

на основании затрат. И чем больше новых производственных мощностей строится, тем больше нужно линий передачи, но это не всегда оптимальное решение.

Инвестиции и неэффективные инвестиции. Вы знаете, что можно построить новый генератор и новую линию передачи для этого генератора, или строить новую линию передачи, а под неё – генератор? В настоящее время строительство новых линий – это сложная проблема. Если, например, строишь новую линию передачи, кто-то может строить генератор, подключиться к линии в течение двух лет. Но линия передачи всё это время будет бесполезной. И тогда встает вопрос, каким образом избежать этого результата? Результат состоит в том, что люди просто неохотно строят новые линии передачи. И старая система не меняется. А эта система, когда она создавалась, она не учитывала большой степени конкуренции, больших перетоков электроэнергии из компании в компанию или из системы в систему.

Среднезападный независимый системный оператор имеет полномочия утверждать планы строительства линий передачи. Он следит, как реализуются эти планы. Но мы ещё не опробовали ту ситуацию, когда кто-то хочет построить линию, а остальное сообщество говорит: нет, нельзя её строить. Нет никаких правовых полномочий, ни у FERC, ни у нас, при помощи которых мы могли бы заставить владельца сети построить новую линию. И это вызывает, конечно, определенную организационную нестабильность. Ведь если организации по обеспечению надёжности являются добровольными, то какую силу можно применить для того, чтобы заставить строить новые линии?

Для того, чтобы решить определённые сложности, независимый системный оператор составил план о расширении сети линий передач. Вообще, в принципе, цель этого плана состоит в том, чтобы система передач была надёжной в будущем. Не так давно мы составили план на 2005 год, и это план до 2009 года. Тут весь процесс планирования предусматривает полный, глубокий анализ. Мы рассматриваем планы, которые составляют все организации по передаче, включая все планы по объединению систем, смотрим, какие новые генераторы собираются строить, какие новые производственные мощности. Мы рассматриваем, каковы требования к надёжности системы. Мы рассматриваем вопросы нагрузки, чрезмерной нагрузки на линию. Мы разговариваем с властями штата. И смотрим, какие региональные возможности существуют в том или ином регионе Соединённых Штатов Америки, которые мы могли бы учесть.

Я уже раньше говорил, ещё один сложный вопрос – это кто будет платить деньги. Сейчас платят их те владельцы линий передачи, кому

необходимо строить новые мощности. В том, что касается объединения системы, то тут затраты в равной степени несёт на себе компания, которая подсоединяется к системе и владельцы линии передач. И здесь владелец линии передач обязуется также построить все дополнительные мощности, которые необходимы для того, чтобы можно было работать с растущей нагрузкой. У нас есть базовые мощности, и обеспечение их надёжности также должно соблюдаться.

С точки зрения процедуры независимый системный оператор составляет региональный план, представляет его владельцам линии передач. План этот рассматривается и анализируется специальной группой по планированию, в которую входят члены среднезападного независимого системного оператора, и также члены подкомитетов. Туда же, подключаются представители штата, представители консультативного комитета. В результате план предоставляется совету директоров для утверждения.

План на 2005 включает в себя 615 различных планов по строительству дополнительных мощностей. Предусматриваются инвестиции 2,9 млрд. долларов до 2009 года. Здесь выявляется также 2 региональных плана. Кстати, это интересная концепция, потому что большая часть таких планов подразумевает доступ к удаленным источникам энергии, и здесь речь идёт об удалённых генераторах. А почему они объяснительные и разъяснительные – потому что они разъясняют, какую экономическую выгоду можно получить и распределяют затраты, а также процедуру финансирования увеличения мощности.

Итак, завершается составление планов. Это всё делается в соответствии с решениями, принятыми NERC в 2005 году. Мы, когда составляем планы, обязательно принимаем во внимание наиболее эффективные новые мощности, новые линии. Таким образом мы пытаемся обеспечить надёжность. Когда мы говорим о наиболее эффективных новых мощностях или новых линиях, мы принимаем во внимание конечно затратную сторону, экономическую сторону. Здесь же, при составлении планов, учитываются и изменения в том, что касается модели пользования сетью. Мы учитываем и учитывали изменения на рынке 2004 года, т.е. смотрели, какие новые маршруты перетока энергии по системе появляются. Мы пока ещё не смотрели, каким образом эти новые перетоки энергии сказываются на надёжности всей системы передачи. Но мы это сделаем обязательно.

Вторая часть моего выступления – это разработка рынков пропускной способности. Я уже говорил о том, что у нас растёт конкуренция, и сейчас мы должны отдельно проводить планирование сети и планирование выработки. Мы решили, что мы будем, в общем-то,

смотреть на то, какие сигналы будет давать нам рынок в том, что касается выработки энергии. За этим последуют уже планы по передаче.

Вообще, исторически вертикально-интегрированные компании должны были иметь достаточное количество пропускной способности для того, чтобы обеспечить свою нагрузку. Устанавливались цифры органами власти штата, и они должны были, в общем, до 95% обеспечивать, но с введением рынка все изменилось. И поэтому изменились требования к резервам. Теперь нужно, чтобы резервы имелись достаточные, которые были бы равны самой большой мощности, которая вам нужна. И это позволило сократить определённое количество генераторов целому ряду компаний, которое раньше было необходимо для того, чтобы удовлетворить требованиям. Илья уже говорил о том, что возникли пулы. И они должны были обеспечивать необходимую мощность и пропускную способность. И должны были платить штрафы в том случае, если они не могли этого сделать.

Когда существовали вертикально-интегрированные компании, требования были совершенно очевидными, прозрачными. Но когда они стали разъединяться, эти требования стали менее очевидными, и непонятно было, кто должен был их соблюдать. Они могли меняться каждый месяц. Тут многое зависело от рынков. А с рынками ситуация была сложная. Потому что предельные затраты существующих ресурсов в краткосрочной перспективе были близки к нулю. И мы должны были устанавливать бинарные цены, т.е. цены, которые были ориентированы на краткосрочную ситуацию. Т.о. появился очень большой стимул удержать какое-то количество мощности для того, чтобы цена поднялась. Среднезападный независимый системный оператор является достаточно уникальной организацией. У нас часть компаний остаётся вертикально-интегрированными, часть уже разъединилась, часть компаний до сих пор остаётся компаниями штата, розничными компаниями. Когда мы создавались, с самого первого дня мы не рассматривали требования к мощности и к пропускной способности. И когда устанавливались тарифы, то мы предложили ввести такое требование по тарифам: в настоящее время тариф, который нами устанавливается, просто включает в себя требования к резервам. Если штат не устанавливает требования к резервам, то мы сами устанавливаем на определённом этапе, и тогда мы на самом деле принимаем то, что говорят наши члены, члены нашей организации, потому что они дают нам показатели по нагрузкам.

После того, как мы стали работать, мы стали применять дополнительные контракты по установленной мощности, но реализация этих контрактов продолжает представлять собой определённые проблемы. Когда мы приняли, должны были принять, вынуждены были принять приказ 2000 года, возник кризис, это известно. Калифорнийская ситуация,

когда рынок просто, так сказать, вышел из-под контроля. И таким образом всё больше внимания стало уделяться вопросам достаточной мощности. Для того, чтобы можно было избежать ситуации, когда рынок опять будет плохо функционировать, надо было таким образом улучшать процедуру планирования и принимать рыночные решения. Потому что всё диктовалось рынком.

Среднезападный независимый системный оператор является уникальной компанией, отличающейся от своих коллег. Мы понимаем, что нам нужна более сложная система для того, чтобы стимулировать строительство новых производственных мощностей. Но мы согласны с нашими коллегами из других регионов, что нужно это делать не административно, устанавливая цены, как это делается в Нью-Йорке и Новой Англии. Независимый системный оператор может предсказывать требования к мощности, может проводить аукционы на определённые периоды. Но среднезападный независимый системный оператор решил установить режим, в котором участники заключают двусторонние долгосрочные контракты, в которых эти требования к мощности и пропускной способности оговариваются.

Итак, мы говорим о том, что наши организации по передаче не являются участниками рынка. Они предоставляют услуги на рынке. И поэтому требования к ресурсам должны быть достаточно гибкими для того, чтобы учитывать различия организационных структур, которые имеются на территории нашего региона. Требования, таким образом, должны способствовать повышению безопасности и повышению надёжности рациональным образом. А здесь мы вынуждены ориентироваться на рынок и следить за рыночными ценами, потому что появляется огромное количество новых покупателей, огромное количество новых продавцов, и это не даёт нам устанавливать административные цены. У нас всё основано на добровольном участии. И, безусловно, с приходом новых участников создаётся новый риск, его нужно принимать во внимание. И поэтому мы приняли программу, в которой организация по передаче не рассматривается как участник рынка. Мы не устанавливаем цены, мы не требуем определённой мощности и пропускной способности. Мы считаем, что долгосрочные решения нам предложат рыночные механизмы. Что опять же является неповторимым и уникальным в нашей системе. Мы стимулируем долгосрочные контракты, а эти контракты уже учитывают рыночные особенности. Долгосрочные контракты исторически были тем методом, при помощи которого энергокомпании обеспечивали свои требования к резервам. И, в общем-то, почему бы и нет? Долгосрочные контракты могут это обеспечить. Однако всё-таки для того, чтобы учитывать рыночные особенности, у нас есть правила, которые не позволяют ценам бесконтрольно расти, потому что иначе

может возникнуть дефицит. Это может всё закладываться в долгосрочные контракты. И если у вас есть долгосрочный контракт, то у вас более или менее решается вопрос мощности.

Что мы предложили сделать? Мы предложили изменить предел 1000 долларов за мегаватт/час и изменить правило, в соответствии с которым нужно нести рыночные затраты. Мы совершенно осознанно понимаем, что может создаваться ценовая нестабильность на рынке, но это будет стимулировать людей к тому, чтобы они заключали долгосрочные контракты. И здесь не надо никакие штрафы налагать. Потому что если у вас нет контракта на свою мощность и вам нужно его покупать с краткосрочного рынка, то вы будете платить очень высокую цену, а эта большая цена и будет вашим штрафом.

Наша роль в ходе этого процесса, как я уже сказал, состоит в том, чтобы стимулировать, а не диктовать.

Что мы можем сделать? Мы можем составить стандартный контракт, бланк стандартного контракта, и компания может им воспользоваться. Этот инструмент она может использовать много раз при поставках энергии. Это достаточно ликвидный продукт. Он позволяет прогнозировать цены.

И мы стимулируем также использование опционных контрактов. Здесь заключаешь просто опцион. Не контракт сам по себе, а опцион. Привязываешь его к определённой цене на рынке, и дальше, если цена складывается так, как она складывается, ты принимаешь решение, исполнять тебе этот опцион или не исполнять. Это ещё дополнительный источник доходов.

Мы стимулируем участников рынка составлять контракты с производителями энергии. У производителей энергии, таким образом, появляется уверенность в том, что если они построят новые производительные мощности, они не останутся в накладе.

Есть долгосрочные права по передаче. Они позволяют решить проблему с избыточной нагрузкой, с которой не справляются линии.

У нас есть также долгосрочные контракты, которые позволяют нам планировать строительство новых производственных мощностей, потому что если у тебя есть долгосрочный контракт, то строительство новой производственной мощности не представляется таким рискованным для собственников генераторов. Сейчас мы исходим из того, что мы должны сохранять за собой достаточную свободу действий. Мы никакой режим не навязываем участникам рынка. Они могут либо строить новые мощности, они могут заключать контракты, они могут заключать опционные контракты, они могут выходить на краткосрочный рынок. Гибкость соблюдена максимальная, мы ничего не навязываем нашим участникам рынка. Плюс ко всему, контракт является достаточно гибким

инструментом. Можно выполнять свои требования разными методами. И вопрос затрат и распределения затрат также является достаточно гибким. В Новой Англии, например, 27 тыс. мегаватт нагрузки есть, а 3 млрд. долларов в год – это требования к мощности в этом же регионе.

Вопросы к Стефану Лин Тейчлеру

Вопрос из зала:

- Вопрос по первой части вашего выступления. Судя по тому, что вы сказали, по сути дела системный оператор организует и проводит всю работу, связанную с планированием развития энергосистемы в целом. Ну, известно, что это – довольно большая работа, и дорогостоящая работа. Каким образом формируются средства для выполнения этой работы?

Ответ Тейчлера:

- Средства – по графику. У нас есть график по тарифам, и часть идёт на оплату труда наших плановиков. Вообще это очень спорный вопрос, потому что большое количество людей довольны нашими способностями составлять планы. Только они не довольны тем, что за это приходится платить. Платить они не хотят.

Вопрос от того же человека:

- Ну и как вы выходите из положения?

Ответ Тейчлера:

- Ну, вы знаете, тут через какое-то время можно будет задать этот вопрос напрямую федеральной энергетической комиссии. Существует определённое противоречие. С одной стороны - организации по передаче являются добровольными, с другой стороны - их требования являются обязательными. Один из наших членов хотел выйти из состава, и комиссия сказала, нет, они не имеют права этого делать. В частности и потому, что они собираются пользоваться нашими планами, а не хотят платить за это. То есть мы не разрешим им выйти. Это не соответствует нашей национальной политике. Мы им можем запретить это сделать.

И. Левитин:

- Вопросы того, как финансируется системный оператор, одобряются как часть его тарифов федеральной энергетической комиссией. И там, где это одобрено, вопроса как такового нет. Потому что это одобрено, и владельцы сетей и другие участники должны за это платить. Неопределённость существует в вопросах выхода участников сетей. И мы сейчас столкнулись с этой проблемой. Поэтому пока никто не знает, как она будет решена. Один из участников, владелец сетей среднезападного системного оператора решил выйти (компания LGNE) из оператора. Какое будет этому решение, мы пока не знаем. Системный оператор возражает против этого.

Вопрос из зала:

- И ещё один вопрос вдогонку, так сказать. Ну а всё-таки вот этот план, который будет разработан под руководством системного оператора. В какой мере он является... законом, что ли? В какой мере он обязателен для всех участников?

Тейчлер:

- Это не закон. Есть соглашение, которое заключают владельцы линий передачи, и это их обязательство, что называется. Но у нас нет никаких полномочий требовать от них того, чтобы они соблюдали этот план. Мы можем их убеждать.

Вопрос из зала:

- Правильно ли я понял, что для генерирующей компании основными стимулами или ценовыми сигналами, что ли, являются как узловые цены, складывающиеся на рынке, так и долгосрочные контракты? И вместе с тем вот эти планы, которые разрабатывает оператор, тоже предполагают какую-то гармонизацию развития. Но сама генерирующая компания не может влиять на сети. Как происходит гармонизация всех интересов с учетом ценовых сигналов?

Тейчлер:

- Ну, вы знаете, это одна из основных наших проблем, потому что, я уже сказал, наша роль всё-таки состоит в планировании новых линий передач. Мы не занимаемся производителями. Ну, и эти узловые цены показывают, нужно ли дополнительное производство. И при гармонизации это убирает перегрузку. Но пока что это в теории. Результаты неизвестны, но вопрос хороший. И обычно генерация электроэнергии происходит поблизости от источников электроэнергии, энергоносителей, но это ставит особые сложности для сетей. И поэтому мы, владельцы сетей, должны нести дополнительные затраты, связанные с подключением. Так что это вопросы спорные до сих пор. У нас есть два крупных проекта коммерческой передачи электроэнергии в Мичигане – это хорошие проекты с точки зрения менеджмента, устойчивые проекты. Есть технология для того, чтобы повышать пропускную способность. Конструкция такова, что она способствует роли независимых компаний. И система будет работать гораздо лучше, если у нас будут интегрированные линии передачи, в отличие от линий передачи, которые будут изолированы в пределах штатов и невзаимосвязаны. Но одна из проблем - с коммерческими сетями. Если вы планируете строительство линий передачи с тем, чтобы избавиться от перегрузок, кто-то поблизости может построить электростанцию. Но, скажем, мы пытаемся разрабатывать долгосрочные форвардные контракты тоже.

Вопрос из зала:

- Вы несколько раз сказали об эффективности планирования развития сети. Есть ли какие-то критерии этой эффективности и как количественно они оцениваются, потому что надо как-то соотносить эффект и затраты, да? Вот, пожалуйста, на этот вопрос ответьте.

Тейчлер:

- Это один из наших критериев, который мы применяем в процессе планирования. Мы оцениваем эффективность, мы смотрим на узловые маржинальные цены. И если здесь большой разброс, мы видим, что здесь какие-то сложности с передачей, и мы смотрим на различия в ценах. Если повышение передачи требует 100 млн., а эффективность только 80млн., мы понимаем, что здесь всё не так.

Фишов:

- Скажите, пожалуйста. Вот я правильно понял, что пока ваше планирование строится только на балансовых законах, т.е. вы как бы балансируете генерацию и пропускную способность сети? А вот с точки зрения надежности важна управляемость энергосистемы как таковой. Нужны ресурсы управления. И вот в какой степени в ваших планах всё-таки вопросы управляемости присутствуют? Ну, вот имеется в виду и выход на рынки системных услуг, ценовые сигналы в этой области, объем этих регулировочных услуг, которые необходимы для осуществления режима? И второй вопрос заодно, чтобы мне потом не возвращаться. Можно ли охарактеризовать каким-то коэффициентом степень реализуемости ваших планов? Есть ли уже какая-то статистика? Спасибо.

Тейчлер:

- Что касается первого вопроса – это базовая цель планирования, заключается в определении требования надежности, и мы проводим анализ стабильности роста нагрузки. И первый элемент плана заключается в том, что мы должны убедиться в том, что на планируемый период система должна быть надёжной. Это период до 2009 года. Следующий уровень анализа состоит в следующем: помимо всего того, что необходимо, о чем говорил здесь господин с этой стороны: всё, что строится, должно повышать эффективность и экономить средства. Третий уровень планирования касается долгосрочных региональных выгод, и в настоящее время мы смотрим, каким образом, скажем, в Дакоте мы можем обеспечить потребности фермеров. Мы осуществляем мониторинг от плана к плану.

Статус строительства, который предусмотрен нашим планом. Я должен сказать, что пока что мы вступили во второй трёхлетний период. Мы видим, что 80-85% у нас реализуется из того, что было запланировано.

Вопрос из зала:

- Первое, значит, методика оценки стоимости за пользованиями сетями – является ли она общей в Соединённых Штатах или она различна по регионам? Кто утверждает эту методику? И далее: федеральная энергетическая комиссия утверждает эту методику или тарифы?

Тейчлер:

- От штата к штату, от региона к региону существуют различные системы. Исторически ценообразование основывалось на методологии затрат, которые были инвестированы в систему передачи плюс затраты по передаче мегаватт/час. И федеральная энергетическая комиссия должна была утверждать эти тарифы. Но региональные организации передачи понимали, что сложно передавать электроэнергию через несколько штатов с учётом оплаты тех инфраструктурных элементов, которые существовали в других штатах. И это обходилось достаточно дорого и препятствовало развитию рынка. И РТО как раз были созданы для того, чтобы решить эту проблему. И поэтому тариф платится один - независимо от того, где находится источник электроэнергии. В рамках северо-западного системного оператора мы устанавливаем один тариф, в Новой Англии это один тариф, который существует для основной линии, по местным линиям – это другие тарифы. Аналогичная система и в Калифорнии.

И. Левитин:

- Речь идёт не только о наборе формул, но и методологиях различных. И всё, что касается передачи в Соединённых Штатах, регулируется федеральной энергетической комиссией. Они принимают все эти методологии и тарифы. Но сами методологии и тарифы могут разниться от организации к организации, от системного оператора к системному оператору. Но предлагает их системный оператор. Утверждается – федерально-энергетической комиссией.

Вопрос из зала:

- Скажите, правильно ли я вас понял, что у вас в рамках одного пула получаются как бы одни тарифы, а тогда где работают узловые цены? Между пулами? Или как это понять? Потому что, вы сказали, всё-таки узловые цены - основа ценообразования?

Тейчлер:

- Все узловые цены или узловые затраты – это переменная, которая используется. Кроме того, вы платите за перегрузку. Если сеть перегружена, этот компонент за перегрузку также входит в тариф. Это разница в цене между ценой, где производится электроэнергия и ценой, куда она доставляется.

И.Левитин:

- Это неравное развитие системных операторов, скажем, на границе между среднезападным системным оператором и PJM. В PJM рынок с узловым ценообразованием существовал раньше. И был целый период, когда, например, в среднезападном системном операторе рынка ещё не было. Т.е. оператор функционировал только как администратор системы. И тогда возникла проблема: как координировать два вот таких системных оператора, т.н. «проблема швов». И мы немого поговорим об этом во второй части нашей презентации, можно к этому будет вернуться.

Комментарий из зала:

- Я хочу добавить немножко к этой дискуссии. Дело в том, что узловые цены – это цены за электроэнергию. Цены за киловатт/час. Они к ценам – тарифам на передачу, т.е. плату за использование сетевого хозяйства, отношения не имеют. Поэтому надо различать две вещи.

Вопрос из зала:

- Но тут важен вопрос, как используется этот фонд разницы узловых цен. Кто получает те деньги, которые остаются от разницы узловых цен и каким образом этим фондом распоряжаются?

Тейчлер:

- Организации, которые отвечают за передачу, забирают эти деньги, так что они получают больше денег, чем требуется для того, чтобы решить проблему перегрузки, и мы используем эту разницу между двумя производителями электроэнергии. И через финансовые права передачи мы используем это понятие с тем, чтобы хеджировать

Вопрос из зала:

- Значит ли это, что эти средства не используются, например, на инвестиции для расшивки таких узких мест?

Тейчлер:

- Нет, не используется для этого. Единственное – они используются для того, чтобы оплатить электроэнергию там, где она стоит дороже с тем, чтобы избежать этой проблемы перегрузки. Но это хороший вопрос. Был ряд предложений. Часть этих денег использовать региональными организациями передачи для того, чтобы создавать добавочную мощность. Но пока что это предложение не было реализовано.

Вопрос из зала:

- Вы назвали цифру 12%, которая в среднем принимается. В каких диапазонах в разных регионах Штатов изменяется эта величина? И какие составляющие резервы входят в эту величину 12%?

Тейчлер:

- Это политическое решение, которое связано с тем, что будет

необходимо для роста в будущем. В некоторых штатах этот резерв составляет 4%, а в других штатах 20%, так что это решение принимается на уровне штатов. В Новой Англии федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики использует скользящую шкалу по надёжности, и там этот уровень может варьироваться от 12 до 32% на основе объективных критериев. Меняются эти резервы на основе того, где вы находитесь на этой скользящей шкале. Вообще вопрос опять же этот вызывает споры.

Вопрос из зала:

- Но вот составляющие всё-таки резервы - какие в эти 12%? Т.е. это быстро выводимый резерв, за какое время?

Тейчлер:

- Там 2 компонента. Первый – это установленная мощность. Это то, что действует. И второй – это операционная мощность, на чрезвычайный случай, если у вас выходит, скажем, из строя ваш крупнейший блок. И затем в рамках региональной организации передачи и на рынке существуют соответствующий резерв мощности.

Небольшая дискуссия в зале:

- Одним словом, это оперативный резерв?

- А что вы называете оперативным резервом?

- Обычно оперативный резерв - тот, который связан с аварийным выходом агрегатов и на компенсацию этого резерва.

Комментарии.

- У нас есть небольшое недопонимание, может быть, оно связано с терминологией, которая используется. Разговор на самом деле вот о чем: нужно разделять между разницей установленной мощности и пиком нагрузки, а это один сорт размышлений о резерве. И второй сорт размышлений о резерве – сколько системный оператор должен держать на системе над нагрузкой для того, чтобы обеспечить в оперативном режиме её правильную работу. И я думаю, что нам, мне, по крайней мере, было бы интересно, что, скажем, в Соединённых Штатах считается разумным избытком установленной мощности над планируемым пиком системы с точки зрения того, сколько надо строить. А я думаю, что Стефан как раз говорил об оперативных резервах. Об этих 12%, которые системный оператор держит «над». В принципе, для того, чтобы обеспечить надёжность в режиме «n - 1». То, что у нас на самом деле и практикуется. Поэтому было бы очень интересно, во-первых, узнать, насколько я понимаю, по-английски это носит название gross plant margin, разница между установленной мощностью и пиком системы – это одна сторона вопроса, а вторая сторона вопроса – это разумное количество оперативных резервов, потому что они тоже стоят денег, которые системный оператор обязан держать на системе.

Зубакин:

- Вот у меня вопрос к Илье. Илья, вы могли бы вот в своем выступлении, которое будет после 17 часов на этот вопрос может быть более развернуто ответить?

Круглый стол
«Методы обеспечения надежности электроснабжения в мировых энергосистемах – история и современность»

Round Table
«Methods of Ensuring Reliability in the World's Electrical Systems—History and the Present»

DuaneMorris

www.duanemorris.com

10 ноября 2005 года / November 10, 2005

Москва / Moscow

© 2005 Duane Morris LLP. All Rights Reserved.
Duane Morris is a registered service mark of Duane Morris LLP.

Duane Morris – Firm and Affiliate Offices
New York | London | Los Angeles | Chicago | Houston | Philadelphia | San Diego | San Francisco | Boston | Washington, D.C. | Atlanta | Miami | Pittsburgh | Newark | Allentown | Wilmington | Princeton
Duane Morris LLP – A Delaware limited liability partnership

REFORM OF CAPACITY MARKETS

РЕФОРМА РЫНКОВ МОЩНОСТИ

DuaneMorris

Long-Term Capacity Markets

Долгосрочные Рынки Мощности

- Historically, vertically integrated utilities were required to own or control adequate generation capacity to meet peak load requirements plus a reserve margin, generating 10 to 15 percent.
- Loose power pools were formed to share reserves and thus justify reduced reserve margins.
- Power Pools established a deficiency charge equal to the cost of new capacity, plus a penalty, for members that failed to own or contract for sufficient capacity.

- Исторически, вертикально-интегрированные компании должны были владеть или контролировать генерирующие мощности, достаточные для обеспечения пиковой нагрузки, плюс 10-15% резерв.
- "Мягкие" пулы были образованы для совместного использования резервов и тем самым сокращения требований к резервам индивидуальных членов.
- Пулы установили санкцию равную стоимости новой мощности, плюс штраф, для членов с нехваткой мощности или ее договорного эквивалента.

DuaneMorris

Change Required by Competitive Markets

Изменения Необходимые в Режиме Конкурентного Рынка

- Capacity requirement predicable in a vertically integrated environment.
- With divestiture or retail competition, the capacity requirement fell on Load Serving Entities, which may or may not be utilities.
- With contestable loads, capacity requirements could change on a monthly basis, and hence capacity markets were required.
- Capacity markets proved difficult because capacity has a zero marginal cost of production from existing resources.
- Suppliers had strong incentive to game capacity markets by withholding supply.

- Необходимый объем мощности предсказуем в условиях, где доминируют вертикально-интегрированные компании.
- В условиях разделения функций и розничной конкуренции, обязанность обеспечения необходимой мощности падает на компании, обслуживающие розничный рынок, которые могут и не быть коммунальными компаниями.
- С конкурирующими потребителями, требования к мощности могут меняться помесячно, отсюда необходимость рынков мощности.
- Рынки мощности оказались камнем преткновения потому, что маржинальная стоимость производства с имеющихся мощностей равна нулю.
- Имеются условия для манипулирования рынками мощности производителями.

DuaneMorris

Midwest ISO Experience With Installed Capacity
Опыт СЗСО с Установочной Мощностью

- The Midwest is neither fish nor fowl. Part represents loose pools, parts retain vertically integrated-bundled load structure, part embraces states providing retail access.
- Day 1 structure did not address capacity requirements.
- As part of its Energy Market Tariff, the Midwest ISO proposed an Installed Capacity requirement as an attachment to its tariff.

- СЗСО – ни рыба, ни мясо. В СЗСО частично включены "мягкие" пулы, вертикально-интегрированные компании, и штаты с розничной конкуренцией.
- Структуры "Первого Дня" не касались мощности.
- В своем тарифе и правилах рынка, СЗСО предложил требования к объемам установочной мощности.

DuaneMorris

Midwest ISO's EMT
Тариф СЗСО

- Largely as a placeholder, the Midwest ISO's current tariff simply adopts state reserve requirements as its resource adequacy requirement.
- If a state has not established a reserve requirement, a default rate of 12% will be used.
- Required capacity must be deliverable, but the Midwest ISO accepts the LSE's attestation of deliverability.
- Pursuant to FERC precedent, Market Participants may rely upon Liquidated Damages contracts to satisfy their reserve requirement.

- В тарифе оставлено место для дальнейшего решения этих вопросов и просто приняты требования к объему резервов установленных штатами в качестве требования к адекватности ресурсов.
- Если штат не установил требований к объему резервов, используется 12%.
- Мощность должна быть доставляема (т.е. реальной), но СЗСО примет аттестацию доставляемости от компаний, обслуживающих конечного потребителя.
- В соответствии с решениями ФЕРК, участники рынка могут использовать договоры предусматривающие выплату неустойки для удовлетворения своих обязанностей в отношении обеспечения резервов.

DuaneMorris

Conceptual Proposal
Концептуальное Предложение

- Midwest ISO recognizes that it needs a more sophisticated mechanism to promote long-term capacity adequacy.
- The Midwest ISO does not, however, agree with the administratively determined price curves utilized in New York and proposed for New England.
- The Midwest ISO also disagrees with PJM's recent proposal that combines an administratively determined price curve with a forward procurement market operated by PJM.
- The Midwest ISO favors a regime in which market participants would satisfy their capacity obligations through long-term contracts facilitated through the development of Long-Term Financial Transmission Rights.

- СЗСО признает необходимость более тонкого механизма для долгосрочного обеспечения необходимой мощностью.
- СЗСО не согласен с методом административно-устанавливаемых ценовых кривых, используемых в Нью-Йорке и предлагаемых в штатах Новой Англии.
- СЗСО также не согласен с недавним предложением в PJM, которое совмещает административно-устанавливаемую ценовую кривую с рынком обеспечения мощности, управляемым PJM.
- СЗСО предпочитает режим, в котором участники рынка выполняют свои обязательства по обеспечению мощностью при помощи долгосрочных договоров и долгосрочных финансовых прав на пропускную способность.

DuaneMorris

Central Tenets of Midwest ISO Concept
Главные Принципы Концепции СЗСО

- RTOs are not principals in the market, but rather service providers to the market.
- The RAR should be flexible enough to respect the diversity in industry structure as between states.
- The Resource Adequacy construct should enhance system reliability and security.
- The Resource Adequacy Plan should rely on actual market forces, *i.e.*, the interaction of multiple buyers and sellers, none of which have the capacity to alter market outcomes.
- Voluntary participation.
- Return commensurate with the risk of new entry.

- Региональные организации по передаче электроэнергии (РОПы) - не субъекты рынка, а оказывают услуги рынку.
- Требования к достаточности ресурсов должны быть достаточно гибкими и принимать во внимание разнообразие в структурах электроиндустрии разных штатов.
- Концепция достаточности ресурсов должна служить улучшению системной надежности и безопасности.
- План по достаточности ресурсов должен опираться на рыночные силы, т.е., взаимодействие продавцов и покупателей, не имеющих возможности оказывать недобросовестное воздействие на рынок.
- Добровольное участие.
- Вознаграждение соответствующее риску выхода на рынок.

DuaneMorris

Midwest ISO Philosophy
Философия СЗСО

- RTOs should facilitate market outcomes but should not be a participant.
- RTOs should not be in the role of setting prices.
- RTOs should not be in the role of acquiring capacity.
- Long-term solutions are preferable to monthly mechanisms.
- Unmitigated energy markets will promote resource adequacy and create the incentive for investment in infrastructure.

- РОПы должны облегчать взаимодействие на рынке, но не должны быть участником рынка.
- РОПы не должны устанавливать цены.
- РОПы не должны быть в роли закупщика мощности.
- Долгосрочные решения предпочтительны месячным механизмам.
- Рынки, работающие без административного вмешательства обеспечат достаточность ресурсов и создадут поощрительные механизмы для инвестиций в инфраструктуру.

DuaneMorris

Midwest ISO Resource Adequacy Approach
Подход СЗСО к Достаточности Ресурсов

- Long-term contracts have historically been the underpinnings of competitive markets. They reflect price expectations of numerous buyers and sellers.
- No inherent reason why installed capacity requirements cannot be met through long-term contracts.
- Mitigated markets, however, create disincentives to long-term contracts.
- Introducing volatility into short-term markets will create an incentive in market participant to contract on a forward basis to hedge against volatility in spot markets.
- The current offer cap of $1,000/MWh should be relaxed.
- Mitigation must allow for scarcity rents.

- Долгосрочные контракты исторически были основой конкурентных рынков. Они отражают ценовые ожидания многих покупателей и продавцов.
- Нет причин по которым требования к объемам необходимой установочной мощности не могут быть разрешены при помощи долгосрочных договоров.
- Административное вмешательство в рынки создает проблемы для долгосрочных договоров.
- Усиление подвижности в краткосрочных рынках побудит участников рынка вступать по договоры для хеджирования колебаний цен на спотовых рынках.
- Меры административного вмешательства должны предусматривать возможность дефицитной ренты.

DuaneMorris

RTO Role
Роль РОП

- Create standard contracts. Standardized form will create an instrument that can be traded many times prior to actual delivery of energy under the contract.
- Facilitate development of options contracts and other forms of risk allocation mechanisms.
- Foster a market for forward contracts, which would ensure a party investing in generation capacity could secure a guaranteed income stream as may be needed to secure financing.
- Develop long-term FTRs to hedge forward congestion costs.
- Offer LMP forecasts based upon existing generation resources overlaid against forward demand projections.

- Создание стандартных контрактов. Стандартизированная форма создает инструмент, которым можно торговать много раз до того как произойдет доставка по контракту.
- Облегчить создание договоров опциона и других механизмов по распределению риска.
- Создать рынок для форвардных контрактов, обеспечивающие,что сторона инвестирующая в генерирующие мощности будет иметь гарантируемый доход необходимый для получения финансирования.
- Создать долгосрочные финансовые права на пропускную способность для хеджирования рисков, связанных с ограниченной пропускной способностью.
- Предлагать прогнозы узловых цен, базирующиеся на имеющихся генерирующих ресурсах наложенных на прогнозы потребления.

DuaneMorris

Benefits As Perceived by Midwest ISO
Преимущества, Видящиеся СЗСО

- State's rights regarding the levels of resource adequacy required by state entities are maintained.
- The Midwest ISO is not imposing on all market participants in its footprint a market clearing price for capacity. Instead, forward prices can be arranged voluntarily by market participants through bilateral arrangements. As this resource adequacy construct moves towards further development, the Midwest ISO may facilitate an exchange where market participants can move their positions.
- This Midwest ISO resource adequacy construct has is flexible.
- The cost implications and risks associated with this resource adequacy plan are dwarfed by comparison to PJM's or ISO-NE's proposed capacity market constructs.

- Права штатов в отношении уровня достаточности ресурсов сохранены.
- СЗСО не навязывает участникам рынка цену на мощность. Вместо этого, цены определяются участниками рынка добровольно, через двусторонние сделки. По ходу развития этого механизма, СЗСО может посредничать на бирже, где участники рынка могут менять свои позиции.
- Эта конструкция обладает гибкостью.
- Затраты и риски ассоциируемые с этой моделью незначительны по сравнению с моделями предложенными в PJM и Новой Англии.

DuaneMorris

Круглый стол
«Методы обеспечения надежности электроснабжения в мировых энергосистемах – история и современность»

Round Table
«Methods of Ensuring Reliability in the World's Electrical Systems—History and the Present»

DuaneMorris

www.duanemorris.com

ПРОЦЕСС ДОЛГОСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ В СРЕДНЕЗАПАДНОМ СИСТЕМНОМ ОПЕРАТОРЕ (СЗСО)

THE MIDWEST ISO'S LONG-TERM PLANNING PROCESS

DuaneMorris

Changing Emphasis of Long-Term Planning
Меняющиеся Акценты в Долгосрочном Планировании

- Historically, long-term planning effectuated through "Integrated Resources Planning" (IRP).
- The IRP insured capacity additions equal to projected load growth over the planning period.
- IRP captured a deliverability component in which transmission enhancements were married with generation accretions.
- IRP permitted a least-cost mix of transmission and generation.
- IRP fell out of favor because load growth was consistently over-estimated and nuclear costs consistently understated.

- Исторически, долгосрочное планирование осуществлялось при помощи "Интегрированного Планирования Ресурсов" (ИПР).
- ИПР обеспечивало увеличение мощностей равное прогнозируемому росту потребления в течение планового периода.
- ИПР включало доставочную компоненту, при помощи которой улучшения сетевых объЕКТОВ совмещались с увеличением генерирующих мощностей.
- ИПР позволяло обеспечить необходимую комбинацию сетевых и генерирующих ресурсов с минимальными затратами.
- ИПР вышло из моды из-за того, что оно последовательно преувеличивало прогнозы роста нагрузки, а затраты на атомную генерацию преуменьшало.

DuaneMorris

Competition Requires Different Rules
Свободный Рынок Требует Иных Правил

- Historically, vertically integrated utilities satisfied 90 – 95% of load with own-assets. Used interconnections for interchange and economy purchase.
- Wholesale competition caused substantial exogenous power flows to cross the grid.
- Some utilities began to "game" the market by selling power up to the rated capacity of facilities, knowing that actual capacity was much lower and thereby relying on loop flow effectuate deliveries.
- NERC rules provide for Transmission Loading Relief orders to control loop flow, which allows the control area operator to cut scheduled transactions having a 5% or greater impact on impacted interfaces.

- Исторически, вертикально интегрированные коммунальные компании удовлетворяли 90-95% потребностей своих потребителей при помощи собственных активов, а также использовали подсоединение к сетям других вертикально-интегрированных компаний для перетоков и краткосрочных закупок э/э.
- Оптовая конкуренция вызвала значительные перетоки мощности.
- Отдельные коммунальные компании начали манипулировать рынком, продавая установочную мощность своих генераторов, зная, что их реальная мощность значительно ниже, рассчитывая на кольцевые (параллельные) перетоки для обеспечения доставки.
- Правила NERC предусматривают сброс нагрузки для контролирования кольцевых (параллельных) перетоков, позволяя оператору сети отменить графики, имеющие 5% и более воздействие на задействованные участки сети.

DuaneMorris

Order No. 2000
Приказ № 2000

- FERC recognized that infrastructure must be changed to accommodate competitive market.
- FERC recognized that individual utilities could not successfully control loop flow.
- FERC noted that TLRs were an inefficient means of managing congestion.
- FERC mandated the establishment of Regional Transmission Organizations as a solution.
- RTO size a prime consideration because regional control deemed essential to grid reliability.
- Key to RTO success is regional planning, which will ultimately obviate infrastructure weaknesses giving rise to congestion and overloading of critical interfaces.

- Федеральная энергетическая регулирующая комиссия (ФЕРК) признала, что инфраструктура должна быть изменена, чтобы создать условия для конкурентного рынка.
- ФЕРК признала, что индивидуальные коммунальные компании не в состоянии успешно контролировать кольцевые (параллельные) перетоки.
- ФЕРК признала сброс нагрузки неэффективным способом управления перетоками, нарушающими системные ограничения.
- ФЕРК потребовала создания Региональных Организаций по Передаче Электроэнергии (РОП) для решения проблемы.
- Размер РОП – главный фактор, потому что региональный контроль необходим для обеспечения надежности.
- Ключ к успеху РОП – региональное планирование, которое должно избавить от слабости инфраструктуры, вызывающей нарушения системных ограничений и перегрузки на ключевых участках сети.

DuaneMorris

Need for Regional Planning Underscored by Blackout of 2003
Необходимость Регионального Планирования Подчеркнуто Отключениями 2003 Года

- Event arose from a modest deficit of reactive power around the Great Lakes.
- Exacerbated by line outages on FirstEnergy's system.
- FirstEnergy had not been incorporated into the Midwest ISO's state estimator.
- Actual blackout propagated itself in 10 seconds and left 50 million customers without power.
- Speed and severity attributable, in part, to technology that isolates individual utilities if a system disturbance is detected.

- Отключение было вызвано незначительным дефицитом реактивной мощности в районе Великих Озер.
- Ситуация была усугублена выходом из строя линий передач компании FirstEnergy.
- FirstEnergy не была включена программу СЗСО, рассчитывающую реалмы.
- Отключения распространились в течение 10 секунд и оставили 50 миллионов потребителей без электричества.
- Быстрота и масштабы отключений были усугублены технологией, изолирующей системы передач индивидуальных компаний в случае перегрузок.

DuaneMorris

Day One Long-Term Planning by the Midwest ISO
Долгосрочное Планирование в Режиме "Первого Дня"

- Planning among the organic functions established in the Transmission Owners Agreement establishing the Midwest ISO.
- TO Agreement established a Midwest ISO Planning Staff that was to develop a comprehensive Midwest ISO-wide transmission plan.
- The TOs created a Planning Advisory Committee composed of one representative from each member utility to provide input.
- Midwest ISO planning Staff responsible for:
  - Calculation of ATC
  - Evaluation of Transmission Service Request
  - Resolution of Transmission Constraints

- Планирование в соответствии с изначальными функциями, обозначенными в Договоре Владельцев Сетей, созданных СЗСО.
- Договор предусматривал создание Отдела планирования СЗСО, отвечающей за развитие всеохватывающего Плана.
- Владельцы сетей создали Комитет по планированию, который включает по одному представителю от компании.
- Отдел планирования СЗСО отвечает за:
  - Расчет пропускной способности
  - Рассмотрение заявок на оказание услуг по передаче
  - Разрешение вопросов, связанных с ограничениями пропускной способности

DuaneMorris

Day One Long-Term Planning by the Midwest ISO (cont'd)
Долгосрочное Планирование в Режиме "Первого Дня" (продолжение)

- Midwest ISO Transmission Plan is to integrate:
  - Transmission needs identified in Facilities Studies associated with TSR
  - Reliability upgrades identified by members
  - Obligations imposed on TOs under federal or state law
  - Inputs provided by the Planning Advisory Committee
  - Inputs provided by state regulatory authorities
- Midwest ISO Planning Staff presents the MISO Transmission Plan to the Board of Directors for approval.
- Owners have a "good faith" obligation to construct or engage facilities identified in the MISO Transmission Plan.
- Midwest ISO may not complete construction nor may it initiate construction in its own right.
- TOs' Agreement is silent with respect to cost allocation or recovery.

- План СЗСО нужен для того чтобы интегрировать:
  - Нужды обозначенные в обследованиях сетей, проводимых в связи с заявками на оказание услуг по передаче
  - Предложения членов СЗСО по улучшению сетевых объектов, необходимых для поддержания надежности
  - Обязательства по развитию сетей наложенные на владельцев федеральным правом или правом отдельных штатов
  - Предложения Комитета по планированию
  - Предложения регуляторов отдельных штатов
- Группа планирования представляет План СЗСО Совету директоров для одобрения.
- Владельцы сетей обязаны добросовестно сооружать или модернизировать объекты, обозначенные в Плане.
- СЗСО не может сам сооружать или заканчивать сооружение сетевых объектов.
- Договор Владельцев Сетей не затрагивает вопроса распределения затрат и возмещения расходов.

DuaneMorris

Order No. 2000 Compliance
Выполнение Приказа № 2000

- Midwest ISO adopted tariff provisions to:
  - Encourage market-driven transmission enhancements
  - Aid states to create multi-state agreements.
  - Produce a comprehensive regional plan.
- Midwest ISO formed the Organization of MISO States to provide a forum for joint-state input.
- Integrates the provisions governing Large Generator Interconnection.
- Adoption of Locational Marginal Pricing to provide price signals.

- СЗСО принял тарифы и правила:
  - Поддерживающие улучшения сетей на основе рыночных принципов
  - Оказывающие содействие штатам в создании договоров между ними
  - Обеспечивающие принятие Регионального плана
- СЗСО создал Организацию штатов СЗСО в качестве форума для рассмотрения совместных предложений регуляторов штатов
- Принятие правил, регулирующих подсоединение крупных генерирующих компаний.
- Принятие узлового ценообразования для обеспечения правильных ценовых сигналов.

DuaneMorris

Open Issues and Challenges
Открытые Вопросы и Проблемы

- Cost allocation: Grid uplift or charge to load.
  - Reliability vs. Economy upgrades
  - State vs. State
- Pricing: Does a kV of transmission confer the same benefit as a MW of generation capacity? Should capacity payments to both be the same?
- Stranded Investment: Merchant transmission chilled by potential of subsequent generation addition. Is some form of IRP required?
- Lack of coordinated planning between transmission and generation; over-development on transmission into load pockets.
- Power to coerce is untested.
- Organization Instability.

- Распределение затрат: усредненная надбавка или платит нагрузка
  - Улучшения сетевых объектов в целях обеспечения надежности vs. коммерческие улучшения
  - Штат vs. штата
- Ценообразование: Приносит ли кВ такую же пользу что и МВ генерирующей мощности? Должна ли быть плата за мощность одинаковой для генераторов и владельцев сетей?
- "Застривание" инвестиции: будут ли уменьшаться инвестиции в нерегулируемые, коммерческие сетевые объекты из-за добавок генерирующих мощностей? Требуется ли ИПР в той или иной форме?
- Нехватка координации между передачей и генерацией, избыточные вложения в передачу в районах с ограниченной пропускной способностью.
- Возможность принуждения не выяснена.
- Организационная нестабильность.

DuaneMorris

Midwest ISO Transmission Expansion Planning Process
Процесс Планирования Развития Сетей в СЗСО

- Fundamental objective of the MTEP is to ensure that the transmission system can continue to be reliably operated into the future.
- Process requires the synthesis of (i) Generator Interconnection Requests (ii) Transmission Service Requests, and (iii) Load Growth.
- Key elements of the process are:
  - Roll-up of TO plans
  - Inclusion of Interconnection Plans
  - Development of a Power Flow Base Case
  - Review of System Reliability and Congestion
  - Development of any Additional Expansion Needs
  - Review of Additional Regionally Beneficial Expansions

- Основная цель Плана – обеспечение надежного управления сетью.
- Процесс требует синтеза: (i) заявок на подсоединение генерирующих мощностей; (ii) заявок на оказание услуг по передаче; и (iii) роста потребления.
- Ключевые элементы процесса:
  - Включение планов индивидуальных владельцев сетей
  - Включение планов по подсоединению
  - Моделирование базового сценария перетоков
  - Анализ системной надежности и ограничений
  - Анализ необходимого развития (расширения) сети
  - Анализ регионально необходимых улучшений сети

DuaneMorris

Midwest ISO Transmission Expansion Planning Process (cont'd)
Процесс Планирования Развития Сетей в СЗСО (продолжение)

- Cost Responsibility
  - Cost of expansion for load growth is assigned to host TO
  - Cost for interconnection split between host TO and generator
  - Cost responsibility for economic upgrades and regionally beneficial expansions indeterminate.
- Baseline facilities are those needed to maintain reliability. They do not reflect facilities needed to accommodate new service requests or interconnections.

- Распределение затрат
  - Затраты на расширение сети в целях обеспечения роста потребления распределяются владельцам сетей
  - Затраты на подсоединение делятся между владельцами сетей и генераторами
  - Распределение затрат на коммерческие улучшения сети и регионально необходимые улучшения – не определено
- Базовые объекты – это объекты, необходимые для поддержания надежности. Они не включают объекты, необходимые для обеспечения новых заявок на услуги по передаче и подсоединение.

DuaneMorris

Plan Review
Рассмотрение Плана

- Midwest ISO Planning Staff develops the regional plan in collaboration with the Transmission Owners.
- The plan is then reviewed by an Expansion Planning Group and then the Planning Subcommittee.
- The resultant plan is discussed with the OMS and the Advisory Committee.
- The resultant plan is discussed with the OMS and the Advisory Committee.
- The final step is presentation to the Board of Directors for approval.

- Отдел планирования СЗСО разрабатывает Региональный план в сотрудничестве с владельцами сетей.
- После этого План рассматривается Группой по планированию развития сетей и Подкомитетом по планированию.
- Затем План обсуждается Организацией штатов СЗСО и Комитетом планирования владельцев сетей.
- Последний шаг – презентация Совету директоров для одобрения.

DuaneMorris

MTEP '05
План СЗСО на 2005 год

- MTEP 05 includes 615 planned or proposed facility additions representing an investment of $2.91 billion through 2009.
- MTEP 05 identifies two large scale "Exploratory" plans that could produce regional benefits.
- Completion of planned projects will result in compliance with NERC planning standards through 2009.
- Midwest ISO has not independently evaluated whether planned expansions are the most efficient solutions to reliability issues.
- MTEP 05 does not reflect changes in grid usage resulting from the initiation of market operations.

- План 2005 включает 615 запланированных или предложенных улучшений, представляющих инвестиции на сумму более 2.91 миллиардов долларов до 2009 года.
- План 2005 включает два предварительных плана, которые могут иметь региональное воздействие.
- Введение запланированных проектов в эксплуатацию обеспечит соответствие стандартам планирования NERC до 2009 года.
- СЗСО не провело независимого анализа в отношении того, будут ли запланированные улучшения наиболее эффективным решением вопросов надежности.
- План 2005 не включает изменений в использовании сетей СЗСО, вызванных запуском рынка.

DuaneMorris

Хинек Беран

АО “Таурес”, Чехия

Топология и состояние передающих сетей

Доклад Хинека Берана

Уважаемые дамы и господа, уважаемый Борис Ильич, разрешите мне прочитать доклад на тему передающих сетей и нашего опыта из Чехии и из UCTE.

Ключевой проблемой сетей является надёжность на этапе открытия рынка. Это вопрос о том, каким образом организовано или неорганизованно сотрудничество сети, сотрудничество системных операторов и каким образом реализованы феномены, такие как адекватность, устойчивость и др. Транзитная система во всех рыночных условиях и во всей энергетике является основной предпосылкой рынка. Все говорят об открытии рынка, но не знаю, все ли знают, что без надёжной системы торговать нельзя. Это просто невозможно, это очень серьёзная проблема также для системных операторов.

Энергию нельзя складировать, и потому в Евросоюзе системный оператор является ответственным не только за транзит, но также за устойчивость всей системы. Я получил вопросы к моему докладу, «какова ситуация в Европе»? Потому что мы узнали, что в России не одно, но больше юридических лиц. Одно отвечает за надёжность системы, а другое является участником этой системы. В Европе больше системных операторов является участниками и также ответственными за устойчивость лицами. Но есть случаи, например, в Англии, Польше, Италии, где отношения сложнее, где участник рынка – это одно, а кто-нибудь другой отвечает за надёжность системы.

Что касается истории, мы всегда, когда приезжаем, встречаемся с вопросами российских экспертов: как это сделано в UCTE? Каковы правила, какой наш опыт с подключением системы в UCTE? Каков наш опыт управления системой?

История этих систем совсем разная. Я узнал, что сегодня мы празднуем 85-ую годовщину электрификации России. Российская система была сначала основана на едином принципе, на системе бывшего Советского Союза. Сейчас эта система стран СНГ и Балтии действует как одна центральная синхронная область.

В UCTE это было сделано другим образом. Там постепенно подключались разные страны и разные области. И тоже есть большая разница по географическим условиям. В Евросоюзе очень густая сеть, там большое количество маленьких станций. А в России - большие расстояния, крупные станции с очень большой мощностью. Я думаю, что по этим параметрам нельзя сравнивать две системы и говорить о том, что все европейские принципы будут хороши для российской системы.

Другая проблема, что UCTE – это добровольная организация.

Здесь ничего не организовано на базе договоров государств и договоров правительств. Это только добровольный договор между системными операторами, и я ещё буду в моём докладе говорить об этих договорах. И также в бывшей системе Советского Союза был центральный авторитет, и были ясные обязанности во всей системе. В Европе ничего такого никогда не было. Это я должен заметить.

Что касается современного развития и возможностей развития систем в Евросоюзе. Везде, у американских коллег тоже, это регулируемая отрасль. Это не бизнес. Системный оператор получает столько, сколько ему позволит регуляционный орган. С регулятором необходимо договориться, согласовать расходы, и если мы говорим о строительстве новых линий, мы также должны договориться о том, как получим наши капиталовложения назад. В случае, если участник TSO (transmission system operator) - это 2 юридических лица, договор ещё сложнее в таком случае. Потому что оператору нужна новая линия, и участник должен её построить. И регулятор должен сказать, что всё в порядке, что участник получит оплату, если это построит. Это сложный процесс в рыночных условиях.

Что касается новых линий, важнейшая проблема сейчас в Европе – купить участки для этих линий. Потому что везде демократия. У нас такой пример из Праги. Там построили новую линию, 400 киловольт, и не купили один участок. И договаривались об этом участке 3 или 4 года с недостроенной или частично построенной уже линией.

Затраты. По-моему мнению, это не совсем проблема, где взять деньги для строительства новой линии. Но если кто-нибудь хочет вложить капитал, мы должны говорить о его мотивации. Зачем вкладывать капитал? Или это центральная система и он должен это сделать, или, если это без раздела производства и системного оператора, это сделает производящая компания, для того, чтобы она продала свою продукцию. Но если это независимый оператор, все должно быть сделано на базе выгодных рыночных условий. Как это сделать? Американские коллеги тоже говорили, что у них это сложная проблема.

Также в Европе много экологических проблем. По моему мнению, это не общая проблема, но это проблема, которая организована группами активистов - например, против линий, против атомной энергии. Но в евросоюзных условиях это тоже важная проблема.

Но важнее всего – земельные участки, и как эти участки купить для новых линий.

Здесь я уже тоже получил несколько вопросов, я попробую сейчас немножко ответить, и можем вернуться в течение дискуссии к этим вопросам.

А где, например, построить новую станцию или новые линии? Центрально эта альтернатива решена? Нет, потому что по европейскому законодательству государство может сделать тендер для нового производства, для новых источников энергии, и системный оператор является ответственным за устойчивость сети. Но взаимоотношения этого процесса там не определены.

Развитие сетей, модернизация, контроль – об этом я буду говорить на следующем слайде. Это в принципе сделано так, что каждый системный оператор Евросоюза является ответственным за своё государство. Это и есть устойчивость. Каждый отвечает за своё государство.

Перетоки. Можем во время дискуссии поговорить об ITC-механизме, как рассчитываются перетоки для финансовых компенсаций.

И проблемы с блэкаутами. Если мы читали обсуждение итальянского блэкаута, во-первых, было то, что они не соблюдали критерий «n-1», который является в Европе, Евросоюзе, обязательным.

Центральный мониторинг, или WAMS, этот проект сейчас в UCTE добровольный. Он служит динамическому моделированию наблюдаемости сети или целой системы в Европе. Чему он может служить? И здесь самым красным цветом – чему служить, и зелёным цветом – чему бы в будущем мог служить? Сейчас это научная дисциплина. Сейчас это необязательный проект, например, Чешская Республика участвует в этом проекте, но этот проект не имеет никакого влияния на действие диспетчерского управления. Просто измеряют и моделируют сети. Но это является или может являться советом для управления системой. И самый важный вопрос – как по результатам такого проекта организовать соответствующим образом капиталовложения - для строительства новых генераторов или линий с целью повышения надёжности?

Учитывать это можно. Есть глобальные системы, GPRS, есть модели, есть измерения, но каким образом это сделать, сейчас никто не знает.

В UCTE отсутствует центральное диспетчерское управление. Это сделано так, что каждый является ответственным за свой регион. Что в UCTE является солидарным - это соблюдение частоты и первичное регулирование сделано коллективно. Также источники первичного регулирования сделаны так, чтобы они были одинаковыми по всем регионам Европы. Не может быть, чтобы они были только в одной стране или в одной части Европы, но может случиться, в моделях и в практических ситуациях, что в европейских сетях появляются колебания. Например, между CENTREL и Испанией после испанского блэк-аута. Колебания там есть и есть рабочие группы, которые занимаются устойчивостью таких явлений и уменьшением этих колебаний.

Что касается взаимопомощи не торговцев, а системных операторов, в Евросоюзе нет никакой постоянной взаимопомощи. Но можно договориться на базе двухстороннего договора с соседом. В нашей системе, например, существуют договоры со словацким оператором, с германским оператором о взаимопомощи в случае аварии. И они используются.

Также подписаны 2 общих договора. Один договор, подписанный несколькими странами, был подписан несколько месяцев тому назад, первые три раздела этого договора были подписаны, не все общие правила. Этот договор, значит, что для системных операторов обязательно соблюдение operational hand-book, но только первые три раздела.

И ITC. В случае, если кого интересует, можем поговорить больше в дискуссии - это алгоритм расчета капиталовложений и затрат в случае транзитных потоков, европейских транзитных потоков.

Самая важная проблема – кто является субъектом договоров? Я смотрел договоры СНГ, и субъектом этих договоров является государство или системные операторы в полномочиях от государства. В Европе это только системные операторы. Как нормальные фирмы или предприятия.

Также я должен рассказать, о чём сейчас в Евросоюзе больше договоров на этом уровне. Или о потоках энергии, или о потоках финансов. Потому что, например, этот ITC договор или бывший CBT договор – там очень точные алгоритмы относительно того, как это сделать между государствами. Потому что это касается финансов. Но это соглашение – это только параметры систем, которые вы должны соблюдать, а не параметры европейских потоков энергии.

Я уже сказал, что в UCTE предполагается надёжность и обязательное соблюдение критерия «n-1», потому что система очень густая. Также системный оператор по европейским законам несёт финансовую ответственность за порчу системы, которая возникнет из-за несоблюдения этого критерия.

Договор заключён многими странами и не занимается устойчивостью на европейском уровне. Но занимается соблюдением устойчивости каждого системного оператора в его регионе. И в аварийных случаях можно договориться. Можно. Это не запрещено, но это не является обязанностью никакого системного оператора – помогать другому.

И очень короткое замечание, чем мы занимаемся. Именно наша рабочая группа, сейчас это синхронный аукцион в регионе между большим количеством системных операторов. Я уже заметил, что этот ITC – mechanism. Это финансовый договор с требованиями к системному оператору, где учитывается техническое распределение межгосударственных потоков, и каждый системный оператор получает свой коэффициент капиталовложения. И учитывается, сколько энергии было использовано

для этого оператора. И по этим коэффициентам он получает тариф назад или оплату назад из Брюсселя.

Источниками финансов для этой компенсации являются или потребители, или производители, но торговцы не платят ничего.

Итоги моего доклада. По моему мнению, самой важной проблемой сейчас везде в Европе, я также слышал, что в США - это отношения устойчивости системы и рынка. И мой вопрос такой: как создать правила рынка, чтобы было выгодно для участников соблюдать правила устойчивости? И не только в том, что касается диспетчерского, оперативного управления, но также и в том, что касается капиталовложений. Я таких правил ещё нигде не видел. Может, Россия будет первой, где получится такие правила создать.

Системы европейская и российская - отличаются. И я думаю, что именно здесь мы должны соблюдать технические условия больших расстояний, больших областей, крупных станций для рыночных условий.

Спасибо вам.

Вопросы к Хинеку Берану

Ведущий Аюев:

- Спасибо господину Берану за очень интересный доклад. Для меня он особый представляет интерес, поскольку я руковожу работами, связанными с соединением нашей энергосистемы с системами UCTE . И понимание того, как функционирует модель взаимодействия энергосистемы UCTE для меня лично очень важно. Прошу задавать ему вопросы.

Вопрос из зала:

- Так как ваш доклад был озаглавлен «Топология и состояние передающих сетей», мой вопрос будет из области сетей. Скажите, пожалуйста, ваше мнение о сегодняшнем состоянии и о целевой модели границы сетей, которые оказывают услуги по передаче в отношении генерирующей компании. То есть распределительное устройство генерирующих компаний по понятиям UCTE входят в состав сети или не входят в состав сети? Потому что у нас, например, на этот счёт есть очень много разных мнений. И где всё-таки наши точки присоединения к их генерирующей компании к сети?

Беран:

- Ну, в общем, я думаю, что в UCTE очень много отношений сейчас между генерирующей компанией и сетевой компанией. Первый – это вопрос подключения. Второй вопрос – это вопрос подготовки

генерирующего оборудования к предоставлению услуг. Например, у нас это сделано так, что он должен быть оборудован для первичной и вторичной регуляции. И также он должен предоставить свою заявку регулирующей энергией, но это не всё.

Что касается общих условий, генерирующей компании и сетевой компании в европейском масштабе, посмотрите, я думаю, что здесь коллеги из Германии, а сейчас там большой вопрос с ветровой энергией в Германии. Потому что в случае бури там происходят большие резервации всех потоков. А чья это проблема? Это проблема генерирующей компании или это проблема сетевой компании? В нашей стране также построили крупную атомную станцию Темелин, которая в сравнении с российскими маленькая, это 2 блока по 1000 мегаватт, но у нас нагрузка летом 6, зимой 11 тыс. мегаватт. Это 20% нашей продукции. И также поддерживать устойчивость такой системы в евросоюзных условиях, где мы должны соблюдать критерий «n-1». Если Темелинская АЭС испортится, мы должны или купить, или производить резервы для этого блока. Это тоже очень дорого.

Вопрос из зала

- Насколько я понимаю, вы занимаетесь организацией аукционов на границе с Германией и с Австрией для желающих организовать коммерческие экспортно-импортные сделки, и вы не так давно к этому перешли. Всего лишь 2 года опыта совместного проведения аукционов. Могли бы вы рассказать, как все было до этого организовано, взаимодействие по экспортно-импортным контрактам. И какие изменения произошли в связи с переходом на аукционное размещение пропускной способности.

Беран:

- Самая важная проблема – это выгода для торговцев. Я думаю, что Чешская Республика это делает потому, что она одна из европейских экспортных стран. Если вы экспортируете, вы должны купить пропускные способности сечений на всех границах, во всех областях вашего транзита. И это новая система, здесь возможно купить пропускную способность из Словакии в Германию, прямо, через несколько трансграничных сечений. До поры внедрения этих аукционов были или аукционы, или другие системы. Но эти другие системы совсем не так прозрачны. Во время трансформации было так, что были компании, которые купили долгосрочных контрактов на большие объемы, большие мощности и пропускной способности сечений. И это было для них очень выгодно, для рынка. Потому что другие организации не могли торговать. Но по евросоюзным законам это сейчас запрещено. Нельзя так делать. Вы сможете сделать только контракт на один год, на трансграничные сечения.

Вопрос из зала:

- Скажите, пожалуйста, вот проект директивы европейского союза по надёжности уже вошел в действие, или нет?

Беран:

- Проект – не знаю, каким образом он вошёл в действие. Знаю, что много специалистов в рамках UCTE занимается проблемами надежности сетей, устойчивости, но одна точка зрения – проект. Разрабатывает ли кто-нибудь такой проект. И вторая точка зрения - это закон, или договор, это внедрение принципов, внедрение проектов, обязанности или торговцев или системных операторов. И, по моему мнению, в этом важнейшая проблема Европы.

Вопрос из зала

- Вот вы употребили, употребляете в отношении надёжности критерий «n-1», очень часто его употребляют. Скажите, пожалуйста, что вы подразумеваете под «n»? У нас среди специалистов разные мнения, что такое «n».

Беран

- Спасибо за вопрос. Скажу в общем: «n-1» значит, что система должна быть устойчивой при порче или аварии самого большого элемента системы или самой крупной линии или самой крупной станции. И во всех этих случаях эта система должна быть устойчивой. Например, для нашей самой крупной станции - это поломка одного блока с атомной электростанции Темелин. Но там два блока. Если испортятся оба блока, это – «n-2». Но если бы была только одна линия этой станции для 2 тыс. мегаватт, для линии этот критерий «n-1» представляет собой порчу этой линии. Ну, например, если у нас есть синхронные аукционы здесь, это значит, что там очень-очень много линий с разными странами, и если одна из этих линий испортится, все равно системный оператор в таком случае должен соблюдать все контракты. Он не имеет возможности эти контракты сокращать. Это запрещено, и он должен соблюдать устойчивость или продать только такую пропускную способность, которая возможна для соблюдения критерия «n-1». Часть пропускной способности останется свободной для критерия или для случая аварии одной или крупнейшей из линий.

Вопрос из зала:

- Более или менее конечно понятно, когда системный оператор рекомендует какую-то новую линию, по которой будет передаваться дополнительная мощность и, соответственно, тот, кто её построит, будет от этого иметь какой-то эффект. А вот если системный оператор видит, что по условиям соблюдения критерия «n-1», а может быть в каких-то случаях «n-2», в каких-то особых случаях, скажем, вот надо построить что-то?

Кому он это может предложить, и как может быть реализована вот эта его рекомендация?

Беран

- Ну, он может предложить это регулятору в форме тарификации, потому что он должен сделать технический план, обосновав, что это повысит устойчивость системы или поможет торговцам, в нашем случае – поможет экспорту. После этого он должен сделать бизнес-план для такого капиталовложения. Значит, стоимость линий и тарификация транзита, где он возьмёт эти деньги. И он должен с эти планом долгосрочно согласоваться с регулятором. В другом случае такую линию нельзя построить.

Вторая проблема – это частные линии. Когда я работал в Словакии, мы разрабатывали новые правила рынка для Словакии. И там идёт экспорт из Польши через Словакию, Венгрию или Сербию или в Италию. И там две линии между Словакией и Венгрией, которые всё время перегружены. Был там один частный инвестор, который хотел сделать проект третьей частной линии из Словакии в Венгрию. И они думали, как это сделать. Но потом проект был окончен из-за проблемы кольцевых потоков. Потому что представьте себе, что Польша экспортирует в Германию и из Германии экспортирует в Италию. Но этот электрический ток очень умный. Он знает законы Кирхгофа. Он не течёт в Германию, а течёт через Чехию и через Словакию на юг Европы. Это называют в Евросоюзе кольцевыми потоками. Он узнал, этот частный инвестор, что в таком случае его частная линия перегрузилась бы этими так называемыми кольцевыми потоками, и что он бы не сделал хорошее капиталовложение. И этот проект не сделали.

Но частные линии в Европе – это тоже исключение в Евросоюзном законе, потому что системный оператор должен работать для всех торговцев транспарентным или прозрачным недискриминационным ценообразующим образом. А если частный инвестор построит себе линию, он сможет 80% пропускной способности использовать для себя.

Вопрос из зала

- Ну, даже из того, что вы сказали – это и так, конечно, ясно, что каждая новая линия, каждый новый проект решает много задач. И причём кто-то вкладывает деньги в создание этой линии, а эффект получается в самых разных частях. Определяется ли вот этот эффект, который получат самые разные участники? И как их инициируют с тем, чтобы они вкладывались в эту новую линию? Вот есть какое-то правило на этот счет?

Беран:

- Никаких особых правил нет. Есть только правило, что необходимо проект согласовать с регулирующим органом, получить разрешение,

что это возможно сделать. Он также должен договориться об условиях подключения к транзитной системе, потому что он не является системным оператором. Но сейчас, если я понял ваш вопрос хорошо, почему люди это делают? Почему вкладывают деньги? В случаях экспортных компаний, экспортных стран, это ясно. Для экспорта, чтобы он получил деньги назад, за использование своей частной линии для экспорта. Это только одна мотивация. Но я ещё не встретился с мотивацией, чтобы частный инвестор хотел построить линию для устойчивости системы.

Вопрос из зала:

- Этот вопрос не имеет отношения к надёжности, мне просто любопытно. Во-первых, считаете ли вы, что тот механизм взаимной компенсации системных операторов, который сейчас разработан ETSO и который применяется, считаете ли вы, что он соответствует тем правилам Евросоюза: прозрачность, справедливость, и т.д.? Это первый вопрос. А второй вопрос: как при использовании этого механизма частный владелец линий может получить какую-то компенсацию за использование этой линии, вот я просто не понимаю, как это происходит?

Беран:

- Ну, мне сейчас нужны две или три минуты для объяснения, если хотите этот принцип понять.

Тот же голос из зала:

- Мы знаем принцип очень хорошо.

Беран:

- Но принцип вы учитываете, по каким линиям течёт транзит в каждой стране. Над картой каждой страны вы думаете, сколько процентов энергии, например, в случае экспорта из Словакии в Германию, сколько процентов энергии течёт по каким линиям? Если течёт больше, чем один процент контракта, вы учитываете эту линию как транзитную линию для этого контракта. И сейчас, сколько вы получите за такую линию? Ясно, например, что существует разница между Швейцарией, где большие горы, Альпы, и между Венгрией, которая ровная, и у каждого системного оператора свой коэффициент для капиталовложений, и за каждую транзакцию он получит оплату за пропускную способность своей сети. Плюс, учитывая этот коэффициент капиталовложений, принятый в каждой стране, и встает вопрос – сколько получить в ITC механизме? Этот частный инвестор, если у него 100 км линии, он получит за свои 100 км линии, ничего больше. Но где он сможет сделать больше денег – при условии того, что он не обязан предоставить свою линию всем участникам рынка. Он может предоставить свою пропускную способность только для себя, или для участника, с которым у него договор. Ну и он получит, например, один, два, три евро за свой транзит. Может это сделать только

в узких сечениях.

Вопрос из зала:

- Господин Беран, вы дали очень интересную трактовку критерия «n-1». И поскольку для нашей дискуссии имеет принципиальное значение, я думаю, вы знаете, что в общем случае «n-1» в европейском понимании выполняется с учётом действия противоаварийной автоматики. В Европе такой практики нет. Но, когда вы говорили о том, что должны быть сохранены условия договоров при выпадении элемента, то мой вопрос такой. Если услуга по предотвращению нарушения устойчивости в виде отключения от автоматики, продана и является условием договора, можно ли считать, что действие нашей автоматики при реализации такой услуги соответствует критерию «n-1»? Понятен вопрос? Т.е. отключается нагрузка для предотвращения нарушения устойчивости автоматикой. Но эта услуга потребителя по присоединению к этой автоматике, она продана на рынке. Т. е., есть договор на предоставление этой услуги. Таким образом, при отключении нагрузки как таковой условия договоров соблюдаются?

Беран:

- Да, этот договор – это очень хороший договор. В Чехии был такой же во время прошлого режима. Его называли социалистическим договором. Эти договоры были очень хорошие. Но сейчас это у нас сделано на рыночном принципе. Было десятки таких предприятий, которые хотели предоставить свои услуги из-за лучшей цены электрической энергии. Это было так сделано. А сейчас - только один. Одно предприятие во всей Чехии, которое на базе договора отключается. Другие не хотят отключаться. Например, они говорили, что если у них это будет заложено в энергетическом плане предприятия, и если они это будут знать за несколько часов до аварии, что они это запланируют и сделают. Но проблема в том, что никто не знает, когда авария случится. Легально это или нет? Это легально, если об этом есть договор. Если у вас договор с этим предприятием, это в порядке, это услуга, и это учитывается очень похожим или тем самым образом, как предоставление регуляционной энергии. Просто предприятие предоставило регуляционную энергию тем, что отключилась, или отключила часть своего производства.

Ведущий Аюев:

- Большое спасибо, господин Беран.

Беран:

- Спасибо тоже.

Ведущий Аюев:

- Состоялась очень интересная дискуссия.

Топология и состояние передающих сетей

Беран, Хинек Юрьевич
АО Таурес, Чехия

Ключевая проблемма надежности современных энергосистем

- адекватность,
- наблюдаемость (вопросы внедрения WAMS),
- устойчивость

Транзитная система – основная предпосылка рынка

- Торговать без транзита нельзя
- Складировать энергию нельзя, торговать без надёжной энергосистемы тоже нельзя
- Согласно с ЕС за транзит и устойчивость энергосистемы несёт ответственность системный оператор (TCO)
- отличия Европы (UCTE) и России
  - В России функции расчета и управления режимом работы энергосистемы отделены от функций обеспечения работы сети
  - Как в Европе?
    - Венгрия, Польша, Италия
    - Другие страны

История транзитных систем

- UCTE – постепенно подключающиеся энергосистемы других государств
- СНГ и Балтия – система основана на едином принципе
- UCTE является добровольной организацией на принципах договора
- Отсутствие центрального авторитета и обязанностей

Развитие транзитных систем в ЕС

- Регулируемая отрасль
- Необходимо согласовать расходы с регулятором транзитов
- В случае, кроме участника транзитных линий и TCO есть другие юридические лица – договор всех сторон с регулятором
- Частные линии – легислатива, техника, проблемы капиталовложений
- Стройка новых линий – сложная проблема в соответствии с
  - необходимостью купить участки – очень важная проблема
  - затраты на строительство новых линий – капиталовложение?
  - экологические проблемы, социальные проблемы – протесты населения организованы группами активистов

Развитие транзитных систем в ЕС - вопросы

- Как принимаются решения в ситуации, когда есть альтернатива: построить новую электростанцию или проложить дополнительные линии?
- Какие существуют общие проблемы в развитии сетей, в их техническом обслуживании, в модернизации, в контроле за их работоспособностью?
- Как рассчитывается устойчивость и адекватность передающей сети?
- Как считаются перетоки электроэнергии на границах и режимные условия?
- Какое влияние оказывают проблемы с сетями на вероятность возникновения Blackout?

Центральный мониторинг подключенной системы

- Большое значение после итальянского блэкаута
- Наблюдаемость сети (системы) в Европе
- WAMS и динамическая модель энергосистемы
- Направления и перспективы развития
  - Капиталовложения, стройки с целью повышения надежности
  - Управление системой
  - Совет для управления
  - Научная дисциплина

Центральное диспетчерское управление

- В UCTE отсутствует (есть хорошо или плохо?)
- Каждый TCO является ответственным за свой регион (?)
- Договоры двух стран о взаимопомощи
- Общие договоры (MLA, ITC)
- Субъекты договоров - уровень государства, или TCO?
- Договоры о потоках энергии или финансов?

Центральное планирование и управление режимами энергосистемы

- В UCTE предполагаемая надёжность всех энергосистем (н -1)
- Договор MLA не занимается осуществлением надёжности на европейском уровне (кроме первичной регуляции)
- В аварийных случаях можно договориться о помощи (не является обязанностью)

Синхронные аукционы

- Первая реализация в средней Европе
- Ответствуют Брюссельской легислативе
- Трансларентные, недискриминационные

Синхронные аукционы

Анализ ИТК (ITC) механизма

- Требования TCO – капиталовложения, потери
- Техническое распределение межгосударственных потоков в энергосистемах
- Источниками финансов для компенсационных выплат являются потребители и производители, продавцы электроэнергии компенсацию не платят

Выводы

- Устойчивость и рынок? Каково их соотношение? Можно ли создать правила рынка выгодные для поддерживания устойчивости? Инструменты:
  - штраф
  - Выгодность для участников
- Система UCTE отличается от системы СНГ и Балтии
- В процесов внедрения рыночных принципов необходимо соблюдать технические условия, больше уделять внимания состоянию сетей, создать систему адекватной оценки состояния сетей (более четкую, чем в UCTE)

Дитмар Рецман

Siemens, Германия

Повышение системной надежности через модернизацию сети, внедрение устройств FACTS, применение силовой электроники, HVDC

Ведущий Аюев:

- И теперь я предлагаю послушать доклад господина Рецмана, который, я уверен, будет не менее интересным.

Доклад Дитмара Рецмана

- Итак, я хотел бы сделать свой вклад в темы, обсуждаемые сегодня. Это очень важные темы. Название этой презентации несколько подсократили, потому что сама презентация тоже несколько короче.

Обзор того, как энергосистемы будут развиваться, то, с чем мы столкнёмся в будущем и какие решения в этой области мы должны обсудить. Вопрос энергии ветра в Германии уже был затронут. Вы не можете себе представить, насколько важен этот вопрос в данный момент. В будущем наша головная боль связана именно с этим. Как энергосистемы будут развиваться дальше? Итак, здесь вы видите потребление энергии и статус энергосистем. Вначале конечно на низком уровне, потом более высокая скорость движения. Затем идут передачи на дальнее расстояние с помощью постоянного или переменного тока. Что обозначает, конечно, высокие инвестиции. Затем системные объединения. Качество энергии мы, конечно, тоже не можем обойти стороной. Доля автоматизации будет тоже увеличиваться. Очень важен контроль и увеличение срока эксплуатации в будущем. Инвестиции должны тоже возрастать в распределении электроэнергии. Энергоснабжение будет продвигаться в сторону децентрализации. Там очень сложный вопрос, т.е. система будет своего рода диффузной. И здесь также возникают проблемы с трассой, проблемы слабых сечений передачи энергии. Проблема трассы – это самая главная проблема в UCTE на данный момент. Импорт энергии будет на высоком уровне. И здесь мы должны использовать технологии новых типов, разных типов. И, конечно, вести планирование с учётом низких издержек. Вкладывать настолько мало, насколько можно и получать как можно больше дохода из этого.

Так, немного об электроэнергии по всему миру на данный момент. Спрос на электроэнергию сильно растёт, спрос энергии на различных атомных станциях. Вот это - ожидаемое развитие на последующие 20 лет.

Проблема жёстких экологических ограничений. Т.е. атомную станцию мы не можем построить в Германии. Нам приходится получать электроэнергию от Франции, почему не из России?

А также важная проблема – что природные энергоресурсы находятся вдали от энергоузлов. Например, в Германии у нас очень много энергии ветра, а гидроэнергии, например, у нас практически нет. Строгие ограничения права прохода, о чем уже мы говорили раньше. Западная Европа уже полная, и новые линии проложить практически невозможно.

Это самые важные предметы обсуждения в Европе, в Западной Европе.

Так как же энергосистемы будут дальше развиваться? Естественно, будет больше объединённых систем. И обмен мощностью между различными энергосистемами будет также возрастать. А также нам нужно подумать о передаче на дальние расстояние с большими энергоблоками, потому что энергоресурсы находятся далеко от нужных нам для потребления мест. И возобновляемые энергоресурсы также нужно принять во внимание, там, где они находятся.

Силовая электроника является той технологией, которую мы можем использовать для того, чтобы решить все эти проблемы. HVDC – передача постоянного тока высокого напряжения. И FACTS - обозначает гибкие системы передач электроэнергии переменным током. FACTS - практически то же самое, что и передача переменным током, но поддерживается силовой электроникой. И с помощью FACTS система остаётся синхронной. А HVDC может разделить систему на две части.

Так вот, история развития напряжения, уровня напряжения. До 1200 киловольт в России были очень интересные шаги предприняты. Но коммерческое использование было не очень эффективным на тот момент, и поэтому всё это сократилось до 800 киловольт. Китай, тем не менее, хочет достигнуть уровня в 1 гигавольт. Потому что у них есть очень большие коридоры для передачи массивных блоков энергии. Каналов 20 гигаватт между различными системами хотят они достигнуть. Но если мы говорим об этом, то, естественно, из-за «n-1» мы не можем говорить об этом в Восточной Европе, это было бы запрещено. 3000 мегаватт – нормальный уровень в Западной Европе. Если уровень выше, то у нас будут проблемы. Об этой идее вы знаете на примере своих энергостанций. Итак, выработка в 1000 киловольт, государственная система за это отвечает. Итак, вот эти узелки из проводников, из 8 проводников – здесь вот данные. Мы принимаем участие в этой деятельности, но мы не видим необходимого рынка для такого напряжения. Вот тоже очень интересные цифры для развития передачи энергии постоянным током, что касается установленной мощности. Это не сумма преобразовательной мощности, это мощность передачи, передаваемой мощности. Итак, здесь всего 55 гигаватт, т.е. только 1,4% мировой установленной генерирующей мощности.

И ожидающийся в будущем рост. Только Китаем эта сумма будет удвоена в течение 15 лет. Довольно-таки интересная перспектива для страны.

Идея объединённых энергосистем – она довольно-таки интересная, здесь используются различные виды мощности. В любой стране мы можем использовать более крупные и также более экономичные электростанции.

А резервная мощность сети может быть сокращена, потому что мы можем импортировать что-то от соседей. И у нас есть выбор, мы можем использовать наиболее выгодные энергоресурсы. Также мы достаточно гибки в этом отношении. Мы можем строить такие электростанции, какие хотим, в тех местах, где нам это удобно. И вы понимаете, что это политическая проблема. Что касается, например, атомной энергии. И если мы сделаем всё правильно, то надёжность системы, конечно же, повысится. То есть она будет на более высоком технологическом уровне. А также за счет оптимизации управления системы мы можем сократить потери. Ну вот, грубо говоря, некоторые идеи такого межсистемного объединения. До сегодняшнего дня в UCTE мы просто добавляли всё больше линий. Но в некоторых странах нам не хватает линий и устойчивость находится на критическом уровне. Например, между Испанией и Францией находится слабое сечение. Также в других странах.

Другой способ – это DC, одна линия определённого напряжения, и её связь устойчива. Если мы используем AC нам нужно гораздо больше линий. Проблема лишь найти контракт для торговли. И если это получится, то инвестиции потом вернуть можно довольно-таки быстро. Идеальным решением было бы, конечно же, гибридное объединение, т.е. объединение обеих идей. Начинаем с этой простой идеи, которая, правда, более сложная технологически и имеет более высокую цену, но она более надёжна. И потом мы делаем ещё расширение с помощью дополнительных синхронных линий, это гораздо дешевле. Но если мы используем только это решение, то это может стать проблематичным.

Теперь поговорим немножко о глобализации. Что касается децентрализации, то она отвечает за то, что на рынке появляется больше игроков. И мы торгуем на более широких территориях. А что касается западных систем, то они были в основном не разработаны для такой глобальной передачи, они рассчитаны на передачи на более местном уровне. Проблема естественно в результате. У нас возникает , так называемый ботл некс («бутылочное горлышко»), то есть слабое сечение в электропередаче. Сегодня утром мы об этом уже слышали от наших коллег. Круговые потоки – это очень плохо. Перенапряжение. Стойкость КЗ может быть на очень высоком уровне. И, в конце концов, мы приходим к неустойчивости и выходу системы из строя, мы приходим к ситуациям, которые могут быть близки к отключению электроэнергии, к блэкаутам.

Какие же у нас могут быть решения этой проблемы? Более высокий уровень напряжения по возможности - это то, что вы делаете в России, это замечательно. В Западной Европе мы не можем это сделать, потому что нам нужно будет менять все шины, все трансформаторы. 500 киловольт в Европе – и у нас нет ни одного шанса повысить этот уровень. Но новые технологии передачи – это возможно везде. То, что корректно с точки

зрения политики, это естественно возобновляемые энергоресурсы. Энергосистемы их не любят. Потому что они в основном не такие устойчивые. Самое лучшее для энергосистемы – это было бы то, что мы можем быстро получить для пиковой нагрузки, и для общей нагрузки возобновляемых энергоресурсов можно использовать. Да, то есть они не совсем предназначены для этого. Итак, 400 киловольт в UCTE на данный момент. Нам приходится смириться, но это, к сожалению, довольно-таки низкий уровень.

Теперь вернёмся к отключениям электроэнергии. Вот это фото американского блэкаута немного видоизменённое, я его так называю. На самом деле это один студент сам замазал краской и поместил в Интернет. Но я считаю, что это самая лучшая фотография. Это был очень крупный выход из строя. И некоторыми причинами были перегрузки, круговые потоки, то, что мы обычно изучаем, когда мы говорим об энергосистемах.

А вот это – настоящая фотография. В Интернете эту фотографию тоже можно увидеть. Если посмотреть на разницу до и после, то разница в принципе не так и видна. Надо очень внимательно смотреть. Итак, вот отдельные острова. Самое интересное в этом блэк-ауте «С» – это то, что Квебек в Канаде совершенно не пострадал. Онтарио было тоже вовлечено в это каскадное явление. Там ребята используют DC, т.е. постоянный ток, и они были защищены от этого. DC называем иногда firewall, защитной стенкой. Даже импорт и экспорт электроэнергии с Америкой был возможен гораздо раньше, чем с другими.

Через 6 недель в Италии произошло то же самое. В Италии происходили празднования по поводу белых ночей, мы называем их теперь чёрными ночами. Им пришлось отмечать праздник со свечками, потому что всё было темным-темно. А также надо сказать, что риск распространения этих помех на остальную часть Европы тоже был очень высоким. Они понизили частоту. Потом система отключилась во всем этом районе. И очень быстро остальная часть Европы повысила свою частоту. Шаг был довольно-таки маленьким. И потом, в течение одного часа был достигнут нормальный уровень. И это на самом деле был риск для очень многих электростанций. Некоторые накрылись, некоторые отключились. Происходить это не должно. Тем не менее, произошло. И поэтому мы научились тому, что нам нужно пересматривать нашу защиту от перенапряжения. В результате нужно сказать, что в Западной Европе мы тоже нуждаемся в усовершенствованиях.

Вот фотография линий между Швейцарией и Италией. Это первая, которая отключилась. И что же мы можем вынести изо всех этих событий? Энергосистемы, они не были сконструированы для того, что мы с ними делаем на данный момент. Так, эти поставки энергии с постоянно

меняющимися характеристиками – это, конечно, большой вызов, это большая проблема. Сети работают в данный момент на своём пределе. Да, это понятно. И это происходит по всему миру.

Теперь посмотрим на Европу. Здесь вы видите различные системы, различные стадии их развития. В UCTE у нас есть расширение этих двух зон. И с тех пор, как мы создали это объединение, мы наблюдали крупные межрегиональные колебания, т.е. риск с этого момента возрос. Исследования устойчивости могут это показать. Если кто-нибудь меняет нагрузку в одном из этих пунктов, то возникают колебания на довольно-таки низкой частоте, как, например, три мяча, которые соединены друг с другом эластичной ниткой. И это очень сильно зависит от состояния потока распределения. И в будущем наша большая проблема – крупную систему UPC и дополнительную систему, которую мы видим внизу - да, вот это как раз предмет развития отношений Западной Европы и России. Тенденцией является то, что объединённые энергосистемы будут очень большими.

Теперь посмотрим на решения, которые мы можем использовать. Итак, как вы видите, HVDC - передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения и FACTS, - гибкие системы передачи электроэнергии переменным током.

Вы видите силовую электронику, которая сейчас имеет 8 киловольт, и в будущем будет повышаться. Тиристор, который начинает это управление и затем оно продолжается через модуль. Тиристоры, которые образованы в модуль, и модули потом создают такой комплект вентилей. Мы называем это «комплект вентилей в помещении для HVDC». Первые, например, были вне помещения. Итак, вот они находятся на платформах вне помещения. Потому что они последовательные, но параллельными они тоже могут быть. Модули выглядят немножечко по-другому, но электроника та же.

Теперь давайте посмотрим на исследования, которые длились довольно-таки долго. Довольно-таки интересно, что мы можем сделать, если между двумя странами возможность торговли не очень высокая, например, как в Словении и Венгрии. Они получают только 30% их мощности. Остальное распределяется через всю систему. Если бы они хотели сделать встречно-параллельное соединение, надо вставить туда маленький прибор, который мы называем регулятор потока распределения. В основном это DC, но AC тоже возможно. А также это может быть обычный фазоповоротный трансформатор. Но в случае выхода системы из строя он довольно-таки медленный. С таким трансформатором можно, конечно, сэкономить деньги, но риск отключения электроэнергии довольно высок. Выгоды – это, конечно, регулирование направления

потоков распределения, и выгодные контракты. И таким образом обмен энергией возрастает. 84% - был результат исследований тогда, в то время. Сейчас этот уровень с улучшенной технологией гораздо выше.

Посмотрим на США, там много систем объединены с помощью DC. В основном они созданы для передачи электроэнергии. В случае необходимости, если возникают, например, короткие замыкания, генераторы начинают колебаться, угол возрастает. И если мы используем какие-то дополнительные функции, которые мы называем модуляцией, функции HVDC, эти проблемы можно быстро решить, и генераторы будут очень быстро стабилизированы.

Мы что-то уже слышали о WAMS, это система измерения и исследования на крупных территориях. Мы уже давно делали что-то подобное для Южной Африки. У нас был DC, и очень слабые линии AC, и с помощью измерения GPS, можно даже ресинхронизировать две системы на довольно-таки больших расстояниях.

Да, это старые технологии, это мы сделали вместе с моей компанией давно. Была Кахора Баса, это было впервые, и были впервые использованы тиристоры на дальней передаче. Но всё было заполнено маслом, и поэтому технология была довольно-таки рискованная в то время. Мы называли это GMPC Great Master Power Controller, т.е. GMPS – главный регулятор мощности. Он мог разъединить систему, ресинхронизовать её. И у нас была идея использовать токоограничитель для того, чтобы взять дополнительную энергию из генератора, если вся система отключится. Но это была всего лишь идея. Было много исследований, но эта технология не была куплена. Они сказали, что наши генераторы очень старые, но они очень надёжные, и мы просто повысим частоту.

Кабель DC в Соединённых Штатах. Одна из станций находится на Long Island. Довольно интересные слова президента компании: «рынок будет более гибким, более подвижным». Вот это вот основные выдержки.

Это кабельные передачи DC в 600 мегаватт с 10% перегрузки в течение нескольких часов.

Здесь мы видим китайский проект. У них в основном 3000 мегаватт. И они думают сейчас о повышении до 6000 мегаватт также для DC. Это всегда передачи на дальние расстояния. И сроки изготовления должны быть очень быстрыми. В этом случае, например, мы завершили проект за 6 месяцев до изначального срока сдачи и это, естественно, большая экономия.

Краткий пример китайской системы, как с DC, так и с AC. Если делать передачу при коротком замыкании, то колебания очень высокие. Но если поставить туда т.н. POD, регулятор колебаний мощности - это такой маленький прибор - эти колебания понижаются, они становятся гораздо

менее заметными. А если даже поставить туда FACTS и использовать модуляцию мощности, то уровень понизится ещё. Конструирование этих колебаний – это проблема не торговли, это вопрос устойчивости системы и минимизации вероятности блэкаута.

Посмотрим на другие элементы силовой электроники для параллельной компенсации. Люди очень часто спрашивают насчет решения в контейнере. Вентиль и пульт управления действительно находятся в этих контейнерах. И у них есть целый пакет услуг, целый пакет функций управления. Они все должны поддерживать эту систему. И вот таковы выгоды. Это, например, реактор с воздушным сердечником, конденсаторы, здесь обычно 3 трансформатора, бывает 4, также для собственных нужд. И остальное – это нормальное переключение.

Также в Европе у нас есть пример улучшения системы. Великобритания – лидер в этой области. У них очень сильная дерегулировка системы. Им нужно отключать электростанции на юге и поставить другие на севере. У них всего 400 киловольт, а также 275 киловольт на определённых сегментах этой линии, это довольно-таки слабо. Итак, они сделали исследование и поставили здесь основной SVC, который был поставлен нашей компанией вот на этом месте.

И вот вы видите результаты исследования с помощью имитатора. Мы используем короткое замыкание. На этом соединении линии генераторы начинают колебаться. На верхнем рисунке SVC не применяется. И система становится полностью нестабильной, неустойчивой. Это стандартная функция, называется управление напряжением. Напряжение в нормальном состоянии, но мощность колеблется. И здесь мы видим использование POD, демпферные колебания мощности, и мы видим, что система приходит в норму довольно-таки быстро. И на практике два этих варианта можно использовать вместе. Они поставили в эту систему 27 SVC, это довольно-таки много. Вот так англичане спасли свою систему от децентрализации.

Здесь мы видим платформу FACTS на последовательной линии. Она может быть гораздо проще, просто постоянной ёмкости. Конденсаторы сокращают, и система приходит в устойчивость. Можно либо увеличить объем мощности, и таким образом мы можем предотвратить возможные отключения. Тиристорами можно это колебание регулировать. Это два способа либо установленной компенсации, либо управляемой последовательной компенсации с большим набором различных возможностей.

Пример с Бразилией. Два прибора управляют и 5 fixed (фиксируют), потому что эта линия очень длинная, в тысячи километров и в 500 киловольт. Это настоящий тест, не с имитатором. Был дан для введения

в эксплуатацию ночью и рано утром, когда все спали. И после того, как система отключилась, очень много было колебаний, и через 70 секунд линия отсоединилась. Но это произошло без поддерживающих устройств. Потом они подключили TCSE, одно из этих поддерживающих устройств. Потом мы сделали примерно такой же тест с конкурентом. В тот момент качество было не на одинаковом уровне, но оно улучшилось очень быстро. И теперь они оба на одинаковом уровне. И работают вместе очень хорошо и быстрее, демпфируют колебания. Также есть избыточная работа в этой системе. Сейчас у них есть ещё вторая параллельная линия. И недавно мы узнали, что они планируют создать ещё одну линию.

Вот, например, последовательная компенсация в Китае. Коммерческая эксплуатация начинается со следующего года. Это очень большой передающий коридор, и в этом случае мы не можем прерывать подачу электроэнергии на длительное время, это будет очень дорого. Один миллион долларов или даже больше может отобрать отсутствие энергии всего в один день. Соединение можно сделать очень простым. В течение очень короткого времени – от одного до трёх дней. Мы прерываем линию. Последовательная компенсация, вся работа была уже сделана заранее, без прерывания. И в течение нескольких дней мы можем это всё установить. За счет чего очень много денег экономится.

Ну, и в результате, что мы можем сказать? Передаче требуется устранение слабого сечения и ограниченной пропускной способности сети. И достичь этого мы можем, используя передовые технологии, которые могут быть как постоянного, так и переменного тока. Однако в любом случае нам нужна силовая электроника, чтобы регулировать эти процессы. И чтобы в случае необходимости дать системе быструю поддержку.

Мы хотим соединить всё больше стран, а может быть и континентов. И на этой схеме вы видите примерную идею того, как этого можно достичь. Все начинают с AC высокого напряжения. Чем выше, тем лучше. Некоторые соединения могут быть достигнуты с помощью встречно-параллельного соединения, довольно-таки короткие линии. Тогда мы можем параллельно подключить больше AC. Можете называть это двухступенчатым или гибридным решением. Другие поступают точно также. Передача на дальние расстояния, соединены точка с точкой – лучше использовать DC, потому что им проще управлять. И это дешевле, если у вас нет линии. Но при DC потерь меньше. Потом мы используем HVDC и FACTS, мы используем их в параллельных линиях, и в последовательных также. Такое объединение – это самое лучшее решение.

Эти DC мы называем усилителем стабильности и защиты от отключения. Потому что если один из операторов не делает то, что нужно

в этой ситуации, DC срабатывает автоматически и отключает реактор. И потом восстанавливается подача энергии раньше, потому что AC нужно ждать конечной синхронизации.

Каковы же выводы? Итак, всё это уже имеется в наличии. Существуют различные технологии, и в различных видах.

И я хотел бы поблагодарить вас за ваше внимание и готов ответить на ваши вопросы.

Вопросы к Дитмару Рецману

Вопрос из зала:

- Если можно, два вопроса, связанных между собой. Первый вопрос такой: были ли проведены исследования в рамках UCTE, каков может быть объём использования технологии FACTS и DC в обозримой перспективе на 10-15 лет? И второй вопрос: проводились ли исследования, которые позволили бы определить динамику стоимостных характеристик вот этих устройств, примерно в той же перспективе?

Рецман:

- В Европе очень много исследований для таких соединений между большими восточноевропейскими системами и западноевропейскими. И до сегодняшнего дня существует идея делать просто синхронное соединение. Идея использования силовой электроники обсуждается в данный момент в Западной части Европы в определенных местах для улучшения специфических каналов, которые перегружены. Идея такого улучшения, например, во время блэкаута в Италии, когда одна линия отключилась, угол на той линии, которая всё ещё работает, был более 60 градусов, и автоматическая ресинхронизация была заблокирована. Если вы используете даже короткую линию, более короткую линию, и поставите туда последовательную компенсацию, вы можете сделать угол меньше и подключиться заново. Даже в случае перегрузки. И обсуждения продолжаются касательно специфических SVC приборов, а также встречно-параллельных соединений, что касается слабо мощных систем.

Один из примеров: Германия использовала первый SVC в высокомощной системе на балтийском канале с системой HVDC, потому что этот DC был сконструирован на системное соединение в 400 киловольт. А потом некоторые фермеры отказались предоставить их землю, и поэтому это соединение до 400 киловольт не могло быть сделано. И компании «E-он» пришлось подсоединить эту систему всего к 100 киловольт. И они используют уже в течение 9 лет это HVDC при пониженной мощности. И, в конце концов, они решили вложить деньги и повысить мощность до предела с простым SVC. Круговые потоки могут

быть предотвращены с помощью использования силовой электроники. Но этот процесс довольно-таки медленный. Также в Соединённых Штатах после блэкаута первые заказы на силовую электронику пришли полтора года спустя в другом месте, в другом районе. Не в том, где был блэкаут. То есть то, как мы думаем об этом, меняется постепенно.

Некоторые страны уже используют силовую электронику на полную мощность. А другие, которые уже давно занимаются передачей энергии, они начинают довольно-таки медленно с этим процессом. Но в Германии нам необходима силовая электроника, в особенности для энергии ветра, которая скоро придёт и будет активно использоваться. Существует идея двух HVDC для расположенных в море ветроэлектроустановок, а также дополнительные статические компенсаторы, SVC, чтобы мы могли подсоединить эту энергию ветра к сильным системам, а не к слабо мощным. То есть соединение точка с точкой. Чтобы избежать перегрузки и круговых потоков. Но в любом случае даже с силовой электроникой то, чего мы хотим достигнуть, 900 гигаватт – это очень много, т.е. это будет действительно очень большая мощность.

Вопрос из зала:

- Не было ответа насчёт стоимости.

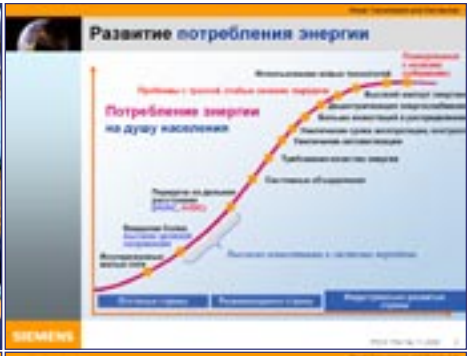
Рецман:

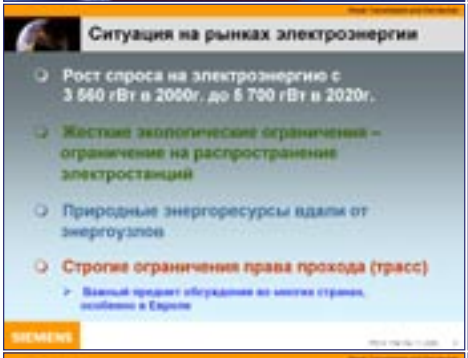
- Что касается стоимости, если вы сравните, например, HVDC, с фазоповоротным трансформатором, то это так же, как сравнить 10 и 20. А FACTS – примерно половина этого. Потому что это в основном один преобразователь, в то время как HVDC использует два. Я надеюсь, это понятно.

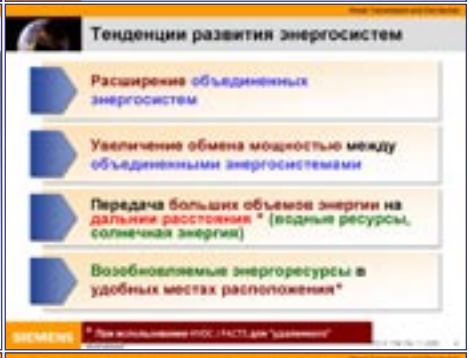
Ведущий Аюев:

- Уважаемые друзья, уважаемые гости. Я просто хочу предложить вам вспомнить о том, что у нас есть ещё один доклад, и задать свои вопросы уважаемому доктору Рецману в перерыве. А сейчас поблагодарить его за замечательное выступление и дать возможность ещё одному докладчику, который заявлен в первой половине нашего симпозиума, выступить. Спасибо большое.

Перспективы развития энергосистем: тенденции & решения
РАО ЕЭС России - - ГОЭЛРО 10.11.05
Преимущества HVDC и FACTS
SIEMENS

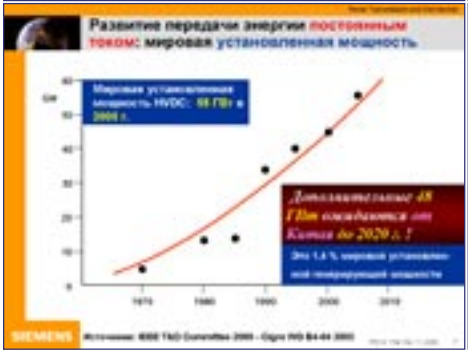

Развитие потребления энергии
Потребление энергии на душу населения
SIEMENS

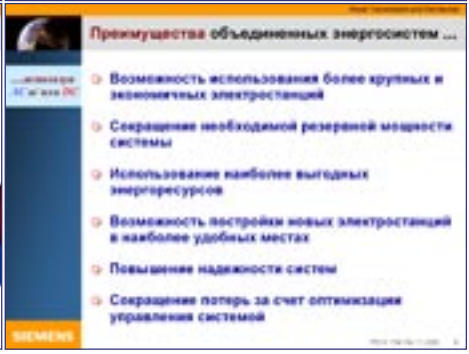

Ситуация на рынках электроэнергии
Рост спроса на электроэнергию с 3 560 гВт в 2000г. до 5 700 гВт в 2020г.
Жесткие экологические ограничения – ограничение на распространение электростанций
Природные энергоресурсы вдали от энергоузлов
Строгие ограничения права прохода (трасс)
Важный предмет обсуждения во многих странах, особенно в Европе
SIEMENS


Тенденции развития энергосистем
Расширение объединенных энергосистем
Увеличение обмена мощностью между объединенными энергосистемами
Передача больших объемов энергии на дальние расстояния * (водные ресурсы, солнечная энергия)
Возобновляемые энергоресурсы в удобных местах расположения*
SIEMENS

Развитие передачи энергии переменным током
SIEMENS

Развитие передачи переменного тока сверхвысокого напряжения
1000 кВ пробная линия в Китае
SIEMENS


Развитие передачи энергии постоянным током: мировая установленная мощность
SIEMENS


Преимущества объединенных энергосистем ...
Возможность использования более крупных и экономичных электростанций
Сокращение необходимой резервной мощности системы
Использование наиболее выгодных энергоресурсов
Возможность постройки новых электростанций в наиболее удобных местах
Повышение надежности систем
Сокращение потерь за счет оптимизации управления системой
SIEMENS

Выгоды гибридного системного объединения

Система 1 | Система 2

a) Связь AC: много линий "с начала", с целью обеспечения устойчивости

b) Связь DC: 1 линии передачи достаточно для устойчивой связи

c) Гибридное объединение AC/DC: гибкое синхронное решение

SIEMENS

Развитие энергосистем: ключевой вопрос – как избежать перебоев в поставке энергии – слабых сечений.

Глобализация / Либерализация — Децентрализация – приватизация; открытие рынков, независимых изменений по передаче энергии (ITC), региональные организаций по передаче энергии (RTO)

«Бойленечки» в энергопередаче — Проблемы самоотрегулирования крупного потока перенаправления & повышение уровня SOC, неустойчивости & потоков системы

Кибернетизация в энергосистеме — Улучшение системы & объединений:
- Более высокие уровни напряжения *
- Новые технологии передачи
- Возобновляемые энергоресурсы

*400 кВ в UCTE : следующий уровень

SIEMENS

Если потокораспределение превышает заданный критерий: отключение

«Видоизмененные» фото со спутника

Экстремальные причины:
- Перегрузка в крупных потоках
- Провалы в низких напряжениях

взгляд на событие 8/ 14/ 2003 г.

Очень крупный выход из строя в США и

SIEMENS

Область отключения: «настоящие» снимки

До отключения

Источник: ETRC 2003

SIEMENS

6 недель после отключения в США - крупное отключение в Италии ...

... Риск распространения помех на UCTE был очень высок

Источник: «DIMETS Fachtagung 10./11. 9.2004 Jena, Germany»

SIEMENS

Вид линии «Лукманиер» в 380 кВ ...

Причины аварии: Энергосистемы не были сконструированы для «крупномасштабных» поставок энергии в ежедневно меняющихся характеристиках нагрузки.

... около перекрытия деревом

Источник: Digital Photo Session

Конечная проблема многих сегодняшних энергосистем:

Сети работают на пределе

SIEMENS

UCTE – шаги к расширению системы ...

В результате ... UCTE будет очень большой

NORDEL

Зоны 1 & 2 «десинхронизованы» с 10/ 10/ 2004 г.

IPS/UPS

UCTE

Возможности объединения сети

Турция

SIEMENS

Передовые системы передачи энергии

Наши решения:

HVDC – High Voltage DC Transmission Systems

FACTS – Flexible AC Transmission Systems

SIEMENS

Передовые компоненты силовой электроники

Тиристоры, управляемые прямым попадание света (LTT)

- На 80 % меньше электронных деталей
- Отказустойчивые вентили согласно стандарту UL
- Высокая надежность

Компонент вентилей – пример в помещении для HVDC

Модуль

Тиристор

SIEMENS

Передовые компоненты силовой электроники

Тиристор, управляемый прямым попаданием света (LTT)

- На 80 % меньше электронных деталей
- Отказустойчивые вентили согласно стандарту UL
- Высокая надежность

Компонент вентилей – пример для FACTS

Модуль

Тиристор

SIEMENS

UCTE: улучшение потокораспределения с помощью FACTS/HVDC

Регулирование потокораспределения

Неуправляемое потокораспределение

Выгоды:

- Регулирование потокораспределения
- Основа для договоров по приобретению энергии

SIEMENS

Встречно-параллельное соединение HVDC – преобразовательная станция «Виджиажия Смит»

Задача: объединение отдельных энергосистем США, регулирование напряжения и демпфирование колебаний мощности – "FACTS-ВЭВ"

Без HVDC

с HVDC

SIEMENS

«Кахора Бесса» HVDC

GMPC: главный регулятор мощности в сети с применением технологии GPS

Botswana

Zimbabwe

Apollo

South Africa

SIEMENS

Новое кабельное соединение DC «Нектун-РТС», США

Дэ Стерн, президент компании «Нектун-РТС»: "Важная роль передачи энергии посредством новых высоких напряжений будет возрастать, особенно в случае необходимости встраивать энергогенераторы, источники которых находятся далеко от мест потребления"

SIEMENS

Передача на дальние расстояния HVDC «Гуэй-Гуэнь»

Тиристорный модуль

Мощность: 3000 МВт

Напряжение: ± 500 кВ

Контракт: 1 ноября 2001 г.

Проект завершен за 9 месяцев до срока сдачи в сентябре 2003 г.

Тиристор 8" LTT со встроенной защитой от перенапряжения

SIEMENS

Китай: преимущества активного демпфирования с помощью HVDC & FACTS в гибридной системе AC-DC

Динамические результаты

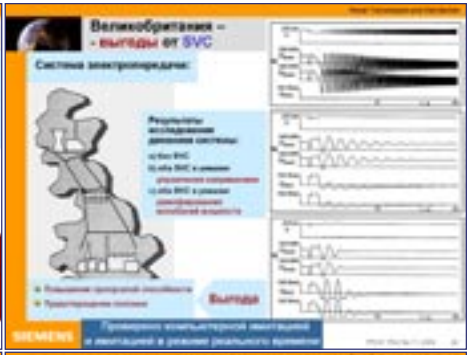
a – без модуляции мощности

b – с модуляцией мощности управления HVDC

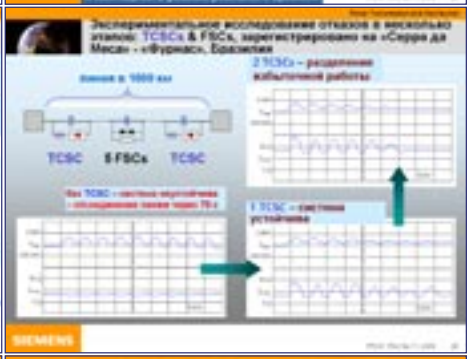
c – дальнейшее улучшение с «Нектун» TCSC/FSC

SIEMENS

SVC «Бом Иезус да Лапа», «Энерпьяузер», Бразилия
500 кВ, +/-250 МВАр – использование контейнеров
Регулирование напряжения
Регулирование реактивной мощности
Демпфирование колебаний мощности
Контроль за небалансом (возможность)
Выгода:
Улучшение качества напряжения
Увеличение устойчивости
Избежание поломок
SIEMENS

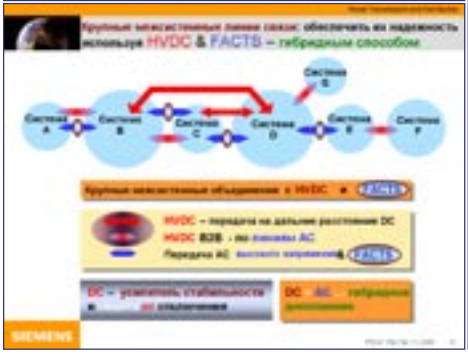

Великобритания –
- выгоды от SVC
Система электропередачи:
Выгода
SIEMENS

FACTS – применение для последовательной компенсации
TCSC/TPSC
FSC
FSC (последовательная компенсация постоянной мощности)
Управляемая последовательная компенсация
SIEMENS


Экспериментальное исследование отказов в несколько этапов: TCSCs & FSCs, зарегистрировано на «Серра да Меса» - «Фурнаис», Бразилия
линия в 1000 км
TCSC
5 FSCs
TCSC
2 TCSCs – разделение кольцевой работы
1 TCSC – система устойчива
SIEMENS

«Фенджи» 500 кВ установленная последовательная компенсация, Китай
2x 600 МВАр - уровень компенсации линии - 35%
Отсутствие энергии менее 1 - 3 дня
Коммерч. эксплуатация с июня 2006 г.
SIEMENS

Передача требует ...
устранения
Слабых сечений
и ограниченной пропускной способности за счет передовых технологий
SIEMENS


Крупные межсистемные линии связи: обеспечить их надежность используя HVDC & FACTS – гибридным способом
Система A
Система B
Система C
Система D
Система E
Система F
Система G
HVDC – передача на дальние расстояния DC
HVDC B2B - без линии AC
Передача AC высокого напряжения
DC – усилитель стабильности
DC - AC гибридное решение
SIEMENS

Вопросы & обсуждение
Каковы выводы?
HVDC и FACTS необходимы для передачи электроэнергии
SIEMENS

HVDC B2B – в качестве
межсистемной линии
или регулятора
потокораспределения
«Этцвейрихт», пример из
Германии
SIEMENS

HVDC потери: пример B2B «Этцвейрихт»
3%
3%
4%
37%
33%
Для собственных нужд
Сглаживающий реактор
Цепи фильтров
Вентили
преобразователя
Трансформаторы
преобразователя
Общие потери B2B : близки к 1 % (всего лишь)
SIEMENS

HVDC B2B в качестве объединяющей линии –
«Вестэш», Техас, США
SIEMENS

Виктор Владимирович
Агроскин

Techinvestlab.com, Россия

Рынок пропускной способности сетей

Ведущий Аюев:

- Пожалуйста, господин Виктор Агроскин.

Доклад Виктора Владимировича Агроскина

- Спасибо. Я постараюсь быстро, мне досталось не самое приятное время перед обедом. Я хотел бы подчеркнуть, что мы видели, что у нас очень часто в качестве примеров используются примеры, связанные с сетями, связанные с расшивкой узких мест. Упоминались, конечно, другие аспекты надёжности, аспекты, связанные с критерием «n-1», аспекты, связанные с противоаварийной автоматикой. Наверное, это как-то связано с тем, о чём буду рассказывать я.

Всё-таки сети, сетевые возможности, проблемы в сетях, проблема резервов, проблема мощности – они наиболее легко, наверное, поддаются рыночным или квазирыночным решениям. Для многих других проблем, для проблем «n-1», для регулирования частоты, рыночные решения находятся с гораздо большим трудом. И нет стандартных, нет таких простых методов, с помощью которых можно перейти от более или менее известных решений в ситуации вертикально-интегрированных компаний, в ситуации регулируемых отраслей к рыночным механизмам. Я тоже буду рассказывать про сетевые в основном аспекты надёжности. Но постараюсь в начале показать какие-то общие подходы, которые могут быть применены с некоторым уровнем творчества, с некоторым уровнем экономической и технологической фантазии, и к иным аспектам надёжности.

Рынок может быть применён, рыночные механизмы. Конкуренция может быть применена во многих сферах, будем надеяться, что во всей электроэнергетике. В общем-то, во многих случаях применение рыночных механизмов связано со сложными математическими моделями, но основной наш рынок, рынок электроэнергии тоже в значительной степени основывается на сложной математической модели. Наверное, сидящих здесь, принимающих решения, планирующих энергосистемы, не запугать некоторой условностью математических моделей.

Мы знаем, что электроэнергетика – это та сфера, в которой сложная математика, может быть, работает лучше, чем на каком бы то ни было ином рынке. Итак, долгосрочная надёжность на дерегулированном рынке зависит от многих аспектов и по поводу любого критерия, любого принципа надёжности можно поставить ряд вопросов.

Эти вопросы такие:

- каковы механизмы долгосрочного развития энергосистемы в связи

с предъявлением к ней некоторых критериев?

- каковы механизмы выбора и финансирования проектов, которые направлены на достижение тех или иных критериев надёжности?

- каковы механизмы распределения и оплаты выгод и издержек, которые появляются в результате улучшения системы?

- каковы механизмы распределения этих выгод между участниками рынка и механизмы сбора и получения денег.

И по большому счёту во всех этих сферах мы встречаем два ответа. Первый ответ – это рынок. И мы изучаем возможность использования частной инициативы, конкуренции для привлечения инвестиций. И нам известен традиционный ответ на эти вопросы: централизованное планирование, решение через регулятивные механизмы.

Из экономической теории нам также известно, что рынок работает в строго определённых условиях. Для того, чтобы в той или иной сфере заработал рынок, должны быть определены права собственности и обязательства лиц, участвующих в рынке. Должны присутствовать ценовые сигналы, т.е. в той или иной торговой инфраструктуре, тем или иным способом должны формироваться цены, на которые ориентируются участники. Должны быть механизмы оплаты всех неявных издержек, то, что называется на экономическом языке «экстерналитис». Должна присутствовать рыночная инфраструктура, т.е. любой рынок должен иметь возможность рассчитать обязательства, собрать деньги, распределить деньги от покупателей к продавцам. Ну и ещё есть условия, о которых я расскажу чуть попозже.

Секьюритизация, возможность секьюритизации прав и обязанностей и возможность далее смещать во времени, т.е. превращать торгуемые инструменты, финансовые инструменты в инструменты привлечения финансирования от лиц с одними временными предпочтениями к лицам с иными временными предпочтениями.

Что касается надёжности, то «за» и «против» рынка тоже хорошо известны. Надёжность, как комплексное понятие для энергосистемы, пока что на язык рынка практически не переведена. Надёжность в целом – это неопределённая услуга. Известно, что она оказывается всем участникам рынка, известно, что она всеми же и оказывается. То есть, собственно говоря, она оказывается неизвестно кем. Мы знаем, что большинство субъектов инфраструктуры: системный оператор, администратор торговой системы, государство - все они говорят, что только содействуют оказанию услуг по надёжности. А собственно саму услугу оказываете вы все и сами себе.

Понятно, что в таких условиях с рынком разбираться следует,

начиная с самых базовых, теоретических основ. На таком неопределённом основании невозможно построить никаких экономических отношений. Экономическая теория накрутила много вокруг проблем, похожих на надёжность, проблем инфраструктурных, и мы называем это «ложные проблемы» - проблема общественных благ, проблема безбилетника – этакие книжные примеры из экономической теории.

На самом деле, кроме самих вопросов, на них уже известны и ответы. Известно, что подлинной проблемой является неопределённость прав собственности и контрактных обязательств. И что после того, как эти права могут быть определены, появляется право рисковать своими инвестициями, право распоряжаться своим имуществом, право устанавливать цены на те или иные услуги. После этого то, что мы называем «ложными проблемами», отходит в сторону, и рыночные отношения могут быть организованы по поводу гораздо более широкого спектра товаров и услуг, чем мы себе это сегодня представляем.

Перейдём к сетевым аспектам надёжности. Я буду тоже говорить о примере рынков, попытке развития рынка в сетях, но инструменты, механизмы, применимы и к остальным аспектам надёжности, не только к сетевым.

Очевидно, что единая энергосистема воспринимается как инструмент обеспечения надёжности. Понятно, что все электроэнергетики, ответственные за надёжность, мечтают о медной сковородке, на которой не надо решать никаких проблем сетевых ограничений. Понятно, что стремление к этому состоянию никогда не будет достигнуто. И нам надо приучаться жить в той ситуации, которая есть. В ситуации сетей очень разных, ситуации сетей, созданных на самом деле для одних условий, как подчёркивали многие предыдущие докладчики, а эксплуатирующиеся в других условиях. Не секрет, что Россия, может быть, тоже в другом направлении движется: от сети, построенной для централизованной системы к сети, работающей в условиях децентрализованных. Нам рассказывали, что в Западной Европе обратная ситуация. Сеть изначально построена для децентрализованной работы, там вынуждена работать в условиях централизации. Но и та, и другая проблема находят свои экономические решения.

Основным таким решением на сегодня является узловая модель рынка, которая характеризуется такими известными, полезными для дальнейшей работы в сфере внедрения рынка сети аспектами. Во-первых, узловая модель рынка позволяет формировать ценовые сигналы для сетевых ограничений, и в узловую модель рынка встроен механизм сбора оплаты за сетевые ограничения, тот самый фонд разницы узловых цен, который сегодня упоминался. Достаточно ли этих стимулов и наличия

этих свойств узловой модели рынка для повышения надёжности?

Пока что мы выясняем, что действующий механизм, т.е. раздача участникам фонда разницы узловых цен, является худшим решением. Мы не наблюдаем никаких стимулов, направленных на развитие сети, хотя ценовые сигналы у нас есть. Рыночная инфраструктура для сбора денег в рамках нынешней расчетной системы создана, но пока еще нет даже самых базовых правовых экономических трактовок фонда разницы узловых цен. Мы не знаем, что такое сетевые ограничения, отчего они возникают. Препятствуют ли это участники рынка друг другу или, наоборот, сетевая компания создаёт сетевые возможности. Обсуждаются непрерывно различные варианты распоряжения фондом разницы узловых цен как включение на уменьшение тарифа, так и на целевые инвестиции в сети.

Пока что принят принцип раздачи участникам. Однако и принцип раздачи участникам может быть внедрён разными способами. И нынешний способ пропорционального распределения на самом деле не стимулирует участников ни на какие экономически разумные, экономически оправданные действия. Каковы могут быть такие экономически разумные, экономически оправданные действия? Известно, каким образом можно попытаться направить средства, собираемые через фонд разницы узловых цен, на экономическое стимулирование того или иного поведения участников рынка. Через секьюритизацию прав, через превращение прав на передачу электроэнергии в финансовые права на передачу. Я наверно не буду здесь останавливаться подробно на том, как это работает. Финансовые права на передачу являются способом получать разницу узловых цен между двумя узлами сети, умноженную на величину контракта, который куплен. Их первичное назначение, то для чего они были реально придуманы и появились, это быть инструментом хеджирования рисков разницы узловых цен на основе прямых договоров. Как вы знаете, имея модель рынка, пул, в котором разрешены прямые договора, вы можете застраховать себя от колебаний узловых цен путём заключения прямого договора генератора и потребителя. Но это не 100%-ное хеджирование, потому что генератор и потребитель, заключившие прямой договор, обязаны оплачивать разницу узловых цен в связи с необходимостью оплаты сетевых ограничений, ну и маржинальных потерь. Как механизм, помогающий застраховаться и от этого риска тоже, появились такие контракты на пропускную способность как финансовые права на передачу. Но в дальнейшем, непосредственно после их появления, появилось большое количество теоретических работ, которые показывают, что эти же инструменты могут участвовать в создании системы долгосрочных финансовых стимулов для инвестиций в новые сетевые мощности.

Задача обеспечения рыночных инвестиций в развитие сетей

направлена на то, чтобы инвестор, который создаёт для участников дефицитный ресурс, получил за это оплату. Оплата, понятно, услуга, которую оказывают на маржинальном узловом рынке, - сеть. Услуга, которую оказывает линия передачи потребителям и генераторам. Это в конечном итоге снижение выплат в фонд разницы узловых цен за счёт ликвидации сетевых ограничений. Именно снижение этой разницы, снижение выплат, которое участники совершают по сравнению с ситуацией отсутствия сети, и должна быть направлена, в какой-то пропорции распределена в пользу инвестора, для того, чтобы окупить его инвестиции.

Теоретически рассматриваются две модели возврата инвестиций, отличающиеся правовой базой, имеющие в основе один и тот же рыночный механизм в рамках нашей модели рынка. Это эмиссия финансовых прав на передачу инвесторам. Т.е. инвестор, претендующий на реализацию сетевого проекта, выступает эмитентом долгосрочных прав на передачу, распродаёт их участникам, строит те самые сетевые объекты, эксплуатация которых в дальнейшем позволяет ему не оплачивать права, т.е. он собирает деньги, а в дальнейшем участники не несут более расходов на оплату разницы узловых цен. И эти деньги являются доходом инвестора, построившего сеть.

Вторая модель, экономически эквивалентная первой, отличается от нее правовыми и некоторыми модельными аспектами – в частности, инвестор, построивший сеть, получает дополнительные финансовые права на передачу, имеющие положительную стоимость. Т.е. он перераспределяет фонд разницы узловых цен, который формируется после строительства новой сети. Перераспределение осуществляется в пользу инвестора. Инвестор вправе либо сам воспользоваться плодами этого перераспределения, например, для собственных нужд организовывать передачу электроэнергии с меньшими издержками, либо передать эти права тем, кто в них нуждается.

Во всех этих механизмах, как и в самом рынке электроэнергии, высока роль рыночной инфраструктуры. Рыночная инфраструктура - это та совокупность институтов, которая организует спотовый рынок и формирование узловых цен. Мы слышали на примерах Америки, Европы, и мы знаем на примере России, что конфигурация этих институтов различна. Наверно, в самом широком смысле в этот список надо включить целиком федеральную сетевую компанию, системного оператора, организаторов торговли и даже государственные регулирующие органы. Совокупность инфраструктурных институтов, которая в дополнение к организации спотового рынка может организовать рынок прав на передачу их размещения, условия обращения на первичном и вторичном рынке и создать те элементы инфраструктуры, которые инвесторам

понадобятся для оценки инвестиционных проектов с точки зрения возможности зарабатывания денег через эмиссию прав на передачу. И далее реализовывать эти проекты, тем самым получив инвестиционный доход.

Надо отметить ещё одну, очень важную роль инфраструктуры - роль государства и системного оператора. Реализация таких проектов с одной стороны требует заключения долгосрочных контрактов между инвестором и производителями, участниками, потребителями рынка. С другой стороны, понятно, что выгоды от эксплуатации новой сети реализуются только в том случае, если системный оператор в дальнейшем при определении диспетчеризации сети принимает во внимание возможность улучшения ценовой ситуации на рынке за счёт использования новых сетевых объектов. Отношения по поводу этих механизмов инвестиций с привлечением прав на передачу – это многосторонние отношения, связывающие и рыночную инфраструктуру. В том числе в первую очередь системного оператора, и сетевую компанию, и инвестора, и всех участников рынка, которые планируют получить какие-то выгоды.

Есть ряд стран, в которых финансовые права на передачу электроэнергии используется только как инструменты хеджирования. Но на примере рынка в PJM и Новой Англии видно, что это регионы, в которых создана возможность использовать финансовые права на передачу как источник для финансирования строительства коммерческих линий. Это достаточно свежий пример в Соединённых Штатах или в Австралии. А литература на эту тему пока что является скорее научной литературой, предметом публикации в научных журналах. Тем не менее, речь идёт о том, что хорошо бы нам держаться на переднем крае науки и не догонять в каких-то аспектах развитие зарубежных энергетических рынков. А пытаться работать на том же переднем крае, на котором работают наши зарубежные коллеги.

Спасибо за внимание.

Вопросы к Виктору Владимировичу Агроскину

Вопрос из зала:

- Модель эта очень понятная и абсолютно точная, но что делать с «проблемой швов» между государствами? Где-то есть узловые цены, где-то их нет. Что делать в тех случаях, когда необходимо построить линию в том месте, которое соединяет территорию, где работает система с узловыми ценами и ту территорию, где такой системы нет?

Агроскин:

- Для этого используются физические права на передачу, которые,

конечно, отличаются от финансовых прав. Это отдельная тема. Она сейчас активно разрабатывается в рамках соответствующей рабочей группы администратором торговой системы. Это несколько иной механизм. Там нет возможности выплатить финансовую компенсацию, и владелец физических прав попадает в диспетчерский график только в том случае, если у него есть эти права. Если у него нет прав, он просто не попадает в диспетчерский график, он не получает право совершения контракта. На границах единой энергосистемы, там, где лежат границы между зонами компетенции, по обе стороны границ могут быть системные операторы, оперирующие узловыми рынками. Если они координируют свои действия, если они осуществляют планирование в рамках единого алгоритма, то на такой границе финансовые права уступают место физическим правам.

Вопрос из зала:

- Скажите, пожалуйста, в предыдущем слайде было написано, что когда будут построены линии электропередач, должна быть обеспечена оптимальная загрузка вновь построенных линий. Что такое оптимальная нагрузка, по какому критерию определяется оптимальность, и как вообще её достичь, если это линия не FACTS?

Агроскин:

- Нет, конечно, об оптимальности я не помню. Если я говорил это слово, я прошу прощения. А идея направить инвестиции в сетевой объект в условиях узловых цен возникает тогда, когда мы объективно видим разницу узловых цен, которая не позволяет направить энергию лучшего генератора в какой-то энергорайон. И когда мы отмечаем этот факт, мы смотрим, насколько возможно расшить эти узкие места с помощью строительства сети. На этом этапе с участием системного оператора и с участием организатора торговли выполняются моделирующие расчёты. И если они говорят, что это возможно, если они говорят, что при условии строительства новой системы будут такие режимы, которые обеспечат снижение цен в целевом регионе, то дальше необходимо всего лишь чтобы системный оператор в дальнейшем придерживался именно такой диспетчеризации. Понятно, что построенная даже с одной целью линия может быть в дальнейшем использована совершенно для других целей. Например, есть просто критерий глобальной оптимизации, когда, соединив один регион с другим, можно выяснить, что с помощью этой линии гораздо эффективнее было бы снизить цены в третьем регионе, изначально не принимавшийся во внимание. И понятно, что для инвестора такая ситуация будет невозможна. Эта линия должна быть использована как раз для снятия ограничений, для которых она изначально была запланирована, и которые были оплачены теми, кто собирался получить от этого выгоду. Иначе получится, что те, кто оплатил строительство линий, например, через покупку прав на передачу, остались с носом. В их регионе разница узловых цен сохранилась,

а бенефиты начали получать потребители или производители какого-то другого региона. В этом смысле системный оператор должен в дальнейшем соблюдать условия тех договорённостей, которые привели к реализации инвестиционного проекта.

Обед

Рынок пропускной способности сетей

Круглый стол
«Методы обеспечения надежности электроснабжения в мировых энергосистемах – история и современность»

10 ноября 2005 года

Долгосрочная надёжность на дерегулированном рынке электроэнергии

Вопросы
- Механизмы долгосрочного развития энергосистемы?
- Механизмы выбора и финансирование проектов развития?
- Механизмы распределения и оплаты сетевых выгод и издержек (network externalities)?

Варианты ответов
1. Рынок, частные инициативы и инвестиции
2. Централизованные планирование развития, распределение выгод и издержек

Когда и как работает рынок?

- Определённость прав и обязанностей (собственность, услуги, контракты, обременения)
- Наличие ценовых сигналов (организованные рынки, раскрытие информации)
- Оплата всех неявных издержек (externality interiorization)
- Рыночная инфраструктура (клиринг и расчёты)
- Секьюритизация прав и обязанностей
- Вторичный рынок
- Дисконтирование и сдвиг временных предпочтений

«За» и «против» рынка

- «Надёжность»: неопределённая услуга, оказываемая всем неизвестно кем
- Ложные проблемы: общественное благо, проблема безбилетника
- Подлинная проблема: неопределённость прав собственности и контрактных обязательств
- Основные права: право рисковать своими инвестициями, распоряжаться имуществом и устанавливать свободные цены

Пример: Сетевые аспекты надёжности энергосистемы

- Единство энергосистемы – инструмент обеспечения надёжности
- Мечта о «медной сковородке»

- Узловая модель рынка:
  - Формирование ценовых сигналов для сетевых ограничений
  - Механизм сбора платы за сетевые ограничения – фонд разницы узловых цен
- Есть ли стимулы для повышения надёжности?
  - Раздача участникам – худшее решение

Узловые маржинальные цены в ЕС

Цена А	Генерация А	Нагрузка А	Нагрузка Б	Нагрузка Б	Генерация Б	Цена Б
10	100	50	50	100	50	10
10	150	50	150	300	150	30

Фонд разницы узловых цен

- Есть ценовые сигналы
- Введена оплата неявных издержек
- Действует рыночная инфраструктура
- Не определены права и обязанности сторон – нет правовой трактовки для экономической ценности ограниченных сечений
  - Сетевые ограничения – участники рынка препятствуют друг другу?
  - Сетевые возможности – продукт сетевой компании?
  - Сетевые ограничения – результат деятельности сетевой компании?
- Варианты распоряжения фондом
  - На компенсацию издержек сетевой компании (уменьшение тарифа)
  - На целевые инвестиции в сети – сохранение монополии при утилизации рыночных сигналов
  - Раздача участникам – принципы?

Рынок пропускной способности

- Экономическая эффективность метода распределения редкого ресурса:
  1. Предоставление ресурса тому, кто его больше ценит
  2. Формирование ценовых сигналов для инвестиций
  3. Доход на инвестированные средства
  4. Компенсация фиксированных и переменных издержек
- Недостатки государственной монополии с регулируемыми ценами – не работают принципы 2-4

Секьюритизация прав: ФПП (FTR)

- Финансовые права на передачу – права на долю в фонде разницы узловых цен
- Право получать (или обязательство выплачивать) разницу узловых цен между двумя узлами сети, умноженную на величину контракта
- Появились как инструмент хеджирования рисков разницы узловых цен для прямых договоров
- Могут создать систему долгосрочных финансовых стимулов для инвестиций в новые сетевые мощности

Задача: обеспечение рыночных инвестиций в развитие сетей

- Инвестор в «коммерческие магистральные линии» –создание дефицитного ресурса
- Потребители и генераторы– снижение выплат в фонд разницы узловых цен за счёт ликвидации сетевых ограничений
- Две модели возврата инвестиций:
  - Эмиссия финансовых прав на передачу инвесторам – дисконтирование будущих платежей генераторов и потребителей
  - Выдача инвестору дополнительных финансовых прав на передачу, имеющих положительную стоимость – перераспределение фонда в пользу инвестора

Роль рыночной инфраструктуры

- Организация спотового рынка и формирование узловых цен
- Тесты на совместимость прав на передачу
- Организация первичного и вторичного рынков прав
- Оценка инвестиционных проектов на совместимость прав на передачу и выпуск дополнительных прав
- Обеспечение оптимальной загрузки вновь построенных линий

Мировой опыт торговли правами

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

Литература

- Electric Grid Investment Under a Contract Network Regime, James Bushnell, Steven Stoft, 1996
- Grid Investment:Can a Market Do the Job? James Bushnell, Steven Stoft, 1996
- TRANSMISSION MARKET DESIGN, William W. Hogan, 2003
- Merchant Transmission Expansion Based on Financial Transmission Rights, Tarjei Kristiansen, 2005

TechInvestLab.com
мы пришли организовать вам рынок

Агроскин Виктор Владимирович

- http://www.techinvestlab.com
- Почта: vic5784@gmail.com
- Телефон +7(095)748-5388

Владимир Чалович

KEMA International, Швейцария

SCADA/EMS Методы повышения надежности

Ведущий:

- Дорогие коллеги, предлагаю вам занять свои места и продолжить заседание нашего круглого стола. И по теме SCADA/EMS предлагаю выступить господину Чаловичу из компании «KEMA International».

Доклад Владимира Чаловича

- Дамы и господа, хотел бы начать рассмотрение новой темы сегодняшнего круглого стола, которая будет посвящена техническим средствам усовершенствования надёжности энергосистем.

В первой строчке вы видите SCADA/EMS, или управление энергосистем. Я расскажу о возможных разработках в этой области. Когда сегодня говорится о SCADA как системе энергоуправления, то речь идёт о новейших системах управления, которые используются операторами систем. Именно они устанавливают современные стандарты. Причём речь идёт не только в контексте размера российской системы, речь идет также о сложности российской системы. Именно поэтому необходимы современные методы управления после того, как в Россию был внедрён проект SCADA/EMS, для усовершенствования функций надёжности. Мы поговорим о функциях надёжности. Мы поговорим о том, что можно сделать в будущем.

Вот на этом слайде речь идёт о размере сектора в том, что касается потребления электричества и производства электроэнергии. По обеим этим категориям Россия занимает 4 место, как вы видите. Как система, объединённая с другими системами, и в том, что касается отдельно взятых систем, эти системы являются крупнейшими в мире.

Вот это – иерархическая структура операторов систем. Она может подразделяться на три уровня. Операторы системы – это центральная диспетчерская. Это - высший уровень, эти люди отвечают за надёжность объединённой энергосистемы России, за взаимосвязи между системами, за частоту, которая поддерживается в системе. Второй уровень, который вы видите здесь, состоит из нескольких областных диспетчерских. Каждый из областных диспетчерских центров контролирует определённую часть российской общей системы. И имеется также 55 региональных диспетчерских центров. Проект, который сейчас реализуется, представляет собой международный тендер на SCADA/EMS, который предлагается двум верхним уровням этой иерархической структуры, центральному диспетчерскому центру и областному диспетчерскому центру. Сейчас речь идёт о модернизации третьего иерархического центра, т.е. региональных диспетчерских центров. Это выполняется российскими компаниями.

Когда мы с вами обсуждаем технические средства, надёжность

SCADA/EMS находится в самом центре этого круга, этих технических центров. Помимо надёжности, конечно, речь идёт об усовершенствовании рыночных операций, после рыночных операций у нас здесь есть область урегулирования счетов, финансовые отчётности, вспомогательные функции. Всё это обеспечивается нашими системами. Решение продолжать в России реализацию проекта SCADA/EMS основано на двух факторах: первый – это оказание поддержки рыночным операциям и обеспечение рыночных операций. Вторая причина состоит в вопросах надёжности, которую необходимо обеспечить.

Как я уже сказал, существующие ныне операторы систем, которые пользуются SCADA/EMS - чем они занимаются?

Во-первых, проводят оценку текущего состояния, включая параметры и топологию сетей, анализ внештатных ситуаций, динамических нестандартных внештатных ситуаций, плюс ко всему – динамической стабильности. И сюда же относятся внештатные ситуации, меры по исправлению внештатных ситуаций, по поддержанию стабильности напряжения. Вопросы надёжности в том, что касается области планирования, не обеспечиваются графиком техобслуживания линии передачи и блоков генераторов. А также ещё одна функция – это расчёт динамических пределов. Все эти функции помогают нам найти оптимальные и субоптимальные решения.

Динамический аспект надёжности включается в режим реального времени при расчёте динамических пределов. Здесь проводятся исследования, в зависимости от топологии сетей, эти лимиты или эти пределы могут пересчитываться в режиме реального времени. Хотя в начале они определяются не в режиме реального времени. Как вы видите, здесь речь идёт о целом наборе функций, которые и определяют существующие современные стандарты.

Следующий вопрос, когда речь идёт об усовершенствовании надёжности – это то, что мы называем «демонстрация данных по безопасности в режиме реального времени». Что это за демонстрации? Здесь очень быстро предоставляется необходимая информация, информация доходит до операторов. Это информация по состоянию энергосистемы. Например, вот этот вот дисплей. Когда мы говорим демонстрация, мы имеем в виду дисплей компьютера. На этом дисплее выводятся индексы по выработке по всей области. И также выводятся данные по надёжности всей системы.

Если посмотреть на следующий экран, на следующий дисплей, то здесь речь идёт о другом примере. Видите, какой неблагоприятный погодный фронт идёт? И он, конечно, может сказаться как на потреблении, так и на выработке. Как вы видите, здесь речь идёт не только о функциях,

речь идёт об интерфейсах. Оператор системы, когда получает такую информацию в режиме реального времени в системах SCADA/EMS, получает безусловные преимущества.

Итак, возвращаемся к основным вопросам надёжности в контексте SCADA/EMS.

SCADA/EMS осуществляет определённую поддержку системы на случай каскадных отключений. Речь идёт о крупномасштабных отключениях. Основные причины каскадных отключений могут быть либо перегруз, перегрев, либо нарушение стабильности частоты, стабильности угла поворота, стабильности напряжения и т.д. и т.п. Системы SCADA/EMS, которые сейчас существуют, как следует работают только по вопросам термальных перегрузок в режиме реального времени, в контексте каскадных отключений.

Вопросы стабильности энергосистемы рассматриваются в контексте планирования и исследования энергосистемы. Именно здесь мы видим возможности дальнейших технических усовершенствований.

С введением систем управления и измерения крупных географических областей произошли серьёзные изменения, серьёзные усовершенствования, потому что здесь речь идёт о системах управления и измерения для больших географических зон или областей. Это системы, используемые для того, чтобы можно было собрать данные высокого разрешения от различных цифровых реле, провести измерение вектора, собрать цифровую информацию об отказах и т.д. В будущем всё большие и большие центры управления будут зависеть от информации, которую они будут получать от стандартных и классических функций SCADA/EMS.

Я бы хотел вернуться к одному из тех вопросов, которые были здесь заданы:«n-1», внештатная ситуация «n-1». И посмотреть, каким образом это делается сейчас в различных энергокомпаниях. Я бы сказал, что в настоящий момент классическая интерпретация или толкование нормальной стадии, когда не происходит никакой внештатной ситуации, когда внештатная ситуация не может привести к выводу оборудования или к серьёзной перегрузке, уже больше не имеет право на существование. Можем посмотреть в качестве примера на итальянские отключения. Была перегрузка на одной линии, потом это сообщилось на другую линию, потом линии провисли, потом произошло короткое замыкание, потом ещё одна линия была перегружена. И через пару минут вся Италия была обесточена. Вопрос, если я правильно всё понял, состоял в следующем. Каким образом схемы управления чрезвычайной ситуацией включены в вопросы безопасности, которые рассматриваются в рамках требования «n-1». Вот это был сложный случай. В том случае ведь речь шла о стадии эксплуатационной, которая нам была известна уже много лет. Мы

надеемся, что если бы была существующая схема, схема чрезвычайной ситуации, при которой бы произошёл немедленный сброс нагрузки, то полного отключения не произошло. Этого не произошло, и в результате система была обесточена, и страна в течение 24 часов не могла восстановить энергоснабжение. Поэтому классическое определение нормальной фазы больше уже, в общем-то, нерелевантно. Большинство систем в настоящее время находится в той стадии, когда им нужен большой уровень контроля, управления и надзора. Нужны технические системы более быстрого реагирования для того, чтобы можно было решить внештатные ситуации.

Где мы видим усовершенствование в области SCADA/EMS?

Речь идёт о наличии периферийного терминала, который предоставляет возможности SCADA. А также системы контроля, управления и измерения больших географических зон. Они позволяют нам воспользоваться новыми дополнительными функциями. В особенности, если речь идёт об обмене информацией между подстанцией и центром управления. Это видно на следующем слайде.

Когда речь идёт об оценке состояния, то сюда, во-первых, будут поступать данные об измерении прямого угла. Плюс ко всему будет большая степень точности по топологии, выявлении погрешностей, оценка параметров и тоже более совершенное определение погрешностей. В том, что касается предсказания состояния систем, можно будет лучше предсказать поведение систем в том, что касается недостаточной частоты или сброса нагрузки. Какие здесь возможны усовершенствования? Во-первых, калибровка в режиме онлайн, динамическое моделирование нагрузки, прогнозы нагрузки – здесь более высокая степень точности. Идёт анализ чрезвычайных ситуаций, или внештатных ситуаций, ибо более точные определения внештатной ситуации зависят от точных измерений.

Всё это, конечно, делает применение систем SCADA/EMS более интеллектуальным. С другой стороны, инфраструктура станет более универсальной. Функции приложения будут распределяться между центрами управления подстанциями. И интеллектуальные электронные устройства, ID, будут связаны напрямую, подключены к Интернету и к другим источникам информации, которые невозможно получить по стандартным каналам связи. Также сама инфраструктура SCADA/EMS может использоваться на автоматических подстанциях. И она же может работать на всех трёх стадиях системы: нормальной, внештатной ситуации и ситуации восстановления. Вообще говоря, существующая автоматизация включается только на стадии чрезвычайной ситуации. В рамках SCADA/EMS это происходит на всех трёх стадиях. Это имеет очень большое значение. Система измерения и управления большими географическими

зонами также будет основана на интеллектуальных электронных устройствах, будет выступать как периферийный терминал, обеспечивать инфраструктуру. Эти системы можно выстраивать на разных уровнях, в разных масштабах - от подстанции до больших центров управления.

Спасибо большое за внимание. Буду рад ответить на вопросы, если они появятся.

Вопросы к Владимиру Чаловичу

Куликов:

- Скажите, пожалуйста, известны ли вам случаи, когда WAMS уже включена в систему SCADA/EMSи если да, то в каких энергосистемах?

Чалович:

- Нет, такого нет в большой степени, в большом масштабе. В Италии во время отключения они только начали проводить исследования в этой области. Италия сейчас устанавливает векторные измерения только в отдельных участках сети, и я бы сказал, что это всё ещё на стадии исследования.

Вопрос из зала:

- Какие проблемы вы видите при включении WAMS в состав SCADA/EMS? Какие трудности могут возникнуть? Спасибо.

Чалович:

- Проблемы будут конечно же. Они возникнут в старых системах SCADA/EMS. У нас есть некоторые системы, они постарше, и они просто не позволяют вводить большие объемы данных или быстро меняющиеся данные. В том, что касается более современных технологий, которые создаются с совершенствованием информационных технологий вообще, более современные системы SCADA/EMS, то они не имеют подобных ограничений.

Ещё одна проблема, которая может возникнуть – это алгоритмическая проблема, алгоритмические ограничения. И в данном случае оператору системы, мы уже говорили об измерениях векторных, которые необходимы для оценки состояния, это важно будет с точки зрения включения WAMS.

Из зала:

- Я бы хотел ответить. Насколько я знаю, уже существуют некоторые примеры, когда WAMS включён в SCADA/EMS. Эта система в основном на западном побережье США существует. Есть одна такая компания California Edison. Но для того, чтобы понять, какого рода эта интеграция, достаточно сказать, что система WAMS обычно основана на измерениях векторных. Для того, чтобы такую функцию внедрить, нужно иметь очень

высокоскоростную телекоммуникационную линию. Например, порядка 2 мегабит в секунду. Цифровую, естественно. И такие системы в некотором роде самодостаточны. Если они концентрированы в центре управления, их интегрируют со SCADA/EMS на возможно низком уровне. То есть, это значит – на уровне диспетчера, на уровне интерфейса пользователя. Поэтому у диспетчера может быть интерфейс пользователя в WAMS в различных точках системы. И другие данные, которые извлечены системой WAMS. Но интеграция не происходит внутри функции EMS. Она просто использует интерфейс системы WAMS. Вот такова ситуация в California Edison. Что касается ближайшего будущего, я думаю, там ситуация будет сходной.

Вопрос из зала:

- Скажите, пожалуйста, у вас идёт такое расширение, а главное – насыщение дополнительной информацией оперативного персонала, диспетчеров, операторов. Но ведь возможности человека по переработке информации ограничены. Поэтому параллельно должен происходить процесс насыщения SCADA/EMS экспертными системами, которые позволяли бы обрабатывать эту информацию. Вот в этом направлении что-то можно сказать? Какие новации предлагаются?

Чалович:

- Да, вопрос состоит во внедрении экспертных систем в качестве просто поддержки работы диспетчеров и специалистов. В настоящее время есть очень успешные примеры внедрения таких экспертных систем. Прежде всего, обработка данных о внештатных ситуациях, о каких-то сигналах тревоги. Здесь требуется знание энергосистемы и нужно знать корреляцию между различными событиями для того, чтобы можно было отфильтровать поступающие данные, поступающие сигналы, которые могут свидетельствовать как о больших проблемах, так и просто представлять собой набор информации, которая идёт к диспетчеру. И была действительно реализация такой системы, экспертной системы, SCADA/EMS. Ещё один есть пример, о котором я только что говорил в контексте РАО ЕЭС – это расчёт динамических пределов топологии сетей. Здесь рассчитываются пределы динамические по потокам. По некоторым линиям их можно даже рассчитать в зависимости от конфигурации, поколения и т.д. Причём идут расчеты именно по динамическим пределам, не обязательно по тепловым пределам. Это ещё одно приложение того, или пример того, как мы включаем экспертные системы в SCADA/EMS.

Было также проведено большое количество экспериментов в том, что касается анализа внештатных ситуаций. С тем, чтобы вместо использования методов расчёта анализа внештатных ситуаций можно было пользоваться готовыми экспертными системы. Тут, правда, я бы

сказал, что из-за очень быстрого развития возможности компьютерной обработки это не было внедрено в системы. Пока. В настоящее время не было внедрено.

Вопрос из зала:

- Ещё вопрос по поводу векторного управления, о котором мы говорили. Мне не совсем понятно, насколько это векторное управление вообще поможет диспетчеру в его управлении режимами, потому что векторное управление, насколько я понимаю, это определение углов и векторов напряжения, т.е. векторосостояния системы, в то время как контроль идёт не по узловым переменным, он идёт по переменным ветвям, в ветвях. По уставкам, как обычно. И, кстати говоря, мне тоже не совсем понятно, причем здесь итальянская авария – почему тут вдруг такой всплеск интереса к векторному управлению? Ведь судя по тому, что было сказано, здесь, к сожалению, может быть проявился частично низкий уровень эксплуатации у наших итальянских коллег. И, во-вторых, диспетчеры должны были смотреть токовую перегрузку линий. Это вообще-то элементарные вещи. И здесь непонятно, почему должно помочь векторное управление.

Чалович:

- Повторю вопрос. Я сам повторю вопрос, потому что русский у меня не очень, я просто хочу удостовериться, что я его понял. Итак, первый вопрос состоял в следующем: почему и как векторное управление или измерение помогло при итальянском отключении? И второй вопрос состоял в том, каким образом векторное управление вообще может быть полезным в контексте SCADA/EMS. Я хотел бы здесь подразделить вопрос на составляющие.

В том, что касается Италии, вообще, там возмущения пошли из Швейцарии. Итальянский диспетчер вообще не мог понять, что происходит в швейцарской сети. Он не понял этого. Весь процесс был похож на информацию, которую получаешь по факсу - что-то произошло, нужно что-то срочно предпринять. Там у итальянцев полчаса ушло на то, чтобы понять, что в системе что-то не то. Вот здесь и должна система векторного управления помочь. И не столько даже векторного управления. Могут помочь результаты других измерений, которые будут поступать к оператору из разных систем.

Второй вопрос, каким образом векторные измерения или векторное управление вообще в принципе может оказаться полезным? Ну, в Италии могло помочь. Там радиальная система. Радиальная сеть на полуострове и управление векторное или измерения векторные в разных частях сети могли бы показать, подходит уже эта система к некоторым пределам устойчивости стабильности или нет.

Вопрос из зала:

- Всё-таки мне кажется, что здесь есть какая-то путаница. Одно дело – когда мы говорим о диспетчерском управлении, и SCADA должна давать ту информацию, которая удобна диспетчеру. Диспетчер же не пользуется углами, он пользуется в основном параметрами в ветвях, т.е. мощностью, напряжением и т.д. А управление, если управление автоматическое - там действительно управление по углам может помочь, это действительно так. Вопрос заключается в следующем: есть ли уже примеры использования вот этой информации об углах в системах автоматического управления.

Чалович:

- Я бы хотел добавить к вашему вопросу кое-что, прежде чем отвечать, прежде чем говорить, есть ли какие-то действительно приложения по аварийной автоматике. Вообще нужно сказать, что векторное управление в контексте SCADA/EMS может быть полезным для оценки общего состояния сети. Это значит, что алгоритмическая часть уже обработает эту информацию и представит её диспетчеру так, что диспетчер её поймёт. Она проходит предварительную обработку. Во-вторых, есть пределы в том, что касается внедрения векторных измерений. Нужно сказать, что аварийная автоматика локализована. По большим географическим зонам аварийную автоматику нужно будет связывать с другой аварийной автоматикой, если речь идёт о большой географической зоне. И поэтому разные углы, данные по разным углам предоставят полезную информацию.

Из зала:

- Ну, во-первых, автоматика необязательно локальна. Ну, во всяком случае, в нашей стране. Если есть централизованная система на автоматике, в которой охватывается большая зона сразу и учитывается и состояние режима, и аварийные возмущения в большой зоне сразу. И представляется, что именно там, в такого рода автоматике, в большой централизованной автоматике, может быть полезно вот такое векторное управление. Но у нас пока нет такого опыта. Я поэтому и спрашиваю, может быть, он есть где-то в другом месте.

Чалович:

- Вопрос состоит в следующем: есть ли такой опыт в каком-то другом месте. Честно говоря, не знаю, могу проверить и потом вам ответить на этот вопрос. Потому что я не знаю.

Из зала:

- Позвольте добавить к вопросу использования углов при измерении сегодня. В основном он ограничен измерениями в широкой зоне. Эти векторы измеряются, показываются диспетчеру и используются в случае повторного подключения. Потому что в условиях реального времени показывает углы, линий которые вы хотите подключить. Я согласен с

теми, кто говорит о том, что Италия – это не первый случай, когда такие измерения использовались. Но это другая проблема. Вопрос здесь был поднят о контроле в аварийной ситуации на основе таких измерений. Типа того контроля, который используется в России при помощи средств классического балансирования. В Квебеке есть система контроля, которая по своей конструкции похожа на антиаварийную автоматику, которая в России годами уже используется. Они изучали эту проблему углублённо. И система широкомасштабного измерения помогает закрыть систему в условиях реального времени, что обеспечивает стабильную устойчивую ее работу. Потому что в условиях Канады Квебек - это очень серьёзная система, ибо осуществлять такую балансировку можно, учитывая возможность генерации на севере и нагрузку на юге. Здесь мы используем измерения для того, чтобы, как и планируется, закрыть контур и использовать информацию в режиме реального времени. Это будет не только предварительное моделирование. И в будущем такие широкомасштабные системы измерения и контроля будут очень перспективны для создания крупных систем. Я надеюсь, что, может быть, моя реплика немножечко помогла ответить на вопрос, который поднял этот господин.

Вопрос из зала:

- Скажите, пожалуйста, почему вы считаете, что WAMS может быть использована только для оценки состояния в составе SCADA/EMS. Ведь и многие другие функции, например, оценка статической устойчивости, оценка устойчивости по напряжению, динамическая устойчивость гораздо более эффективна с применением данных WAMS, данных, полученных с малой степенью дискретности.

Чалович:

- Я согласен, что применение возможно гораздо более широкое. Собственно, об этом и говорилось на одном из предыдущих слайдов. Я говорил об оценке состояния, потому что это даёт базу данных для других применений, но здесь вы видите более широкий спектр областей применения. Я согласен с вами во всём.

Комментарий из зала:

- Да, мы можем сказать, что применение WAMS наиболее эффективно при оценке состояния, но, тем не менее, даёт важное преимущество и в других случаях, которые вы упомянули.

Ведущий:

- Спасибо, господину Чаловичу.

RAO UES Round Table

SCADA/EMS

Methods of Reliability Improvements

Vladimir Calovic

November 10, 2003

KEMA

KEMA

Presentation Summary

- Introduction
- SO-CDU for UESR SCADA/EMS
- SCADA/EMS Reliability Functions
- Future Improvements
- Observations

KEMA

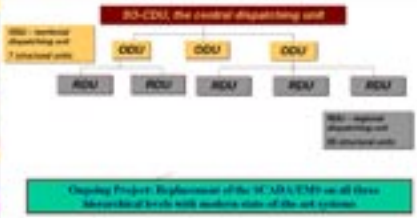
Size of the sector

Rank	Country	Electricity – consumption (mln)	Date of information
	World	[illegible]	[illegible]
1	United States	[illegible]	[illegible]
2	China	[illegible]	[illegible]
3	Japan	[illegible]	[illegible]
4	Russia	[illegible]	[illegible]

Rank	Country	Electricity – production (mln)	Date of information
	World	[illegible]	[illegible]
1	United States	[illegible]	[illegible]
2	China	[illegible]	[illegible]
3	Japan	[illegible]	[illegible]
4	Russia	[illegible]	[illegible]

KEMA

SO-CDU Hierarchical Structure



Ongoing Project: Replacement of the SCADA/EMS on all three hierarchical levels with modern state of the art systems

---

KEMA

Restructured Energy Systems Real-Estate

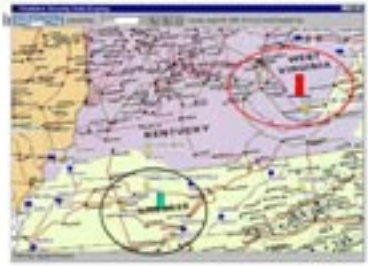
KEMA

Reliability Improvements for SO-CDU SCADA/EMS

- State Estimation incl. parameter and topology estimation
- Contingency Analysis incl. dynamic contingency redefinition
- Contingency Constrained OPF, incl. remedial action
- Dynamic and Transient Stability, close to real-time
- Voltage Stability
- Advanced Generation and Transmission Maintenance Scheduling
- Dynamic Limit Calculator

KEMA

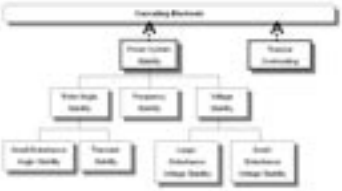
Real-time Security Data Display - Probabilistic Reliability



KEMA

RSDD: Progression of severe weather

Main Reliability Issues

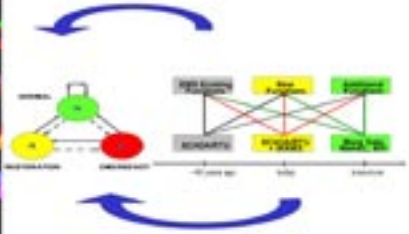


Wide Area Measurements & Control Systems

- Systems that are used to monitor, assess and enhance power system security over large geographic areas
- Systems that are used to gather high resolution sensory data from
  - digital relays,
  - phasor measurement units,
  - digital fault recorders
  - sequence of event recorders etc....

  and to transmit system control & command signals to the power system.
- Decision making process relies on the information derived from the EMS/SCADA and the WAMS data.

Data Integration & Expansion of the Functional Space



Impact of WAMS on Existing EMS Functions

Existing Function	RTU	WAMS	Improvements
State Estimation	✓	✓	Direct angle measurements Reduced measurement time skew Increased Accuracy
Topology Estimation	✓	✓	Improved Error identification
Parameter Estimation	✓	✓	Improved Error identification
System State Prediction	✓	✓	Anticipation of system behavior
UF Load Shedding – using wide area frequency phasors	✓	✓	Coordination of LS actions
Dynamic Security Assessment	✓	✓	On-Line Model validation Dynamic load modeling
Load Forecast	✓	✓	Improved Accuracy
Contingency Analysis	✓	✓	Adaptive Contingency Case Definition based on PT measurements

Observations:

- Infrastructure will become universal
  - Application functions will be distributed between the CCs and Substations
  - Same infrastructure will deal with all system states (N/E/R)
  - Data exchange standards will become of critical importance
- WAMS infrastructure – IED based
  - IEDs will serve as distributed RTUs
  - Networked IEDs will evolve into "WAMS infrastructure"
  - WAMS systems will become scalable – from substations, to Large Area Control Centers

Questions?

Анджей Коба

Emerson

Методы обеспечения надежности электроснабжения - производство

Ведущий:

- Следующая тема нашего заседания – это «Автоматизация энергоблоков с целью реализации функций первичного регулирования частоты». Анджей Коба, представитель компании Emerson Process Management. Пожалуйста.

Доклад Анджея Коба

- Я буду использовать некоторые данные и цитаты. Вот одна из них, которая мне лично очень нравится – это слова Курта Ягера, сотрудника EPRI, ведущего института по развитию энергетики в США. Он заметил, что мы обладаем цифровыми технологиями и всё ещё пытаемся обеспечить производство энергии с помощью механических систем, разработанных более 50 лет тому назад. Это заметная вещь, когда мы встречаемся с большинством энергетиков, они говорят: «Зачем менять, это работает, никто нам за изменения не платит». Эти мысли будут проходить через мою презентацию. Многие из вещей, о которых говорил Курт Ягер, здесь сегодня уже было высказано. Но хочу обратить ваше внимание на то, что он сказал: «Мы должны создать систему, отвечающую требованиям цифрового общества 21 века». Сегодня мы говорим про передачу. Передача является очень важным элементом. На конце этой передачи - люди, которые платят деньги. Но в начале передачи - велосипед, который крутит это динамо. Там тоже без денег, тоже без инвестиций, тоже без определённых технологий не получится генерировать энергию в таком первоначальном качестве, которое будет разрешать последующие операции.

Этот слайд показывает, что инвестиции в энергетику уменьшаются. Мы живём потому, что проедаем инвестиции, которые были сделаны в отрасль 20-30 лет тому назад. Без передачи этих денег в обратном направлении ничего не получится. А там, где происходит движение денег, про это сегодня много было сказано, должно происходить движение информации, должно обеспечиваться управление. Интересно, конечно, что из-за профиля сегодняшнего заседания, все останавливались на проблеме информации, измерения, управления передачи,, как для электрических токов, можно управлять удаленным способом электростанциями. Много было сказано в предыдущем докладе про WAMS, но если бы ещё небольшой шаг вперед сделать, то можно было 2-3 последних пункта выполнить за разумно небольшие деньги. Это было бы определение в реальном времени способности генераторов к поставке энергии, это бы разрешило вести расчеты в месте производства, а также тренды для каждого производителя, как он производит эту энергию. Известно, и Россия здесь ни в чём не отличается от других стран, что

практика выглядит так: зачем мне надо нести расходы, зачем мне надо вырабатывать более дорогую энергию с возможностью управления, если я могу это отключить и не управлять? Это также является и проблемой на рынке. Но особенно это важно для устойчивости сети, чтобы эти функции, за которые кто-то в конце концов будет платить или платит сейчас, были вовремя реализованы.

Хотелось бы, чтобы не только линии передачи, но и генерирующие блоки, генераторы, компании, вырабатывающие энергию, были быть подключены к единой системе - для объединения функции бизнеса, расчётов и управления информацией. И это уже делается. Есть разработанные протоколы. Конечно, это инвестиции порядка малого, но возможно для управления электростанциями. Особенно много управляется в удалённом виде станциями гидроэнергетики, где возможность быстрой нагрузки, возможность быстрой реконфигурации, обеспечивает то, к чему каждый стремится. Различные системы. Конечно, надо здесь сказать, что ошибка на такой передаче, ошибка в таком управлении, может вести за собой известные результаты.

Есть определённые методы резервирования, определённые протоколы, которые уже проверялись. И такое управление осуществляется сегодня в очень большом количестве электростанций, особенно в гидрогенерации.

Вопрос более серьёзен в типовых электростанциях. Там можно достичь повышенной управляемости. Можно достичь возможности ответа на первичное регулирование, Можно достичь возможности довольно быстрого ответа на вторичное регулирование. Но это идёт за счёт финансовых потерь, за счёт добавочных расходов. Эти расходы появляются во время инвестиций не только в сам проект, но также во время последующих операций. При этом меняется сам режим работы, когда надо постоянно менять термонагрузку на блок, менять давление блока, меняются температуры. Клапана работают всё время влево-вправо. Это несёт с собой, конечно, операционные потери и без, как я уже говорил:

А) денег, которые будут идти в другую сторону, чем электрический ток

Б) мониторинга. Зачем мне дёргать блок, если за это мне никто не платит? Модернизация технологий, клапанов тоже будет необходима. А это уже большие расходы, они стоят определённые деньги.

Несколько отчётов с электростанции Ставропольская, в которой вводилась автоматика для реализации первичного и вторичного регулирования. И здесь ответ на симулированный прыжок частоты. Каждые две минуты частота менялась так, чтобы получить ответ в полном диапазоне. На -5% нагрузки, потом плюс 5%, ещё раз плюс, ещё раз минус.

Конечно, здесь очень красиво видно, что мощность пошла, но за этой чёрной линией видно давление, за этой жёлтой линией видно газ - и всё это стоит, всё это износит блок, всё это требует дополнительных расходов на оборудование.

Второй отчёт вторичного регулирования в полном диапазоне регулирования такая кривая была заложена. И вот так примерно блок ответил. Это показано здесь синей линией, видна чёрная линия давления, которая идёт за скользящим давлением. Но тут надо сказать так: блок имеет возможность удалённого вторичного регулирования. Значит, можно управлять им с помощью сигнала, который мог бы приходить с диспетчерского центра. Блок готов. Нет инвестиций в управление. Но конечно один блок ничем не поможет.

И снова надо бы возвратиться к целесообразности инвестиций. Есть технологии в мире, которые позволяют решить не только текущие задачи, но и оставить открытое окошко в будущее. Оставить возможность качественного изменения технологий. И снова, наверное, это выявит какие-то организационные, бюрократические задержки, которые внутри не разрешают инвестиции, которые может быть в будущее определятся.

Для меня техническим примером, своеобразно интересным является попытка применения граммы, распределения нагрузки, без модернизации низшего уровня. Такие попытки осуществлялись неоднократно. Каждая помеха в грамме переносится вниз, не хватает интеллигентных систем внизу, которые такую помеху могли бы отбросить, ну и авария готова.

А здесь снимки – это снимки контроль-рума, диспетчерского центра электростанции, которая решила во время модернизации для АРЧМа сделать тоже ещё немного, всех операторов в одно помещение и сократить на восьми боках 100 человек из-за этого. Вот как можно ещё попытаться решить проблему.

Несколько снимков, которые показывают состояние современной техники. Старая изменена на современную. Мне очень нравится этот снимок из Венгрии. Посмотрите, там регуляторы бюрократических правил, которые не меняются. Они требуют минимальный набор классических сигналов, расположенных на оперативном щите. Но вот щит. Операторы сидят к нему спиной. Так что... (смеётся) вот вам пример того, как бюрократия может расходиться с техникой.

Для гидроэнергетики ещё один из примеров применения. Вот каскад в маленькой стране Македонии, где решено решить раз и навсегда проблемы управления электростанциями. Все подключены к диспетчерскому центру, всё задаётся по протоколу ICCP. Каждая электростанция может нести нагрузку либо по графику, либо в настоящее время задание по нагрузке передаётся с диспетчерского центра. Из того же

центра пускаются эти электростанции, с того же центра останавливаются, переконфигурируются линии напряжения, линии передач.

Ну и конечно приходим к этому, к ограничениям, которые видно с низшего уровня, каждый видит ограничение передачи. Мне кажется, что их намного больше. Наверно, надо говорить об ограничениях управления, удалённого управления, ограничениях обмена с соседними системами. Я думаю, что в России тоже существует приличное количество бюрократических ограничений. Здесь законодательство, которому лет наверное 50. Некоторым законам может и больше. Они используются многократно, они устарели, и работают только на то, чтобы не делать ничего нового. Вот пример мой любимый. Я не скрываю, я иностранец здесь. Потому мне нельзя дотронуться ни до какой аппаратуры, даже поставляемой моей фирмой, потому что у меня нет книжки по трудовой безопасности. Но мне нельзя её получить, потому что я иностранец.

Уже было сказано немного про аварию в Швейцарии. Мне она была интересна с другой стороны: как наши регуляторы, как наши блоки поведут себя в условиях блэкаута. И для меня как для того, кто делает автоматику, интересно было, как отработала автоматика удалённого управления. Я покажу эти слайды с точки зрения первичного регулирования - я думаю, что эти ошибки уже устранены, но когда оторвалась часть Италии, конечно, первичные регуляторы сняли нагрузку. А вторичные регуляторы увидели, что в мою систему качается больше энергии. Значит, моя слишком низкая, да? Решили отрабатывать вверх. Я думаю, впрочем, что эта ошибка уже была устранена в последнее время.

Вот нагрузка профессиональной электростанции. Ясно видно синей линией отработку задания. Первичное регулирование 200 мегагерц больше, красная линия показывает, как могло быть еще больше, как бы неслась нагрузка без первичного регулирования. И там видно на конце вторичное регулирование начало поднимать нагрузку.

А это я выбрал такой слайд, который говорит, что даже в тех тепловых электростанциях, которые вырабатывают пар, тоже может быть использовано первичное регулирование. Сделана эта электростанция, у которой первичная задача поставлять пар в химкомбинат, и конечно долговременно она ведь не отрабатывала, но в первой минуте отработала частоту. Было сказано, что несколько блоков отключилось. Хочу сказать, что 20 или больше блоков, частично их регулирование было нашим. Ни один не отключился, все отработали правильно.

Несколько заключительных замечаний. Инфраструктура энергетики создавалась за последние 100 лет. Её совершенствование происходило из-за быстрого строительства. Что не имеет места сейчас. Естественно, должна быть программа для поддержки этого развития.

Программа, где за качество производители энергии будут вознаграждены. Видно было сегодня из моей презентации, что до сих пор сохраняются раздельные области. Этими раздельными областями до сих пор было производство - это одна область, передача – это вторая область, деньги - это третья область. Строится инфраструктура для сетей. Никто не думает про производителей. Необходимо подумать немного вперёд и пытаться открыть окошко требованиям будущего. Быстрое развитие невозможно без использования существующих в мире современных информационных передовых технологий. И тут надо сказать так: в каждой стране существует много преимуществ. Для меня лично, например, российская космонавтика – самая передовая в мире. Нет на сегодняшний день лучших решений. Но это необязательно, что все решения должны быть ну, скажем напрямую, отечественные. И я уже говорил, что попытки обойти настоящие проблемы с помощью простых решений - это никуда не ведёт. Это просто тратятся деньги, которые никогда не будут возвращаться. И, в конце концов, все об этом говорят, необходимо финансирование современного прогресса. Спасибо. Вопросы, пожалуйста.

Вопросы к Анджею Кобе

Вопрос из зала:

- Вот вопрос такой, который вы сами себе задавали в ходе своего доклада, но так на него и не ответили. Всё-таки, есть ли смысл вкладывать деньги в совершенствование системы первичного регулирования, в российской энергосистеме, я имею в виду? Хотя мы прекрасно знаем, что тут есть масса всяких отличий от систем, которые используются в Европе, там, зоны чувствительности, разные коэффициенты вычисления и т.д. Но если вы видите смысл, то в чём он? Что можно получить за те деньги, которые будут вложены в модернизацию этой системы первичного регулирования системы?

Ответ Кобы:

- Спасибо за вопрос. Он как бы открывает серию моих мыслей. Наверное, если бы изолировать частичное регулирование и сказать, что не будем подключаться ни к кому, например, будем делать High Voltage DC, я думаю, что смысла нет. Если сказать напрямую. Но этот вопрос не так должен быть сформулирован. Если бы ответить на этот вопрос, глядя на вещи немного шире, нужно сказать так: за надёжность производителя надо как-то заплатить. Надо. А если электростанция была построена 25 лет тому назад, там износ этой механической аппаратуры, электронной аппаратуры произошёл? 100% произошёл. Посмотрите на мой телефон, на ваши компьютеры, на всю электронику, которая у нас находится в домах. У многих нет телевизора, который старше 10 лет. А мы производство

энергии гоняем на аппаратуре, которой лет 25. Сейчас так. Раздать деньги всем – невозможно. Повысить стоимость энергии резко – невозможно. За счет чего модернизировать?

Если вернёмся снова, я про это вспомнил, вернёмся на 15 лет назад. Был недостаток энергии. Строились новые электростанции. Средний возраст электростанции был лет 5-10. Это ещё нормально. Этих 25-летников там было несколько. Сейчас – нет новых, всем по 25 лет.

По моему мнению, надо придумать какую-нибудь программу, по которой те, которые используют деньги разумно, могли бы их получать. Ну, как мерить «разумность»? Надо какие-то критерии качества электричества вводить. Количество мы умеем мерить, это мегаватты. Качество энергии надо определить. И за это качество надо заплатить. Надо. Потому что если не будем платить за качество, произойдёт, известное - деградация. Отказ одной, второй, третьей, всё, пошло. Сейчас вопрос стоит такой: является ли первичное регулирование такой самой лучшей программой? Сегодня в одном из выступлений было показано, что существуют разные методы получения стабилизации в сети. Одним из них может быть первичное регулирование в сети, которая подключена к другим сетям. Либо могут быть другие устройства. Значит, он там напутал что-то, а мы всё равно тут такую крепкую сделаем систему, которая всё выдержит. Я думаю, что ни так, ни так. Как всегда, в технике правда где-то посередине.

Вопрос следующий. Если бы в этой Италии внутренняя система работала хорошо, она бы защитилась сама в себе? Я не специалист, но думаю, что там не только в сетях было нехорошо, но и у производителей тоже было нехорошо. Они сами не смогли устоять на месте. Могут быть разные программы. Может быть вторичное регулирование. Наверное, в такой большой стране, как Россия, вторичное регулирование из диспетчерского центра, а не по телефону, может являться такой программой. Это не изменяет ничего. Просто всё равно надо проводить модернизацию автоматики, потому что вторичное регулирование будет не каждые две минуты, может, будет каждые пять минут в критических ситуациях. Всё равно эта программа должна существовать. Как передавать деньги тем. кто использует эти деньги хорошо? Значит, вот если вы сделаете это, то за это получите такие вот деньги. А мы вас проверим. Вы отключитесь - отнимем всё, что дали.

Беран:

- У меня только одно короткое замечание. Энергетика – это стратегическая отрасль для каждого государства. И срок капиталовложений в этой отрасли – лет 20 или 30. И если правила в современном Евросоюзе изменяются в новых версиях каждые пять лет, это не только вопрос информационной поддержки в этом случае.

Возможность прорыва в будущее

Методы обеспечения надежности электроснабжения - производство

EMERSON

Kurt Yeager, EPRI CEO (цитата)

- **Мы обладаем цифровыми технологиями, и все еще пытаемся обеспечивать производство энергии с помощью механических систем, разработанных более 50 лет назад. Это замечательная система, но сейчас мы продолжаем обворовывать наше будущее ради настоящего. Мы должны создать систему, отвечающую требованиям цифрового общества 21 века.**

...И в этом заключается управляемость системы. Когда у нас есть такое цифровое управление, мы можем каждый момент контролировать энергетическую систему, превращая ее в самовосстанавливающуюся - это позволяет своевременно обнаруживать неисправности и устранять их на месте, не допуская размытия каскадных эффектов.

EMERSON

Качество требует вложений

EMERSON

Общие проблемы систем электропередач

- Отчеты демонстрируют снижение вложений в системы электропередач на 112 миллионов USD в год.
- Требование сохранения работоспособности становиться беспрецедентным.
- Требуется реконструкция и модернизация электрических сетей.

Source: EPRI

EMERSON

Информация – самое важное в современном бизнесе

EMERSON

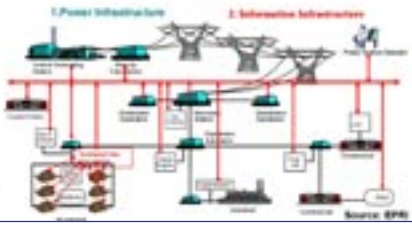
WAMS системы могут улучшить системы электропередачи

- Измерения реального времени и возможности управления
- Маршрутизация линий электропередачи, фидеров и балансировка перенапряжений позволяет снизить потери и износ системы
- Управление устройствами FACTS и трансформаторами для регулирования напряжения и реактивной мощности в системе
- Последовательное управление с блокировками для гарантии безопасной работы и быстрого восстановления в случае системной ошибки или отказа
- Тренды для каждого производителя для определения отклонений реального значения мощности от задания
- Определение в реальном времени способности генераторов поставлять энергию, вычисление вращающегося резерва.

EMERSON

EPRI InteliGrid проект

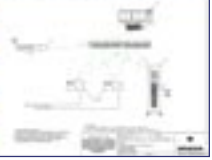
Power Infrastructure Relies on Information Infrastructure



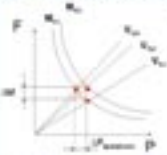
Source: EPRI

ICCP - современный протокол для энергетики

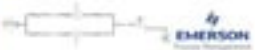
- Удаленное управление энергоблоками и подстанциями
- Проектная надёжность
- Резервированное применение



АРЧМ – возможность развития

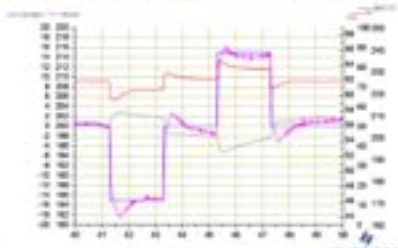


- Новые режимы работы требуют инвестиционных и оперативных расходов
  - Изменение задания мощности отрабатывается со скоростью турбины
  - Котел со своей скоростью должен точно отработать новое энергетическое состояние
- Хорошо проведенная инвестиция открывает окно в будущее



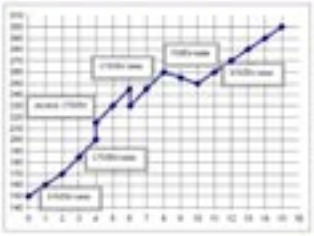
EMERSON

Реакция первичного регулирования



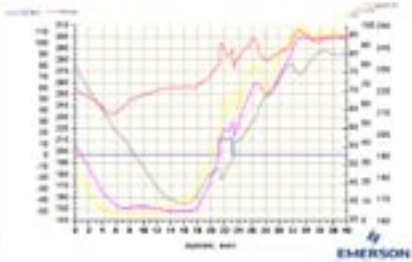
EMERSON

Тест Реакции в полном диапазоне



EMERSON

Реакция в полном диапазоне



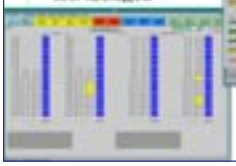
EMERSON

EMERSON

EMERSON

Уровень электростанции

- Удаленное управление электростанцией - непосредственное или через план-график
- Управление группой или каскадом



EMERSON

Что ограничивает надёжность энергетики?

- Ограничения рынка?
  - Ограничения производства?
  - Ограничения потребителей?
- Ограничения финансирования ?
- Технические ограничения ?
  - Ограничения передачи?
  - Ограничения управления?
  - Ограничения обмена с соседними системами?
- Бюрократические ограничения ?

EMERSON

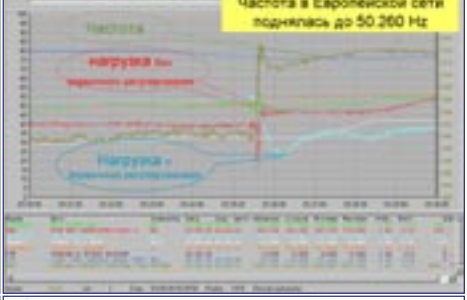
28-го сентября 2003 - 03:25:00

- Первоначальный отказ внутренней швейцарской линии надо отнести к типовым оперативным проблемам (дерево упало на линию). 20 минут позднее второй линии в швейцарии отказала, и этот второй случай повлек за собой почти одновременное отключение всех линий между Италией и остальными странами. Согласно правилам UCTE, непосредственные совместные действия были предприняты во всех странах UCTE (пр. Германия сбросила около 3000МВт а Франция около 3200 МВт) для предотвращения повышения частоты в Европейской сети

EMERSON

Rybnik - Польша

Частота в Европейской сети поднялась до 50.260 Hz



Elsta – Голландия

Заключительные замечания

- Инфраструктура энергетики создавалась в последние 100 лет, а её совершенствование происходило из-за быстрого строительства для поддержки развития
- Для выполнения требований качества энергоснабжения надо провести техническую интеграцию традиционно отдельных технической политики и бизнес-систем на всех уровнях энергетики
- Быстрое развитие будет невозможно без использования существующих в мире современных информационных технологий, передовой автоматики, систем коммуникации
- Попытки обойти настоящие проблемы с помощью дешевых, временных решений не позволяют отвечать быстрорастущим требованиям будущего
- Необходимо финансирование современного прогресса, обеспечивающего быстрое реагирование на новые возрастающие требования

EMERSON

Спасибо за внимание

Обсуждение, вопросы

EMERSON

Нинэл Чукалевски

“Mihailo Pupin” Institute, Сербия и Черногория

Подготовка персонала энергосистем в рыночной среде: новые требования, возможности и инструктаж

Кофе брейк

Ведущий В.Зубакин:

- Итак, переходим к последней на сегодня панели нашего круглого стола. Господин Нинэл Чукалевски, Power System Control R+D Group. Пожалуйста.

Доклад Нинэла Чукалевски

-Добрый день, дамы и господа. Попробую выступить на плохом английском. Надеюсь, что вы меня поймёте. Потом, во время обсуждения, я постараюсь изо всех сил отвечать по-русски. Потому что русский мой ещё хуже, чем английский, насколько это возможно. Но я надеюсь, что мы кое-как справимся.

Это выступление посвящено вопросам персонала в рыночных условиях и деятельности по подготовке персонала. Это значит, что мы должны определить новые требования, новые возможности и новую практику в разных странах мира.

Выступление моё основано, во-первых, на личном опыте, а также на совокупных результатах, которые провела рабочая группа 3 СИГРЕ, она рассматривала именно вопросы персонала. Во главе группы стоял профессор Герхард Крост.

На самом деле, выступление, которое я хочу вам предложить, рассматривает 3 важных аспекта, которые являются взаимосвязанными. Прежде всего, это показатели работы оператора. Вообще нужно сказать, что этот вопрос и был важным, и остаётся крайне важным. Человеческие ресурсы играют первостепенную роль в адекватной эксплуатации энергосистемы.

В остальной части моего выступления я буду говорить об эксплуатационной надёжности. А это несколько отличается от надёжности, которая определяется в контексте планирования. Сегодня утром мы очень много говорили о планировании надёжности в новых условиях, но проблема надёжности в том, что касается планирования, отличается от эксплуатационного контекста. Когда говоришь об эксплуатационной или операционной надёжности, говоришь о том, что нужно диспетчеру или оператору, а стоило бы говорить о том, нужны ли ему инструкции и нужна ли специальная подготовка. Сейчас очень многое делается на тренажёрах. Вот это вот взаимоотношение между надёжностью эксплуатационной и надежной работой конкретного человека, т.е. подготовкой персонала и является основной темой моего сегодняшнего выступления.

Какова же новая обстановка, новая атмосфера, в которой сейчас существует отрасль энергоснабжения? Характеризуется она большим количеством изменений. Многие вам уже знакомы. Ведь здесь мы работаем

с большими географическими областями. Вещь не новая для специалистов России. Сейчас мы существуем в условиях растущего количества участников рынка, которые работают в режиме онлайн. Для технического персонала очень важно, что участники рынка приобретают новые функции: они оперируют гораздо большим объёмом данных и информации, которую нужно обработать и которой надо обменяться. Последнее представляет собой наибольшую значимость. В результате планирование и эксплуатация системы характеризуются возрастающей сложностью. С другой стороны, всё больше используются методы информационных технологий, а также их приложения. В результате возникают новые сложности и проблемы. Бизнес-решения гораздо сложнее принять. А также гораздо сложнее предпринимать действия со стороны диспетчеров, со стороны операторов, применяя все новые и новые программные продукты и продиктованные ими условия. В результате неправильных, неадекватных решений приходится платить очень большую цену. Они приводят к более сложным последствиям, потому что взаимодействие между электроэнергетикой и обществом постоянно возрастает. Возникает эффект, выходящий за рамки интерфейса. Проиллюстрировать это можно при помощи известных фактов – это отключения в России, раньше их называли системные аварии. Так вот, системные аварии многочисленны, они встречаются в самых разных частях мира, причём они вездесущи. За последние 15 лет не было, пожалуй, страны, в которой бы не было - в том или ином виде - системных аварий. 1980 г. - в Югославии. В последнее время – в 2003 г. известное отключение в США, и в прошлом году тоже были серьёзные проблемы. Т.е. мы видим, что, начиная с Нью-йоркского отключения в 1996 году, когда 7,5 миллионов человек пострадали от отсутствия электроэнергии, более того, позже, в 2003-ьем - даже 50 млн. человек пострадало. Затраты выросли с 1977 года, тогда это исчислялось миллионами долларов, в десятки и сотни раз – в последний раз Edison потерял 100 млн. долларов. А 250 млн. долларов – это были уже последствия последнего нью-йоркского отключения. Т.е. вы видите, что все случившееся было результатом 24-хчасового отключения электричества в Калифорнии. Или блэкаут 1996 г. на Западном побережье Соединённых Штатов - стоимость этого отключения составила 2 млрд. долларов. Вот во что это обошлось обществу. Последнее отключение в США обошлось стране минимум в 6,9 млрд. долларов.

Вы видите, что в настоящее время каскадные отключения в ходе системной аварии в крупных промышленных странах, уже стоят обществу не миллионы, а миллиарды долларов.

Что здесь важно отметить? Системы цифрового управления в настоящее время, установленные и встроенные в большое количество отраслей, требуют очень высокого коэффициента готовности со стороны

персонала.

Зачем в России нужно первичное и вторичное регулирование? Именно эта характеристика требуется для большинства потребителей. Люди называют сейчас экономику цифровой экономикой. Хотя даже в Соединенных Штатах доля клиентов, которые называют себя частью цифровой экономики, составляют всего лишь 12% - это не много. Но мы понимаем, что цифра эта будет неизменно расти в ближайшем будущем.

Для меня важно отметить, и это общемировое явление, в особенности в развитых странах то, что имело место разочарование общества. Общественность, публика, население - это потребители энергетических компаний. Вот почему нужен более сбалансированный подход ко всему процессу регулирования поставок электроэнергии. В особенности в условиях рынка, в условиях разработки правил управления системой, в части ее технического оснащения. Нам нужно посмотреть, какие уроки мы можем извлечь из отключений 2003 года, когда были большие системные аварии в мире и как это можно учесть в деятельности центров управления.

Центры управления.

Как они должны вести себя, когда только появляются какие-то проблемы, когда начинает нарастать чрезвычайная ситуация?

Как правило происходит вот что: когда событие (ЧП) достигает уже высокого уровня, происходит каскадное отключение, и чрезвычайная ситуация длится какое-то количество времени. Может несколько минут, а иногда может и гораздо дольше - несколько суток.

С другой стороны, нужно посмотреть, каким образом центр управления, т.е. диспетчеры устраняют последствия ЧП - а это тоже очень важно.

Основные данные о последних отключениях в 2003 году таковы: аварии на юго-западе США, в Финляндии, в Лондоне, на стыке между Данией и Швецией и известная авария Швейцария-Италия (сюда входят все основные данные, они в общем виде представлены в этой таблице). Здесь говорится о том, в чём состояла основная проблема. Какие системные операторы там были, каковы были мощность, напряжение и время, которое потребовалось на реагирование на чрезвычайную ситуацию и время восстановления ситуации нормальной. Восстановлением мы заниматься не будем. Это, конечно, очень важный вопрос, но мы его рассматривать сейчас не будем.

Я бы хотел подчеркнуть очень важную проблему: количество непоставленной энергии зависит в основном от эффективности периода восстановления, которая обеспечивается системой, в высшей степени

зависящей от качества и опыта диспетчеров.

Наша рабочая группа рассматривала следующие важные вопросы в том, что касается этих возмущений. Это, прежде всего – информация. Какая необходимая информация была у диспетчера, какой информации в диспетчерской не хватало? Каким образом шёл обмен информацией между центральной диспетчерской и местными диспетчерскими? Какие правила и процедуры существуют, достаточны ли они? Они хорошие? Насколько им следовали?

И, в заключении, очень важный вопрос – подготовленность операторов и диспетчеров. Как они себя вели в условиях чрезвычайной ситуации и в период устранения последствий аварийной ситуации? Эффективность этих сотрудников – какова она? Какая эффективность персонала наблюдалась в каждом из этих случаев в условиях чрезвычайной ситуации в США, в Швеции и т.д. и т.п.

Прежде всего, остановлюсь на информации, сотрудничества, правил, методов. Ведь очень интересный момент оказался в американском случае в том, что касается средств – средства оказались устаревшие. Один из центров управления компании, которая проходила по аварии: их система управления во время отключения была просто устаревшей и не справлялась, не могла справляться с ситуацией. Более того, упомянутая система была только что подключена к другой системе, и оценки и данные её не были подключены к центру управления другой области. У них вообще не было оценки состояния этой области, попросту не успели подключить.

Что касается оценки подготовленности операторов и диспетчеров - в американском случае они просто не поняли состояния системы. Это вообще очень важный вопрос - вопрос оценки ситуации. Диспетчеры в этом случае – понимают ли они ситуацию? Понимают ли они, что происходит, или нет – это чрезвычайно важно. Это важнейший аспект.

Вот ещё одна таблица. Она была подготовлена по этому же самому случаю, только уже в период устранения последствий. Опять информация, правила, сотрудничество, подготовленность диспетчеров по американскому делу, по шведскому, по канадскому и т.д. и т.п.

Время моего доклада ограничено, поэтому я некоторые подробности опущу.

К чему же все мы пришли в результате событий 2003 года? По информации, полученной после практически всех проанализированных случаев, вывод прост - нужна повышенная видимость основной магистральной системы. Вот господин Чалович уже говорил; у него был очень интересный слайд, на котором он показывал дисплей по безопасности. Там даны синтезированные данные, которые собираются SCADA/EMS, и представляются на географической карте. Таким образом,

диспетчер сразу видит общую картину. Он видит всю территорию зоны своей ответственности. Видит, что происходит, может посмотреть, каковы резервы по возможной перегрузке. И другие аспекты заодно тоже можно посмотреть.

В том, что касается сотрудничества, то совершенно очевидно есть необходимость чётких правил обмена информацией. Каким образом диспетчеры должны общаться друг с другом? И как они связываются с центрами управления из соседних областей? Последнее - большая проблема. Потому что и раньше было нелегко, а сейчас, с возникновением торговли электроэнергией ситуация гораздо более сложная. Нужно обмениваться информацией очень чётко, с большим количеством заинтересованных сторон. По процедурам, по корректировкам, по сертификации всех процедур, по всем участникам. То же самое касается властей, обязанностей операторов и диспетчеров. Превентивные действия могут сказываться на коммерческих операциях. Реальность такова, что в некоторых конкретных ситуациях просто нельзя соблюсти и провести все коммерческие операции - если система просто развалится в короткий промежуток времени.

В заключение несколько слов о том, что касается технических средств. Крайне необходимо содержать техническое оборудование центров управления на самом современном уровне. Опять же мы видим, что последовательный и регулярный тренинг, подготовка персонала, включая сертификацию, является непременным требованием. Важность знаний, навыков, способностей, мотивации персонала никогда не была более высокой, чем сегодня. Как следствие этого органы регулирования во многих странах ввели процедуру сертификации и аккредитации. И программа обучения, которую вы проходите, также должна пройти аккредитацию. Т.е. организация, которая проводит такую программу обучения, должна сама быть аккредитована. Такие требования существуют во многих странах, в Соединённых Штатах, в Южной Америке и в других местах. Этот подход распространяется по всему миру. Кроме того, из-за нажима со стороны рынка компании уменьшают количество рабочих мест. С одной стороны, это позволяет экономить средства, но с другой стороны, у вас остаётся меньше сотрудников. Меньше, чем за 10 лет в Соединённых Штатах количество рабочих мест в электроэнергетике сократилась на 20-30%. Это тенденция, которую невозможно игнорировать. При таком сокращении штатов также уменьшается объём знаний, компетенции в самой компании. И во многих компаниях по всему миру разрабатываются программы, помогающие сохранить те знания, которые уходят вместе с людьми, покидающими компании. Правда, иногда это оказывается слишком поздно.

Наконец, учебные программы должны меняться с учётом

сегодняшних потребностей. Эта проблема не нова.

И в заключение.

Какие же факторы влияют на производительность труда? Во-первых, это цели. Во-вторых, это мотивация. В-третьих, это знания и навыки. Это операционные инструменты. И, наконец, рабочая атмосфера, сама обстановка. Это может быть освещённость, температура, и другие условия, обеспечивающие комфорт на рабочем месте.

В рамках этой презентации я хотел бы коснуться знаний и навыков, поскольку это особенно важный аспект, он зависит от уровня подготовки и обучения. Конечно же, мы понимаем, что у оператора должна быть определённая подготовка. Университетское образование или какой-то технический институт. Но для получения адекватных знаний и навыков необходимо также пройти специальную подготовку и специальное обучение.

В качестве основного инструмента обучения операторов используется показанная мной система моделирования диспетчерского центра, используются различные модели. Главным образом потому, что диспетчерская функция в основном связана с подготовкой графика на ближайший день или на ближайшую неделю. Сегодня в новых условиях диспетчеры больше не готовят графики, т.е. они не занимаются прямыми (в прошлом) диспетчерскими обязанностями. Они утверждают графики, которые предлагаются участниками рынка, но не занимаются составлением этих графиков.

Какие же существуют симуляторы или системы моделирования? Это модель энергосистемы, модель центра управления. Они связаны вот таким образом, как показано на этом графике. Ядром симулятора является модель энергосистемы. Существует множество инструментов, и у инструктора, и у обучающегося. Этот интерфейс действует через модель центра управления. Наконец, у инструктора есть возможность вмешиваться в эту работу при помощи своей подсистемы управления.

Вы наверняка знакомы с различными симуляторами, которые существуют в России уже на протяжении многих лет. Но уровень моделирования был различным. Обычно это электростанции различных видов. Это модель сети, нагрузок, защиты. Помимо этого в симуляторе должны быть алгоритмы, которые моделируют статическое и медленное динамическое поведение. И затем резонансное поведение. Здесь мы видим подсистему, мы её назовём репликой - это абсолютная копия центра управления. Это лучшее из возможных решений. Интерфейс пользователя и интерфейс или моделирование рыночных функций. Потому что необходимо иметь интерфейс с рыночными операциями. И он должен сегодня быть включён в этот пульт управления. Существует к тому

же целый набор инструментов для того, чтобы осуществлять мониторинг, осуществлять контроль.

Здесь вы видите иллюстрацию из Великобритании. Вот симулятор национальной сетевой компании. Итак, каковы же возможности этих инструментов? Они дают возможность определить отправную точку. Затем они позволяют определить профиль нагрузки и его динамику, его эволюцию во времени. И здесь вы видите результаты недавнего опроса, который мы провели на международной основе. В результате этого опроса мы выяснили, какие инструменты используются в компаниях оптимально потоку распределения нагрузок. Результат таков, что идеального инструмента нет. Поэтому используется и TBMS, и другие инструменты. Что касается конфигурации такой системы, это может быть отдельно стоящая система или это может быть интегрированная система.

На основе результатов опроса, о котором я вам уже говорил, какие конфигурации используются? Вы видите, что две трети систем носят в той или иной степени интегрированный характер. Или на отдельном компьютере, или на резервном компьютере. И лишь в одной трети случаев используется отдельные, самостоятельные решения.

Что касается моделирования, особенно в научно-исследовательских институтах, когда мы говорим о точности симулирования, мы можем использовать моделирование общего вида. Т.е. это модель, не ограничивающаяся системами вашей компании. Обычно сегодня, когда мы говорим о DTS, здесь вы можете создать реплику вашей системы и того центра управления, которым пользуются ваши диспетчеры. В будущем это может быть реплика модели рынка или интерфейс, связывающий с рынком. В качестве отправной точки используется такое решение: если у вас ограниченные средства для обучения начинающих специалистов, новичков, можно использовать такой симулятор общего характера. Эти решения достаточно недороги, и для них можно использовать имеющиеся у нас сегодня персональные компьютеры. Однако предпочтительным решением является использование симуляторов конкретных моделей.

Что касается областей применения, то мы видим, что все используют DTS для операционного обучения. Большинство ответов показало, что такие симуляторы используются для отработки неоперационных функций. Что касается видов обучения, то здесь мы видим различные виды обучения, и, судя по ответам, все, кто использует DTS, используют эту модель для отработки поведения во внештатных ситуациях. Это показывает, что операторы иногда оказываются в ситуациях, с которыми не могут справиться.

Теперь, если мы посмотрим на воздействие процесса дерегулирования и функции системы симулирования, здесь мы можем

предположить наличие коллективного подхода в процессе обучения с несколькими центрами. Здесь мы также говорили о рыночной системе, о сертификации системного оператора и также о том, что такая система операционного обучения должна включать новые функции. Скажем, для анализа динамики или для устойчивости напряжения эти функции – их нужно включать и в процесс обучения.

В качестве иллюстрации давайте посмотрим на данные нового учебного симулятора SCADA/EMS. Здесь мы видим, что система была доработана с учетом потребностей компании, потому что общая система, сохранив все свои функции моделирования, была интегрирована в новую модель SCADA/EMS.

И, наконец, мы подходим к теме быстрых симуляторов. Когда мы говорим об устойчивости в переходном режиме, раньше это было невозможно отрабатывать. Сегодня же мы можем обеспечивать такую симуляцию, моделирование в режиме реального времени. Сегодня уже можно приобрести ряд симуляторов, которые дают возможность полномасштабного анализа устойчивости в переходном режиме. В частности, одна из моделей Ариста. Японские компании также поставляют симуляторы, позволяющие анализировать устойчивость в переходном режиме.

Ещё одно направление, связанное с изменениями в этой области – это рыночный симулятор. Здесь я хотел показать проект EPRI, который позволил создать краткосрочный симулятор рынка электроэнергетики. Что касается рынка, они подготовили стандартную конструкцию рынка на основе положения федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики, и сегодня эта конструкция не считается обязательной для всех энергокомпаний в Соединённых Штатах. Так что будущее такой модели неясно. Что интересно, так это то, что они используют систему EPRI, которая основана на очень современной архитектуре.

Теперь мы переходим к последней части моего выступления. Когда у вас есть такой учебный симулятор, вам нужно соответствующим образом структурировать свою программу обучения. И до сих пор это не признавалось отдельным видом деятельности в компании. В западных странах практика такова, что когда у вас есть обучающая программа, речь идёт в основном об обучении на рабочем месте. Скажем, молодой диспетчер приходит на работу, вы вызываете его в центр управления, он сидит за плечом опытного специалиста, который управляет системой, и таким образом учится. Сегодня необходимой становится официальная программа обучения не потому, что органы регулирования этого требуют. А потому, что она исключительно полезна.

Многие энергокомпании во всём мире допускают типичную ошибку:

они покупают учебный симулятор, но они недооценивают важность и ресурсы, необходимые для эффективного использования такой системы в учебных целях. Для этого программа должна быть структурирована таким образом, чтобы использовать самую современную методологию обучения - такие методики, как САД или АСД, т.е. системный подход к обучению.

Здесь в фокусе внимания находятся две вещи.

Во-первых, это функция и определение деятельности оператора. Выполняется анализ деятельности на работе. И затем оценивается уровень знаний оператора и характер заданий, которые он выполняет. Масштабы обучения в условиях либерализации деятельности должны носить гораздо более широкий характер, включать и технические вопросы, и экономические, и юридические вопросы, вопросы отношений с клиентами и - что очень важно - вопрос информационных технологий.

И, наконец, это этические аспекты. Последние по порядку, но не по значению.

Я хочу вам показать полезные веб-ресурсы, адреса в Интернете, где вы можете получить дополнительную информацию по этой теме. И не следует забывать о прекрасных работах, которые уже были подготовлены в вашей стране, хотелось бы только напомнить вам о том, что по подготовке операторов электростанций писали такие люди, как Чичко и Цепцюра. О подготовке диспетчеров Семёнов, Дьяков. О промышленной психологии – Ломов. Так что вам есть что использовать и чем гордиться.

В заключение я хочу сказать, что на сегодняшний день пересматривается подход к подготовке и обучению операторов с использованием различных усовершенствованных технологических и методологических вариантов. И что ещё важнее – подготовка оператора всегда должна быть составной частью функционирования систем и не следует рассматривать расходы на обучение как дополнительные накладные расходы.

Каким образом можно эффективно включать новые функции в существующие симуляторы? Необходим уровень рыночного стимулирования психологических и физиологических ограничений в работе оператора. Что влияет на производительность работы оператора? Есть целый ряд показателей, которые, по-моему, подготовил Меркурьев, специалист из России. Я не знаю, используются ли эти методы для определения производительности работы.

На этом всё, спасибо. Я с радостью отвечу на любые вопросы, которые у вас возникли.

Вопросы к Нинэлу Чукалевски

Фишов:

- Господин Чукалевски, у меня несколько вопросов. Вопрос первый. Поскольку вы представили очень интересный доклад по развитию симуляции и тренинговой подготовки операторов, то можете ли Вы сказать: в каких странах наибольшее продвижение сейчас по использованию именно тренинговой технологии на основе компьютерн ыхсимуляторов?

Чукалевски:

- У меня простой ответ на ваш вопрос. В любой стране, где существует учебный симулятор DTS, т.е. центр управления, включающий SCADA/EMS - это уже, по сути, система симулирования или моделирования. И уровень обучения и подготовки, который такая система обеспечивает, будет, конечно, различаться существенно. И я объяснял, почему. Менеджмент выделяет недостаточно ресурсов для проведения обучения. А для обучения необходимы ресурсы. Необходимы инструкторы. Необходимо вкладывать деньги в эксплуатацию и содержание симулятора. Недостаточно просто купить симулятор. Иногда легче всего бывает купить, но сложнее эффективно использовать такой симулятор. И поэтому ситуация различается от компании к компании. Многие компании в США и Европе хорошо проводят такую подготовку, скажем, в Ирландии. Фишов:

- На самом деле, почти любой диспетчерский центр имеет собственный тренажёр, чтобы такой тренинг проводить. Однако можно ли говорить на сегодня о существовании достаточно универсальных тренажеров, чтобы они были адаптированы для использования, допустим, в рамках нашего ЦДУ? Что Вы можете назвать, чтобы за год или за два можно было бы на базе этого универсального тренажёра сделать тренажёр для ЦДУ?

Чукалевски:

- Если вы спрашиваете об универсальных симуляторах, все симуляторы, которые имеются на рынке, все тренажёры, которые есть на рынке - это универсальные тренажёры. В том смысле, что модель энергосистемы может использоваться различная. Вы перечисляете свои характеристики и говорите, что у меня такая-то проблема. И вы смотрите, есть ли в этом тренажёре путь решения такой проблемы.

Есть, конечно же, какие-то различия. И вы должны поговорить с продавцом. Обычно продавец говорит: хорошо, я могу или вы сами можете внести необходимые изменения, но это обойдётся вам в такую-то сумму. Вот тренажёры универсального, общего характера существуют.

В них информация о различных типах электростанций. Но, конечно же, они не могут включить всё, какая-то доводка потребуется. Иногда её может выполнить продавец, иногда - пользователь. Если у вас есть такой универсальный тренажёр, то вы можете легко использовать его в процессе обучения в вашей компании. Но у вас должна быть своя программа обучения. Обычно поставщики такой программы не предоставляют, и их вообще не очень интересует, каким образом вы будете использовать тренажёр для подготовки кадров. Почему? Потому что приобретают её обычно для центра управления. Вообще, проект центра управления – вещь дорогостоящая, и нужно много энергии для того, чтобы этот проект довести до ума.

Фишов:

- Частично да. Но на вопрос о том, сколько времени нужно на такую адаптацию? Есть ли какие-то примеры?

Чукалевски:

- Это зависит от того, что вам надо.

Фишов:

- Фактически нужна симуляция оперативной диспетчерской деятельности, симуляция объекта, и ещё нужна, так сказать, симуляция процесса обучения с оценкой результатов, с анализом.

Чукалевски:

- Ну, это, по крайней мере, два вопроса. Что касается того, сколько времени требуется на адаптацию универсального тренажёра для целей вашего собственного центра управления – ну, год точно на это пойдёт. И это будет, конечно, стоить определённых денег. В зависимости от того, что конкретно вам нужно.

Несколько энергокомпаний уже прошли этот процесс. И в силу того опыта, который у них есть, большинство энергокомпаний не покупают сразу адаптацию, они говорят: продайте нам стандартный продукт. А мы сами его уже доведём до ума. Это один вопрос.

А второй вопрос состоит в том, каким образом использовать этот тренажёр. Обычно поставщик не решает для вас этот вопрос. Это вопрос, который будет для себя решать пользователь тренажёра сам.

Вопрос из зала:

- Скажите, пожалуйста, рыночные симуляторы – в каких странах ваши разработки уже применяются? Или это философия пока?

Чукалевски:

- В том, что касается философии, мне кажется, что я уже её осветил в своём выступлении. Может быть, я слишком быстро об этом говорил. Существует два подхода. Первый состоит в том, чтобы был тренажёр

рынка. Это один подход. Есть и другой подход. Получить интерфейс к такому тренажёру, к такой системе. Что это означает? Это означает, что иногда диспетчеры, операторы систем не являются операторами рынка. Оператор рынка – это может быть другое юридическое лицо. Поэтому достаточно будет иметь только интерфейс к такой системе. Если уже есть какие-то конкретные требования, будут конкретные ответы с рынка. Обычно это всё имеет форму графиков. Различные уровни сложности рынка освещаются, но эти решения будут конкретными для конкретных рынков, вот и всё.

Вопрос из зала:

- Ещё один вопрос. Вы дали очень интересный материал по авариям. Не могли бы вы сказать предельные и средние ущербы по тем авариям, про которые вы говорили.

Чукалевски:

- Когда вы говорите об удельном ущербе - рубль/ киловатт в час, доллар/ киловатт в час. Этих цифр у меня в этих таблицах нет. Потому что анализ, который мы провели, был основан на открытых документах, в которых речь шла о конкретных авариях. Может быть и возможно вычислить, т.е. в некоторых случаях существует такая штука, как объём непоставленной энергии. В некоторых случаях речь идёт об объёме убытков, которые рассчитываются, но, к сожалению, в этих примерах там, где есть деньги, там нет количества непоставленной энергии, или наоборот. Такие расчёты не включались в таблицу, их просто не делали. Но из предыдущего опыта могу сказать, что цена непоставленной электроэнергии была в 10-20 раз больше, чем обычная цена.

А сейчас у меня есть ответ для тех, кто здесь присутствует. Какой смысл использования этого параметра - цена непоставленной энергии? Ведь рыночная цена в конкретных ситуациях не в 10, не в 20 раз больше нормальной, она может быть в 100, в 500 раз больше нормальной цены на киловатт в час. Поэтому вообще вся концепция планирования – штука сложная, но мы уже об этом говорили всё утро.

Чалович:

- Мне бы хотелось ответить на некоторые вопросы с точки зрения внедрения тренажёров для подготовки диспетчеров. И рассмотреть пример Ирландии. Я знаю его очень хорошо, потому что я им занимался. И там стоимость стандартного тренажера составляла где-то 100 тыс. долларов. А вот его адаптация, даже в такой маленькой стране, как Ирландия – это ещё 2 млн. долларов. На самом деле в Ирландии это окупилось очень быстро. Потому что в соответствии с теми данными, которые есть, они смогли избежать очень серьёзных системных аварий из-за хорошей подготовки персонала. Но опять же, если программа подготовки плохо внедряется,

деньги будут просто потеряны. И если тренажер будет неточный и будет давать нереальные данные, деньги будут потеряны.

В том, что касается SCADA/EMS, для операторов системы мы рассмотрели адаптированные программы в «Фениксе». Мы очень тщательно проанализировали программы подготовки операторов системы. И мы увидели, что программа подготовки не намного уступает ирландской программе. Сейчас мы, как и в Ирландии, уже делаем такую же программу в «Фениксе». В России в эту тренажёрную программу введут новую систему. Таким образом, у нас будет средство для проверки приложений, потому что одно из первых приложений в ходе такого проекта состоит в том, чтобы проверить системы SCADA и все приложения системы SCADA/EMS. Можно использовать существующие модели, существующие программы. И это сократит длительность проекта. Т.е. плюсы от этого являются огромными. И мы «Феникс» выделили как такой центр использования тренажёра для подготовки диспетчеров. Спасибо.

Power System Operation Personnel Instruction and Training in the Market-driven Environment: New Requirements, Possibilities and Practices

Dr.-ing. Ninel Čukalevski
ninelc@afrodita.rcub.bg.ac.yu
"Mihailo Pupin" Institute, Belgrade, Serbia and Montenegro

R&D UPSR Presentation
Moscow, 10th November 2005

Presentation is based on:

- Author's experience/knowledge base and on
- Accumulated results of the CIGRE SC C2 (System operation and control) WG.03 (Human Resources and Control Centres) chaired by Prof. Gerhard Krost

Important interrelated aspects:

- Human operator performance, plays an important role in providing
- Power system operational reliability, thus emphasizing the need for
- Operator/Dispatcher instruction and training, to day inevitably delivered using DTS.
- These interrelations are the main subjects of this presentation.

New ESI environment

As a result of ESI deregulation and restructuring, numerous changes:

- Larger geographical areas involved
- More industry actors and market participants
- More transactions
- New functions for many of the actors
- Much more data/information (technical and commercial) to process, exchange.

New ESI environment: consequences

- System planning and operation complexity has increased radically.
- Increased use of IT tools and applications has generated new challenges.
- Business decisions/actions are much harder to make/take.
- Consequences of inappropriate decisions (cost!) are higher than before due to higher society/el. energy interrelations.

Illustrations (1)

- Blackouts, numerous worldwide:
  Yugoslavia 1980, France Dec. 1999, Portugal May 2000, Australia 2001/2002, Brazil Jan.2002, Europe/US/Canada 2003,...
- Large number of affected customers:
  -NW USA, 1996: 7.5 M
  -NE US/Canada, 2003: 50 M
- Associated costs are ever increasing:
  -NY 1977: 350 MUSD
  -Western US, 1996: 1.5-2 GUSD
  -North Eastern US/Canada, August 2003: 6-10 GUSD

Deregulation, operational reliability and lessons learned?

- Recent large disturbances worldwide, especially in the developed countries, has contributed to the "disillusionment", and I will say, more balanced and cautious approach to the whole process, especially in a market design and SO rules development.
- What lessons can be learnt from the 2003 blackouts (large/system disturbances)?
- Seen from the viewpoint of operators' and control centers' performance.

Human aspects of power system operational reliability

- How did the control centers / operators perform in the situation of developing disturbance ?
- How did the control centers / operators handle the subsequent restoration process ?

Human aspects of power system operational reliability: 2003 Blackouts

Location	USA / CDN	Helsinki	London	S / DK	CH / IT
SOs / TSOs involved	Many	1 SO	2 SOs	2 TSOs	2 TSOs
Problem	High loading + trips → system frequencies	Human error	Busbars alarm	Rare coincidence of events	High loading + trips
Outage power	61 GW	500 MW	724 MW	6.6 GW	26 GW
Time span for operational response	4 hours	→ 4	→ 8	→ 8	25 min.
Restoration time	→ 48 h	16 - 71 min.	37 min.	1 - 6 ½ h	3 - 16 h

Topics of Investigation

- Information
  - was the required information available in the control room ?
  - which information was missing ?
- Co-operation and communications between entities
  - within the CC
  - with neighboring CCs
  - with ISO, power producers, reliability coordinators, market operator
- Regulations / procedures
  - were they appropriate ?
  - were they sufficient ?
  - were they correctly followed ?
- Availability and use of technical tools
- Preparedness of operators

Deficiencies during Emergency

	USA / CDN	Helsinki	London	S / DK	CH / IT
Information	[illegible]				[illegible]
Cooperation / Communications	[illegible]				[illegible]
Regulations Procedures	[illegible]				[illegible]
Tools in the CC	[illegible]	[illegible]		[illegible]	[illegible]
Preparedness of operators	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	

Deficiencies during Restoration

	USA / CDN	Helsinki	London	S / DK	CH / IT
Information	[illegible]				[illegible]
Cooperation Communications	[illegible]			[illegible]	[illegible]
Regulations Procedures	[illegible]			[illegible]	[illegible]
Tools in the CC	[illegible]			[illegible]	
Preparedness of operators	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

WG findings from 2003 Blackouts:

- Information
  → Improved visibility of bulk system
- Co-operation and communications
  → Demand of clear communication protocols
- Regulations / procedures
  → Adjustment / certification of procedures of entities involved
- Authorities / obligations of operators
  → Preventive actions may affect commercial transactions
- Availability and use of technical tools
  → Bring technical CC equipment on up-to-date state / automatic load shedding schemes and status alarm systems
- Preparedness of operators
  → Consequent and regular training of taking preventive actions and restoration; certification

Human Resources- Changes and Needs

- Importance of operation related personnel knowledge, skills, abilities and motivation were never higher.
- Thus regulators has introduced certification and accreditation requirements.
- Additionally, due to market pressure, utilities reduced their workforce (about 20-30% just in US between 1990 and 1998).
- Hence, training and training aids (like the DTS in the first place) have to be changed accordingly to adapt to the new needs operators have.

Human operator performance

Factors that influence operator job performance:

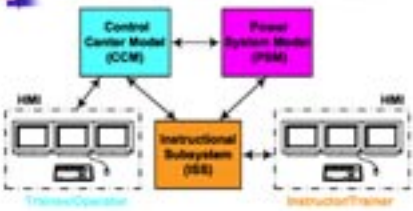
- Performance goals
- Motivation
- Knowledge, skills → instruction/training
- Operating aids
- Work environment

DTS based instruction/training: Basic DTS/OTS Architecture (1)

Existing standard DTS is typically composed of three main subsystems:

- Power system model (PSM)
- Control center model (CCM)
- Instructional (Educational) subsyst. (ISS)

Basic DTS Architecture (2)



DTS-PSM Subsystem

- Consists of power system element models:
- Power plants (hydro, fossil, nuclear,...)
- Network (AC, DC lines, transformers, SVC,.)
- Loads
- Protection
- Automation +Control Devices

- Algorithms that simulate the power system static and slow dynamic behavior.

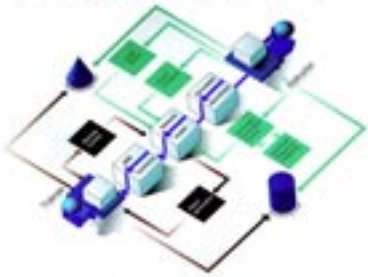
DTS-CCM Subsystem Consists of

- Control system (SCADA/EMS) used by the trainee, preferably replica
- Operator user interface (HMI) → Trainee position
- Interface to, or simulation of, market functions

DTS-Instructional Subsystem Consists of

- Tools to create training scenario
- Tools to monitor, control and review training session.
- Tools to evaluate training session (trainee)
- Trainer user interface (HMI) → Trainer position.

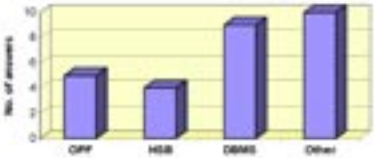
Illustration: DTS at NGC



Tools to create training scenario enable

- Base case definition (i.e. Starting point)
- Load profile and its evolution in time
- Set of events
- Scenario validation
- Scenario documentation

Tools used for training scenario preparation-Recent Survey Data

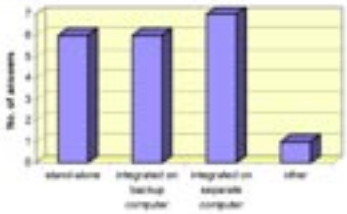


DTS-Different Configurations

Regarding DTS relation to on-line CC, DTS can be:

- Stand-alone (PSM,CCM and ISS on the same platform)
- Integrated (with the existing SCADA/EMS, different subtypes available)

Recent Survey Data-Type of Simulator Configuration

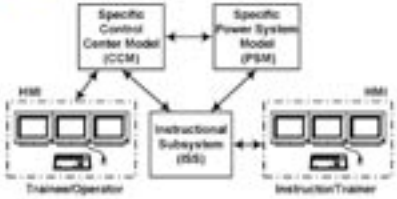


DTS-Different Levels of Simulation Fidelity

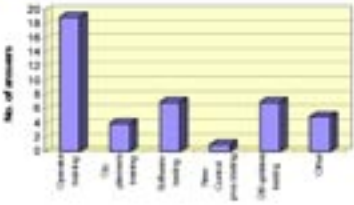
- DTS with generic PSM and no CCM
- DTS with specific PSM and no CCM
- DTS with specific PSM and replica CCM
- Replica DTS with the interface to market operation (MO) system or its model (PXM)

DTS with generic PSM and no CCM

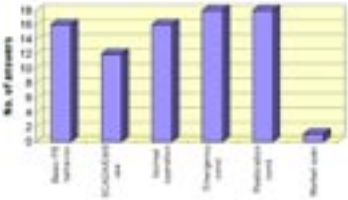
DTS with specific PSM and replica CCM



OTS/DTS Application Areas-Illustration



Types of Training Provided on DTS-Illustration



Impact of deregulation and restructuring on DTS functionality

Resulting in the need for:

- Team and multi centre training
- Market system operation training
- System Operator Certification
- Power system operation training (new functions)

Multi Control Centre DTS

Illustration: New DTS at ESB

- New SCADA/EMS from Alstom (now Areva)
- Retaining their existing EPRI-OTS which has extensive customisations and model additions.

- Alstom Database is exported using their standard CIM-XML interface to an intermediary CIM compliant database supplied by Power Data Corporation
- Power Data Engineering tool is used to create the standard EPRI-OTS network definition files
- Power Visuals graphical user interface allows the instructor to set up, control, participate in and review the results of a training session
- The Alstom standard ISD protocol is used to link the PSM (EPRI-OTS) and the CCM (full replica of the Alstom EMS.

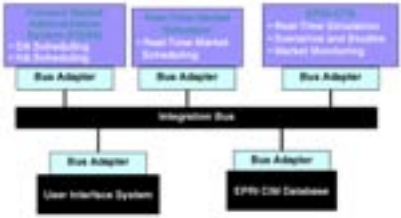
Fast Transient Simulators

- Advent of high speed processors has made it possible to carry out full transient stability modelling in real time.
- A number of simulators are commercially available now which use a full transient stability analysis as the kernel of the simulation engine.
- Typically these simulators tend to be of the stand alone type.
- One such simulator, ARISTO , developed at Svenska Kraftnat of Sweden has also been integrated with their EMS system supplied by Harris Corporation.

EPRI has developed the Short Term Electricity Market Simulator (STEMS)

- Realistic simulation using the exact physical power system model of the EPRI-OTS, together with specific market model for all participants
- Uses the FERC Standard Market Design for day-ahead and real-time markets, handles single and multi-part energy bids, ancillary service bids, network congestion etc.
- Flexible to accommodate additional rules
- CIM compliant, fully modular and takes advantage of proven EPRI technologies, Unit Commitment and Short Term Scheduling (DYNAMICS) and DSI Optimal Power Flow

Market simulator Overall Functional Structure of EPRI STEMS



Training Program Design and Development

- Until recently it was unrecognized as separate activity
- Mostly un formalized activity, often identified as training curriculum design
- Implemented through on-the-job-training, which is limited in scope and training efficiency
- Today, formal training program is an imperative, not just because of Regulator requirements, but because of its usefulness.

Educationally efficient DTS use

- Typical mistake done by many utilities worldwide after they have purchased the DTS, is that they underestimate the importance of and resources needed for its educationally effective use, achieved through a training program design and development, based on state of the art methodologies, like SAT, ISD

Training Program Design and Development Methodology Proposed

- Based on systems approach to training like methodology (SAT) .

- Proposed framework focused on:
  - -Operator functions and activities identification
  - -Operator knowledge, skill (motoric) and decision making ability formation and development.

The Scope of Training in the Liberalized Environment

Should be wider and more interdisciplinary than before, i.e. it should include:

- Technical issues
- Economic issues
- Legal issues
- Customer relations management
- IT issues
- Ethic aspects

Design and Development Process Structure

Useful web resources

- www.cigre.org
- www.cigre-c2.org
- www.epri.com
- www.epriots.com
- www.nerc.com
- www.pjm.com
- www.ucte.org
- www.svk.se
- www.abb.com
- www.siemens.com
- www.areva.com
- www.wscc.com
- www.eurelectric.org
- ....

Not to forget lot of the excellent work done in your country so far

- **On power plant operator training (А.Чачко, Р.Цвецюра,...)**
- **On dispatcher training (В.Орнов,В.Семенов, А. Дьяков,...)**
- **On industrial psychology (Б.Ломов, ...)**

In Conclusion:

- **I think that now ESI worldwide is ready to reconsider existing approaches to human operator training, together with the associated improved technological (DTS+) and methodological options (SAT, ISD,+).**
- **Operator training must always be an integral part of system operation and not considered as an "overhead".**

Questions for discussion

- **Cost-effective means of team and multi-party (incl. interregional/international) training?**
- **How to effectively include new functions in the existing DTS?**
- **Necessary level of market simulation, training?**
- **Physiological/psychological limits and constraints of operator work?**
- **Operator work performance and its quantification, measurable goals for operator training?**

Thank you!

Спасибо!

Арнис Сталтманис

Baltic Power Systems Control Centre Ltd, Латвия

Обеспечение надежной параллельной работы в Электрическом Кольце БРЭЛЛ

Зубакин:

- Переходим к следующему докладчику. Господин Арнис Сталтманис. Служба надёжности систем, Латвия.

Доклад Арниса Сталтманиса

- Добрый вечер, дамы и господа! Моё имя – Арнис Сталтманис, я представляю «Диспетчерский Центр Балтийских Энергосистем». Сегодня я вам расскажу про обеспечение надёжной параллельной работы в электрическом кольце, или, более точно сказать, о проблемах и наших стараниях улучшить надёжную работу. Я считаю, что мы работаем надёжно на данном этапе.

Сокращение БРЭЛЛ означает, что в 2003 году энергосистемы 5 стран: России, Эстонии, Латвии, Литвы и Белоруссии подписали совместный протокол и создали комитет БРЭЛЛ. То есть БРЭЛЛ – сокращение названий всех 5 стран. И ДЦ Балтия входит в данный комитет, работает в нём как 6-ой член и обычно представляет интересы Латвии, Литвы и Эстонии. Очень хочу чуть-чуть затронуть вопрос диспетчерского управления в кольце БРЭЛЛ. Серым цветом отмечены ОПС Латвии, Литвы и Эстонии, которые в параллельной работе представляют диспетчерские центры Балтии. Далее – РУПДО Белоруссии розовым цветом. И розовым цветом – СО-ЦДУ, но ОДУ северо-запада обозначено в голубоватом цвете. Это схема показывает, что при выполнении определенных диспетчерских задач ДЦ Балтии координирует свои действия с ОДУ северо- запада и РОПДУ, но при реализации других диспетчерских задач он работает напрямую с ЦДУ. Если говорить о работе самого комитета БРЭЛЛ, то приоритетами комитета является улучшение документации, разработки принципов надёжной параллельной работы. Это включает в себя разработку новых регламентов по планированию, пересмотр инструкции по ликвидации аварий, разработка регламента по предоставлению взаимного аварийного резерва, а также решение методики транзитных вопросов. Транзитов, которые, особенно если мы будем учитывать политический аспект, чуть-чуть сложноваты, потому что балтийские страны, как вы знаете, являются членами Европейского Союза, и все три (сейчас уже Латвия тоже) являются ассоциированными членами ETSO. И этим трём странам надо, казалось бы, следовать методике ETSO. Но на данном этапе мы со своими российско-белорусскими коллегами работаем совместно и консультируемся с ETSO. Но на данном этапе уже самые умные умы ETSO не могут нам, членам ETSO, помочь своим советом, так что мы уже со своими идеями работаем с коллегами Белоруссии и России. Это насчёт самих транзитов.

Также в кольце БРЭЛЛ, если говорить о надёжности, мы почти один к одному акцептировали методику по устойчивости ЕС и России, разработанную ЕС и Россией. Если кто-то не знает примерные пропускные способности сети, тут вы можете увидеть цифры. Впрочем, из данных цифр единственное, на что необходимо смотреть – это пропускная способность Литва-Беларусь и Литва-Калининград.

Литва-Беларусь надо пересмотреть из-за ввода нового транзита в 130 киловольт, который значительно улучшил пропускную способность.

Литва-Калининград. В Калининграде, как вы знаете, официально введён в работу первый блок Калининградской ТЭЦ номер 2 на 450 Мегаватт. И поток мощности уже сейчас идёт в другую сторону, так что у нас предстоит работа на этот счёт.

Что касается самого планирования режимов работы в энергокольце БРЭЛЛ, то, как и по всему миру, мы можем с гордостью сказать, что планирование мы в основном производим с учётом принципа «n-1». Но конкретно по кольцу БРЭЛЛ у нас есть 3 случая, когда мы можем планировать режим работы, не учитывая «n-1».

Если смотреть на схему, то первый случай – это аварийное отключение линии 701, где, в зависимости от перетока центральной России, из неё отключается потребление или разгружается атомная электростанция в ОДУ Северо-Запада.

Второй случай - в Литве мы имеем атомный блок 1300 мегаватт, который очень сильно влияет на потоки распределения по кольцу. Тогда мы - при потере или одного генератора, или всего реактора - запускаем гидроагрегаты в Латвии, Литве, а также отключаем небольшие объёмы нагрузки в Латвии и Литве.

И самое последнее - отключение линии 707 между Россией и Белоруссией. Если остаётся последняя линия, тогда производится запуск гидроагрегатов в Латвии, отключение гидронасосов в Литве. И, если получаемый объём недостаточен, тогда отключается несколько степеней нагрузки в Белоруссии.

Ещё дополнительно могу отметить, что на данном этапе у нас в ДЦ Балтии разработана и находится в экспериментальной эксплуатации автоматическая система ограничений перетоков, которая контролирует, в зависимости от топологии, загрузку сечения Эстония-Латвия, Латвия-Псков, Латвия-Литва, а также Литва-Беларусь.

При необходимости рассчитывается коэффициент воздействия, и, соответственно, загружаются-разгружаются гидроагрегаты в Латвии и в Литве. Первый вопрос на данном этапе ещё не решён: кто будет оплачивать эту автоматику, использование этой режимной автоматики на данном

этапе? Технический комитет ДЦ Балтии сегодня решает этот вопрос. Но у нас уже имеется предложение для стран-членов БРЭЛЛ, что мы можем использовать данную режимную автоматику также для предотвращения не тотальных аварий, но серьёзных и быстрых изменений режима, используя для этого систему АОП, размещенную в ДЦ Балтии.

Говоря о проблемах при планировании режимов, стоит сказать, что самая большая проблема для нас заключается в том, что в Литве полностью закрылся по требованию Европейского Союза первый реактор мощностью 1300 мегаватт. В результате летом, когда обычно проводились ремонтные компании, в работе находился второй реактор. Но теперь - и прошлое лето это уже показало - когда у нас остаётся один реактор и тот находится в ремонте, это очень сильно влияет на поток распределения в кольце. Из-за этого мы констатировали, что исходная, самая большая проблема такова: коммерция очень серьёзно влияет на надёжность в сети. Поэтому мы должны иметь очень точную схему для планирования энергетических режимов. При очередном ремонте реактора Темелинской АС оказалось, что те данные, которые мы используем для планирования по кольцу – они не совсем точны, требуется серьёзная работа для улучшения ситуации.

Другой проблемой стало то, что при больших поставках на станциях в Латвии существовал маленький приток воды, а Литва считала, что имеющий станции выставляет слишком дорогую цену за производство электроэнергии. В конечном результате и Латвия, и Литва хотят брать электроэнергию из России, однако это очень сильно загружало и загружает смоленские транзиты.

Появление первого блока ТЭЦ-2 в Калининграде 450 мегаватт чуть-чуть улучшит ситуацию.

Очень серьёзно на работу в нашем кольце повлияет возможное включение двух линий по 330 киловольт из Украины, которые застряли в коммерческих кругах украинской, российской, белорусской энергосистем. Потому нам в Балтии просто ничего не остаётся, как ждать. Это очень серьёзно влияет на работу в кольце. В случае, если эти линии включат, в название БРЭЛЛ придётся добавить букву «У». Надо сказать, что представитель Украины уже участвовал в последнем заседании комитета БРЭЛЛ.

И в конце совсем вкратце, для информации, скажу о том, какие разработки по развитию сети ведутся в странах Балтии.

Это уже точно, что в конце следующего года в работе будут находиться 350 киловольт. Я имею в виду кабель постоянного тока между Эстонией и Финляндией.

Второй проект - Эстония-Латвия. Уже давно говорили о линии 330 киловольт между Эстонией и Ригой, но этот проект отбросили, потому что

чисто коммерчески он не окупался. Но недавно получили информацию, что Эстония подала проект. Если слышали, есть такая программа Евросоюза, которая финансирует разработку новых соединений и т.д. И мы получили очень хороший бюджет в евро для более детальной разработки и постройки этой линии.

Третий проект - Латвия-Готланд. Если вы знаете, у Швеции есть такой остров. В этом проекте планируется подсоединение кабелей постоянного надтока, и при этом необходима постройка второго кабеля из Готланда в основную Швецию. Притом ещё этот проект имеет интерес только при постройке большого ветряного парка у Готланда или на Готланде.

Четвёртый проект – это Литва-Швеция. Может быть мощностью до 1000 мегаватт.

Ну и Польша-Литва, мы об этом говорим уже 13 лет.

И, говоря ещё об инициативах комитета БРЭЛЛ, надо сказать, что в этом году создана рабочая группа при комитете БРЭЛЛ, которая отвечает за развитие сетей. Эта группа будет встречаться два раза в год. Первая задача у нас - собрать общую схему данных по кольцу, на которую мы уже смогли бы наложить сценарий развития в будущем.

Вкратце у меня всё. Спасибо за внимание.

Вопросы к Арнису Сталтманису

Зубакин:

- Как фактор закрытия атомного блока в Литве отразился на ценовой ситуации в Литве и в соседних странах, и как отразился на надёжности в Литве и в соседних странах, могли бы вы оценить?

Сталтманис:

- Ну, по ценовой составляющей трудно сказать. Потому что наши литовские коллеги, как я понял, нашли общий язык с организацией «ИНТЕР РАО ЕЭС». Как-то уже эта проблема решена, но по надёжности, как я уже говорил, мы видим, что ремонты сильно влияют на кольцевые перетоки, на надёжность сети. И если в этом году мы говорили об одном месяце ремонтов, тогда на следующий год мы говорим о трёх месяцев ремонта данной атомной электростанции. Если всё-таки требования Европейского Союза закрыть этот второй реактор в 2009 году будут выполнены, тогда ситуация будет плачевная.

Фишов:

- Скажите, пожалуйста, сама надёжность количественно оценивается? Вот вы не ввели мониторинг надёжности по факту. Есть

показатели, динамика какая-то?

Сталтманис:

- Есть. Например, в ДЦ Балтии мы делаем годовые отчёты отключения линии и т.д. Вот единственная на моей памяти такая серьёзная ситуация была как раз в этом году, в январе, когда по Латвии и Эстонии прошлись очень сильные ветры. И если мы посмотрим на схеме, тогда весь рижский район в один момент оставался по одной этой линии, 316 УГЭС. И тоже диспетчер не знал, что делать, потому что там ещё одна линия в Ригу была.

Фишов:

- Ну, это не расчётная ситуация? Это не так интересно.

Сталтманис:

- Расчётной ситуации не было.

Фишов:

- И не предполагается?

Сталтманис:

- Нет, потому что теперь всё довольно нормально. Были, как говорится, проблемы из-за коммерсантов, потому что коммерсанты тоже отвечают за составления резервов и т.д. Были организаторские неполадки, но чисто технически не было никаких проблем.

Беран:

- У меня такой технический вопрос. У нас в Чехии в системе центров такие правила, что мы должны соблюдать следующие параметры надёжности отношений к другим системам. Это отключение сальдо плюс-минус 20 мегаватт в час. И отклонение мощности – это плюс-минус 100 мегаватт. Какие параметры у вас? В вашей системе?

Сталтманис:

- У нас плюс-минус 100 сальдо. Потому что у нас особенное положение, как вы видите. У нас существует проблема изменений. У нас кольцо. И изменение в одной энергосистеме моментально влияет на изменение в других.

Беран:

- Ну, это в пять раз лучше, чем у нас.

Зубакин:

- Спасибо. Предоставляем слово Илье Левитину. И я напоминаю вам, Илья, что к вам был ещё вопрос с утренней сессии по поводу резервов, о котором тоже попрошу в докладе несколько слов сказать.

Обеспечение надежной параллельной работы в Электрическом Кольце БРЭЛЛ

Арнис Сталтманис

Дидзис Шульцс

Baltic Power Systems Control Centre Ltd.

Схема сети 330-750кВ ЭК БРЭЛЛ

Пропускные способности сечений ЭК БРЭЛЛ в нормальном режиме работы (МВт)

Нитор (Россия) – С.П. (Россия)	1800 < > 2500
С.П. (Россия) – Эстония	1000 < > 1000
Эстония – Нитор – Латвия	1200 < > 1500
Латвия – Литва	2000 < > 1000
Литва – Калининград (Россия)	> 700*
Литва – Беларусь	1400 < > 2200*
Беларусь – Смоленск (Россия)	1600 < > 1000

* пропускные способности будут определены вслед Комиссией в сети

Планирование режимов работы в ЭК БРЭЛЛ

Планирование в ЭК БРЭЛЛ производится с учетом критерия n-1.

Критерий n-1 нарушается в 3-х случаях:

- на сечении Нитор (Россия) – Северо Запад (Россия);
- на сечении Смоленск (Россия) – Беларусь
- при выводе ремонтов или ТТ на Ионалинской АЭС (Литва)

Примечание:

В данных случаях допустимые установленной работами обеспечиваются работами производственных диспетчерских единиц необходимых на максимальных потребительской мощности распределительных коммуникаций.

Проблемы при планировании режимов работы в ЭК БРЭЛЛ

По данным анализ сетей интегрированной проблемной системы планирования режимов при ремонтах на ПЭЭС в числе от нормальных и необходимых ремонтных отключений имеет:

- Ограниченность пропускных способностей межсистемных связей электроэнергетики;
- Отсутствие связи и получение дополнительных данных для планирования режимов работы.

Большой пропускной способности сечений в Литве, которая является определяющим в ЭЭС Балтии, другие определяющие мощности – 2 электростанционных блока на электростанции. В результате производится не только на России.

Отключение в ремонт 2-х или более ЭЭС на Калининградской ГРЭС, определяющей пропускную способность ЭК БРЭЛЛ.

При отключении ПЭЭС межсистемных обходной работы в ЭК БРЭЛЛ включение двух ЭЭС Литва – Беларусь, или в крайнем разгружается на 30% линии Смоленск (Россия) – Беларусь, возникающие опасные условия потерь в сети 330-750кВ ЭК БРЭЛЛ.

Новые межсистемные связи, влияющие на работу ЭК БРЭЛЛ

№	Название	Тип	P_{max} МВт	Дата ввода
1	Эстония – Финляндия	Кабель постоянного тока 350кВ	350	Октябрь 2006г
2	Эстония – Латвия	ЛЭП 330кВ		-
3	Литва – Смоленск (Россия)	Кабель постоянного тока	500	-
4	Литва – Польша	Кабель постоянного тока	до 1000	-
5	Польша – Литва	ЛЭП 330-400кВ с отпаечной постоянного тока	до 1000	после 2010г

Илья Левитин

Duane Morris, США

Роль соглашений между Системными Операторами в обеспечении надежности

Зубакин:

- Предоставляем слово Илье Левитину. И я напоминаю вам, Илья, что к вам был ещё вопрос с утренней сессии по поводу резервов, о котором тоже попрошу в докладе несколько слов сказать.

Доклад Ильи Левитина

- Эта часть нашей презентации состоит из двух подчастей. Первая касается непосредственно средне-западного системного оператора. И Стив говорил уже об этом, поэтому я собираюсь пройти по ней быстро. И вторая часть будет касаться координационных соглашений между системными операторами. Я остановлюсь на этой второй части немного более подробно.

Что такое средне-западный системный оператор? Это независимый некоммерческий оператор, который был создан владельцами сетей. Его деятельность регулируется федерально-энергетической комиссией, а с 1 апреля 2005 года он также является и оператором рынка. Покрывает территорию 16 штатов, больше миллиона квадратных миль. 120 гигаватт пиковой нагрузки. 111 тысяч миль линий передач. Вот, здесь есть карта и тёмно-синим цветом показана как раз территория средне-западного системного оператора. Средне-западный системный оператор отличается от других системных операторов, которые были созданы в Соединённых Штатах за последние 10 лет. Таких, например, как Нью-Йорк, или PJM, или оператор, который был создан в Новой Англии. Причина этого состоит в том, что там, где был создан среднезападный системный оператор, не было жёстких пулов. Т.е. не было истории центрального диспетчирования, не было санкций. Единственное, чем занимались свободные пулы, такие, как МАП, состояло, в общем, в делении резервов.

Кроме того, существует ещё одно значительное отличие. И это трудность, с которой приходится постоянно сталкиваться средне-западному системному оператору. Я имею в виду наличие внутри его сетей, сетей, которыми он управляет, разных вкраплённых элементов. Они принадлежат компаниям, по отношению к которым системный оператор не имеет никаких полномочий. Это, прежде всего, кооперативы и различного рода муниципальные компании. Это создаёт колоссальные проблемы. Проблемы как коммерческого плана, так и технического, но с этим приходится жить. Совсем недавно одна из таких компаний подала жалобу на системного оператора в федерально-энергетическую комиссию, утверждая, что поскольку ток течёт через их такие вкраплённые объекты, так вот эта компания настаивала, чтобы системный оператор собирал от имени этой компании деньги за использование упомянутых объектов. Мы с

большим трудом от этого отбились. Но такие проблемы существуют.

История создания средне-западного оператора была похожа на историю других системных операторов. Сразу после того, как вышел приказ № 888, вертикально-интегрированные компании стали обсуждать проблему, понимая, что если они не создадут системного оператора, то могут произойти изменения в том, как они будут регулироваться. Поэтому в начале 1998 года такие компании подписали договор владельцев сетей. Т.е. системный оператор по сути дела был учреждён владельцами сетей. И основной базовый документ - это вот тот самый договор владельцев сетей. Владельцев сетей было довольно много, и они передали системному оператору то, что было условно названо функциональный контроль. Функциональный контроль – это конечно не оперативное управление, это нечто меньшее. Это просто технический контроль над их системой. Все непосредственные физические операции владельцы сетей, разумеется, продолжают осуществлять сами, но по команде системного оператора. Были установлены зональные тарифы. И я хочу напомнить, всё это происходило во времена, когда ещё никаких рынков не было. Т.е. речь идёт о тарифах на передачу. И был также подан тариф и правила недискриминационного доступа. Это было подано в федерально-энергетическую комиссию, и комиссия одобрила такое предложение. Всё, что одобряется федерально-энергетической комиссией, приобретает силу её собственных правил. Как будто бы это она сама их издала. И, соответственно, это становится общеобязательным для всех участников рынка, которые подписывают договор о присоединении к рынку. Предварительное одобрение было дано в конце 1998 года, а затем, когда вышел приказ 2000, были созданы региональные организации по передаче. Средне-западный оператор приобрёл и этот статус. Всё это было названо «функциями первого дня». Почему «первого дня»? Всегда держалось в памяти, что впоследствии средне-западный системный оператор будет не только оператором сетей, но и администратором рынков. Пока этот второй день, когда он станет оператором рынка, не наступил, все функции, которые исполнялись системным оператором до этого, назывались функциями первого дня. Средне-западный системный оператор приступил к выполнению этих функций в начале 2002 года. И здесь они вкратце перечислены. Что это такое. Применение тарифов и правил, рассмотрение заявок на услуги по передаче, составление графиков, координация надёжности, реакция на внештатные ситуации, аварии, сброс нагрузки, если необходимо, координация временного вывода из эксплуатации сетевых объектов и генерирующих мощностей, имеется в виду в ремонт или для поддержания соответствующего состояния, управление информационными системами, присоединение генераторов, особенно крупных генераторов. Это было значительной функцией всегда.

Рынка нет и, соответственно, отсутствуют функции по управлению рынком.

Потом был второй день. Почему возник второй день? Потому что приказ 2000 практически требовал от утверждённых региональных организаций по передаче электроэнергии создание балансирующего рынка. Опять началась подготовительная работа. И 1 апреля 2005 года были запущены, как и во многих других системных операторах, по сути дела два спотовых рынка. Вперёд и реального времени. Соответственно средне-западным оператором были приведены новые функции: функции управления рынком, управления ограничениями пропускной способности при помощи узловых цен, централизованная диспетчеризация. Координация расширения сети (то, о чём как раз говорил Стивен) – большой сложный процесс. А также продолжение выполнения функций первого дня. Которые никуда не делись, но некоторые их аспекты, разумеется, были модифицированы.

Сейчас я перейду ко второй части. И мы тогда поговорим о координационных договорах.

Наверное, в ходе дискуссии создалось впечатление, что эта координация между системными операторами возникла, этот вопрос остро встал сейчас. Это действительно так. Но, разумеется, координация существовала всегда. С незапамятных времен. И даже когда были вертикально-интегрированные компании, они между собой координировали свои действия. Профессор Рецман говорил, что территория Соединённых Штатов на самом деле разделена по сути дела на три региона. И регионы эти, можно сказать, физически изолированы друг от друга, за исключением объекта по передаче прямого тока, который их соединяет. Это восточный регион, западный регион и Техас. Внутри каждого из этих регионов каждая вертикально-интегрированная компания имела свою территорию обслуживания. Как я рассказывал в своей первой презентации, территория, на которой они были обязаны осуществлять энергоснабжение всех, кто в этом нуждался. Кроме того, эти территории существовали также и как контрольные территории именно для обеспечения надёжности. В рамках этой территории каждая вертикальная компания балансировала генерирование и нагрузку. Т.е. такая ситуация была, и между собой они время от времени вступали в традиционные соглашения, по которым они регулировали перетоки. Кроме этого, позже были созданы различного рода стандарты совета по надёжности, которые требовали чётких, всеохватывающих соглашений между координаторами по надёжности.

Когда вышел приказ 2000, это было в 1999 году, региональные организации, и системный оператор потом тоже стал такой организацией, должны были обеспечить интеграцию правил надёжности внутри каждой

из трёх изолированных систем, имеются в виду вот эти три региона, а также рыночных правил между регионами. И они должны были разработать планы по тому, что делать с кольцевыми перетоками. Такого рода правила, разумеется, всегда пишутся на очень общем уровне, т.е. там эти вопросы были просто обозначены, нежели чем даны какие-то их решения.

Почему возникла эта «проблема швов»? Эта проблема взаимодействия или нехватки такового между системными операторами, в частности в Америке? Одна из основных причин состояла в том, что каждый из этих системных операторов развивался по своей динамике, со своей скоростью. В PJM и в Нью-Йорке были рано созданы системные операторы и рано они на себя приняли функции администраторов рынков. В средне-западном системном операторе процесс пошёл намного позже, и намного дольше он продолжал оставаться просто оператором системы. Т.е. все они находились на разных уровнях и двигались с разной скоростью. Например, в средне-западном системном операторе проблема развития сильно замедлилась, когда вдруг неожиданно некоторыми вертикально-интегрированными компаниями была создана конкурирующая региональная организация по передаче, которая называлась АЛАЯ. Это замедлило ситуацию. Стив как раз тогда работал со средне-западным системным оператором. Дошло чуть ли не до того, что организация по сути дела была готова прекратить своё существование. Не было ясно, какая из этих двух конкурирующих организаций как раз и станет системным оператором. Потом это всё разрешилось. Федерально-энергетическая комиссия выбрала среднезападный системный оператор, вторую организацию распустили.

Сразу после того, как её распустили, возникла проблема: куда пойдут те вертикально-интегрированные компании, которые пытались создать эту альтернативную организацию? Каждая из них сделала свой выбор. И выборы их зачастую совершенно не диктовались соображениями пользы для системы. В результате этого часть компаний примкнула к PJM. Другая часть примкнула к средне-западному системному оператору. В конечном итоге образовались разного рода странные конфигурации, которые явно противоречили идеям приказа 2000, где было написано, что должна быть компактная территория, территория должна быть максимально большой и т.п. Однако на практике образовались эти швы.

Проблем было много. Одной из этих проблем были кольцевые перетоки. Вторая проблема – возникли вопросы с тарифами. Т.е. возникло наложение нескольких тарифов для того, чтобы скажем из средне-западного системного оператора в PJM перегнать энергию, приходилось платить несколько тарифов. И тариф PJM, и тариф средне-западного системного оператора. Комиссия это терпела какое-то время, потом сказала, что терпеть больше не будет. Больше такого наложения тарифов не будет, потому что это как раз то, от чего мы пытались уйти, приходя вот к этим региональным

группам. И по сути дела предложила системным операторам два решения.

Одно было – объединяйтесь между собой, создавайте общий рынок. Над этим долго думали, общий рынок не пошёл. Второе предложение было: не хотите создавать общий рынок, тогда вступайте в совместные координационные соглашения. И это был приказ, т.е. выбора здесь уже никакого не было. И первое такое соглашение было заключено между PJM и средне-западным системным оператором. Оно было представлено в федерально-энергетическую комиссию в 2003 году. Главная идея, стоящая за этим соглашением – улучшить обмен информацией для того, чтобы обеспечить надёжность между примыкающими системными операторами. Так как оба системных оператора находились на разных стадиях внутреннего развития, был предложен такой двухфазовый подход.

Фаза № 1 – координация «рынок - не рынок». В тот момент PJM был рынком, средне-западный системный оператор рынком не был.

Фаза № 2 – координация «рынок-рынок».

Что всё это значит? Фаза № 1 («рынок - не рынок»). Какие функции предусматривало это координационное соглашение? Номер один – это обмен оперативной информацией. Прогнозы в режиме реального времени. Данные SCADA. Модели EMS, о которых мы слышали. Информация и модели по планированию.

Второе – очень важное условие, которое, безусловно, являлось основой - это координирование расчёта пропускной способности. Методики должны быть согласованы между двумя системными операторами, и часть этого расчёта пропускной способности на ключевых объектах, которые соединяют собой оба системных оператора, должен согласованным способом определять пропускную способность. Другие значительные функции – координирование графиков ремонта. Это самоочевидно, это важно. Это касается и объектов сетевых, и генерирующих объектов. Координация аварийных правил, координация процесса регионального расширения сетей. Их, конечно, трудно сделать идентичными, но пытаться приблизить как-то друг к другу необходимо. Внедрение методологий совета, которая была разработана, касающаяся такой проблемы швов. Это были элементы фазы № 1.

Потом перешли к фазе № 2. И эта фаза, она буквально только началась, поэтому я не знаю, как много опыта здесь пока наработано. Она в себя, разумеется, включает все элементы фазы № 1, но к этому добавляется координация и диспетчеризация генераторов. И последовательность в определении узловых цен на границах рынка. Вот это были два дополнительных элемента, которые сейчас начали работать. Вот этот первый координационный договор. И он является наиболее полным и расширенным. Но он не единственный. В течение следующего года или

двух средне-западный системный оператор вступил в похожие договоры с другими примыкающими системными операторами.

Наиболее интересный случай из них здесь указан последним. АЙМОУ – это системный оператор, который управляет в провинции Онтарио в Канаде. Здесь в дополнение к таким инженерным, техническим и коммерческим вопросам, были добавлены вопросы суверенитетов. Кто осуществляет регулирование. Были дополнительные в нём положения, которые касались полномочий федерально-энергетической комиссии с американской стороны, и с канадской стороны – их регулирующего органа соответственно.

Следующий шаг – общий рынок или нет? Ответа на этот вопрос пока никто не знает. Но давление со стороны федерально-энергетической комиссии всегда было направленно именно в сторону укрупнения, однако оно натолкнулось на целый ряд объективных препятствий. Поэтому я думаю, что существующий сейчас режим координирования будет значительный период времени с нами. Во всяком случае, до того, как укрупнение станет возможным, если вообще станет.

Вопрос по резервам. Стив знает больше об этом. Может быть, если бы он смог ответить либо сейчас, либо после того, как вопросы ко мне пройдут. Это будет более удобно.

Вопросы к Илье Левитину

Вопрос из зала:

- Скажите, пожалуйста, как я понял из вашего сообщения, сейчас оптовые рынки фактически функционируют в рамках отдельных ISO. А вот задача общих рынков ставится? Чтобы потребитель, скажем, находится в одном ISO, а хочет заключить контракт на поставку из какого-то другого?

Илья Левитин:

- Калифорния продолжает оставаться исключением, хотя конечно рынок там есть сейчас , но трудно говорить о рынке двухсторонних контрактов. Но все системные операторы, которые находятся на востоке страны, наиболее известные вам, такие, как PJM, средне-западный системный оператор, Нью-Йорк и другие – все они являются операторами рынков. Т.е. они и системные операторы, и операторы рынка. Это модель, которая, во всяком случае, сложилась в Соединённых Штатах - не берусь говорить за остальные страны – так вот она прижилась и работает. Чем крупнее этот рынок будет, тем было бы лучше. И федерально-энергетическая комиссия пыталась направить системных операторов именно в этом направлении. Здесь есть объективные ограничения. И ограничения эти скорее такого политически-регулятивного толка, нежели

чем инженерного или какого-то ещё. Во всяком случае, я знаю, что многие штаты и их комиссии в разных частях страны не считают, что такой рынок им нужен, и что им вообще нужен рынок.

Например, во многих частях страны вертикально-интегрированные системы – там, где дешёвая генерация, могут работать вполне успешно. И очень часто есть такая иллюзия, что вот мы как бы отделимся и будем жить как жили. Вот что является главным тормозом в этом процессе. Но я думаю, процесс создания более обширного рынка пойдёт на региональном уровне. Было несколько фальш-стартов. Один был при попытке соединения Нью-Йорка и Новой Англии, т.е. там был период, когда пытались создать помимо NERC такой общий рынок. Но не пошло. Однако всё равно комиссия очень старалась направить средне-западный системный оператор и PJM вот в этом направлении. И тот корреляционный договор, который сейчас существует, становится всё более и более детальным. Заложены действительно какие-то основы для общего рынка, прекратили существовать двойные тарифы, когда при переброске из одного места в другое надо платить оба тарифа. Но это - лишь первый шаг.

Фишов:

- Мне очень хочется узнать про координацию ремонтов или координацию простоев оборудования. Есть ли какие-то формализованные модели для осуществления этой координации? Можно ли назвать пару принципов? И есть ли предпочтение, допустим, сетевым элементам перед генерирующими или наоборот? Или существует общий критерий какой-то координации, плановых простоев.

Левитин:

- Так детально я вам не смогу ответить. Я смогу ответить на более общем уровне. Принципы есть. И в каждом из этих системных операторов, включая средне-западный системный оператор, есть специальные правила по выводу в ремонт, по выводу из эксплуатации. Какие детали, из каких конкретно деталей они состоят, я не знаю. Я здесь вам не готов ответить. Но я знаю, что они касаются как генерирующих мощностей, так и сетевых объектов. Но в разных системных операторах были определённые вариации. И вот одна из идей этого координирующего договора – свести эти вариации к минимуму и дать возможность координировать свои действия всем участникам договора. Если вас интересуют детальные аспекты, я могу вам прислать то, что используется в средне-западном системном операторе. Это доступно.

Вопрос из зала:

- Илья, на пятом слайде на первой фазе задач системного оператора была такая штучка, как присоединение генераторов. И вы говорили, что это особенно касается крупных генерирующих источников. Не могли бы

вы такими крупными мазками показать, что это за процедура, в чём она заключается?

Левитин:

- Процесс присоединения непростой, он как бы двухсторонний. С одной стороны это процесс, который идёт внутри самого системного оператора, и существуют детальные правила. С другой стороны , федерально-энергетическая комиссия приняла решение несколько лет назад формализовать этот процесс. И, наверное, с этого и стоило начать. Они приняли очень детальные правила, правила подключения. Они описывают, как подается заявка на подключение, что должно входить в эту заявку на подключение, как её рассматривать. Всё это в значительных деталях было расписано федерально-энергетической комиссией. Издав такое правило, они обязали системных операторов, таких как средне-западный системный оператор, принять это как свои внутренние правила. И дополнить их, где это необходимо. Важным элементом этого процесса является формализованный договор о присоединении. Он вот такой толщины. Это тоже было принято федерально-энергетической комиссией, которая заставила каждого системного оператора и территории, где вертикально-интегрированные компании остались, использовать вот такой договор о присоединении. Процесс состоит из подачи заявки, рассмотрения заявки, заключения договора и обследования. Если большой генератор, необходимо проводить всякого рода обследования. Долгое время эти вот обследования были камнем преткновения. Поскольку это оказалось дорогой затеей – кто будет за это платить? Как должны делиться расходы – вот это всё расписано в таких правилах. Они есть в каждом системном операторе, включая средне-западный системный оператор.

Вопрос из зала:

- Мы сегодня говорили о планировании. Может быть, я что-то упустил. Скажите, а на какую глубину перспективное планирование принято в Соединённых Штатах – или это в целом по стране, или вот по регионам, в частности в рамках средне-западного оператора. То есть 5, 10, 15, 30 лет, сколько?

Левитин:

- За все Соединённые Штаты не смогу сказать. В средне-западном системном операторе это пять лет. *Вопрос из зала:*

- И считается, что это вполне достаточно?

Левитин:

- На сегодняшний день – да.

Вопрос из зала:

- Илья, у меня будет два вопроса. Один я хотел задать, когда

выступал предыдущий ваш коллега по поводу планирования. Хотел уточнить следующую деталь. Когда мы говорим о составлении любой схемы развития или планов развития, базой является прогноз изменения потребления электроэнергии. В данном случае, когда вы говорите о том, что средне-западный ISO делает план развития, означает ли это, что он делает собственный прогноз потребления? Если это так, то интересно было бы понять общие принципы – т.е. это статистика, это анализ макроэкономики, это анализ контрактов долгосрочных? Или он принимает некий прогноз, который делается иными, сторонними организациями? Ответьте, пожалуйста.

Левитин:

- Я знаю, что средне-западный системный оператор использует прогнозы, которые делают для своих нужд его компании - владельцы сетей. Поскольку Стив давал эту презентацию, я думаю, может быть он захотел бы более детально на вопросы планирования ответить. Поскольку этот вопрос относится к его компетенции.

Стивен Лин Тейчлер:

- Да. Как говорит Илья, процесс планирования в средне-западном операторе опирается на прогнозы компании, которая является собственником сетей, и они дают достаточно реалистичные прогнозы. Мы используем это как нашу ориентировочную цифру на ближайшие пять лет. Затем мы смотрим, насколько устойчиво работают системы передачи. И в рамках этого пятилетнего плана мы каждый год уточняем эти данные и на скользящей основе продлеваем этот процесс на следующие пять лет.

Вопрос из зала:

- И вопрос второй по поводу этой же презентации. Возвращаясь к проблемам швов между различными территориями. То, что вы сказали про двустороннее соглашение. Не услышал я одной детали, которая интересна. Каким образом строится решение вопроса доступа к пропускной способности сети, к сечениям, которое существует на стыке различных системных операторов. Это вопрос тот же, который я задавал Виктору Агроскину до этого. Понятно, что между двумя системными операторами нет возможности применить EVTR. Что делать, если правила общие, или это договорённости между двумя сторонами?

Левитин:

- Да, EVTR действительно не применяется. Что используется? Прежде всего, используются оговоренные методики расчёта этой пропускной способности. До того, как не было координации, скажем, если взять пример PJM и средне-западного системного оператора, каждый рассчитывал на эти сетевые объекты, которые условно говоря находятся на границе. Каждый рассчитывал по-разному. И не учитывали расчетов

друг друга. И это приводило к разного рода проблемам: проблемам перегрузки, проблемам недостаточной пропускной способности. Когда такая проблема возникает, идёт либо сброс нагрузки, либо ограничивается доступ. Т.е. соответственно, вот эти сетевые объекты, которые там существуют, использовались неэффективно, потому что они могли бы использоваться более продуктивно. Но из-за того, что не было вот этой вот координации, этого не происходило. Координация осуществляется при помощи обмена информацией. Это был первый шаг.

А второй шаг заключался в том, что пропускная способность вот на таких объектах рассчитывается единообразно. Как будто это один системный оператор. Так это было решено. Технические детали, как именно она рассчитывается, я не инженер, не знаю, не могу вам сказать.

Вопрос из зала:

- Я бы хотел уточнить. Понятно, что мы можем договориться о какой-то конкретной цифре между двумя системами, но вопрос несколько в другом. На каких принципах мы допускаем к этим связям желающих продать или купить, т.е. каким образом осуществляется недискриминационный доступ к этим сетям?

Левитин:

- Недискриминационный доступ достигается таким же образом, как и на всех других сетевых объектах. Сама суть того, для чего существует системный оператор, одна из его главных функций – обеспечивать недискриминационный доступ, т.е. составляется пропускная способность, регламентируется и назначается в соответствии с этими принципами. Т.е. не даётся преференции никаким участникам рынка. И это делается от имени обоих системных операторов единообразно. Это ключевой подход. Единственная разница – что ограничена пропускная способность.

Вопрос из зала:

- То есть какая методология положена, если нет EVTR? Возможно купить её, т.е. что делать в таком случае?

Левитин:

- Методология физической передачи, т.е. количество пропускной способности резервируется за определенными покупателями. Я забыл, как это правильно называется по-русски. Имеются в виду не финансовые права, а физические права на передачу.

Вопрос из зала:

- То есть резервируется за системными операторами, правильно?

Левитин:

- Да, это делается системными операторами. Это вообще очень американская концепция. Она существовала задолго - вот эти физические

права. Это, конечно, каждому инженеру понятно. Эта иллюзия, что вот от пункта до пункта можно разрезать пропускную способность, вот этот point to point service, который всегда существовал в Соединённых Штатах, - это такая старая американская традиция. И вот на таких объектах она продолжает использоваться.

Вопрос из зала:

- У меня вопрос, связанный с системной надёжностью американских систем. Вот такая прослеживается динамика в Америке: в 1965 году Нью-Йорк восстанавливали энергоснабжение примерно 12 часов. В 77 где-то 24-25 часов. В 2003 году 48, нет, 44 часа, да? Я могу ошибаться на час-два. Что это значит? Можем ли мы сказать, что эта динамика ухудшается настолько, что тяжелее и тяжелее становятся аварии, и они становятся какими-то цикличными и неизбежными, или это всё-таки дело случайное? Можно ли избежать такого масштаба аварий в энергетике в Соединённых Штатах?

Левитин:

- Как говорил уважаемый профессор, в какой-то степени они, безусловно, случайны. Но, с другой стороны, почти все, я не берусь сказать, что все, но почти все они происходят из-за нарушения существующих правил. Либо энергетическими компаниями, либо системным оператором. Это было верно в 1965 году, это было верно 2 года назад. Были проблемы, и комиссия, которая была создана властями Канады и Соединённых Штатов – там был вот такой вот список длиннющий, где конкретно перечислялись нарушения, которые конкретные компании сделали. Нарушения, недосмотры и прочее. Т.е. нельзя сказать, что это какие-то случайности в таком смысле.

О длине. Я побоюсь сказать, что вот вы какой-то тренд указали, что тогда было 13 часов, а вот сейчас стало 4 дня. Я просто не знаю. Это зависит, безусловно, от сложности аварии. Но если говорить об ухудшении надёжности, то, что озвучила федерально-энергетическая комиссия, они совершенно чётко озвучили свое беспокойство - после запусков рынков начала ухудшаться надёжность. Это ни для кого не секрет. И именно с этой целью была создана идея региональных организаций по передаче электроэнергии. Если на это посмотреть объективно, то это по сути дела укрепление системной надежности. Т.е. в этом смысле – да, такое беспокойство есть.

Вопрос из зала:

- А вот нельзя ли здесь связать, что стандарты, популярные у вас, ваши «n-1», применяемые в Европе и у нас, что они, может быть, неприменимы к большим системам. Нужны какие-то другие стандарты надёжности? Безусловно более жёсткие?

Левитин:

- Какие-то другие более жёсткие, скажем, «n-2». Этот вопрос инженерный. Я, конечно, не могу высказывать мнение по поводу того, достаточны или недостаточны эти стандарты, но я знаю, что в некоторых частях Штатов некоторые региональные советы NERC имеют «n-2», они применяют этот стандарт в определенных случаях, т.е. это не только «n-1». Достаточно этого или нет, я, конечно, не берусь сказать.

Из зала:

- Я бы хотел сказать, что с развитием конкурентных рынков система передачи должна была адаптироваться. Сейчас она гораздо сложнее, сейчас гораздо больше подсоединений. И поэтому, если сравнивать то, что случилось в 2003 году – конечно, там гораздо сложнее было устранить последствия, потому что некоторые энергокомпании в основном покупают энергию у соседних энергокомпаний. А у них выработка не такая, какая она была в прошлом. В прошлом у них была в основном своя выработка. И поэтому авария в 2003 году была гораздо сложнее. Для того, чтобы заново запустить систему, нужно было устранить всякие нарушения в отдельных системах синхронно. Таких отдельных игроков стало гораздо больше. Вот это вот единство, которое вводится конкурентным рынком, оно гораздо сложнее сейчас как система, чем было в прошлом. Этот достаточно серьёзный факт, что сейчас иначе используются системы передач, и принудил конгресс принять закон 2005 года. Т.е. этот закон дал региональным компаниям определённые полномочия для того, чтобы уполномочить FERC взимать действительно серьёзные штрафы с тех, кто не соответствует стандартам. Поэтому тот факт, что какой-то один стандарт употребляется – не самое главное. Самое главное – понимание того, что системе нужно уже решать системные вопросы в гораздо большем масштабе, чем это делалось в прошлом.

Вопрос из зала:

- У меня ещё такой вопрос к вам: для крупных мегаполисов типа Москвы в Соединённых Штатах есть свои особые стандарты надёжности, или они общесистемные?

Левитин:

- Я не могу сказать конкретно для мегаполисов, но региональные советы NERC, советы по надёжности, их стандарты более детальны, чем стандарты общего уровня NERC. И они учитывают региональные вариации. Скажем, если у вас есть региональный совет, который покрывает территорию там, где находится Нью-Йорк, Бостон, т.е. все крупные города северо-востока на очень маленькой дистанции друг от друга, безусловно, там существует отдельный набор стандартов, которые будут применяться. И у них есть возможность принимать такие стандарты. Вы знаете, когда

в моей предыдущей презентации я говорил о том, что будет перенесено в эту новую систему, т.е. вот эти организации по обеспечению надёжности, которые будут структурированы примерно так же, как сейчас NERC – это и будет уровень общий. За ними идут уровни региональные. Эти стандарты смогут принимать региональные организации. Поэтому если такая необходимость есть, для более плотных территорий, или где просто топография того требует - и система будет другая, там будут вариации в этих стандартах. Поэтому ответ – да.

Кащеев:

- Как вы считаете, в будущем, с учётом всех тех неприятностей, которые имели место при упоминавшихся сегодня авариях, собираются ли в Соединённых Штатах как-то ввести или разрешить превентивное отключение потребителей во имя спасения энергосистемы? Или, поскольку ни в какие стандарты не вписывается сейчас, это нереально и не будет реально никогда? Как вы думаете?

Левитин:

- Когда вы говорите потребитель, вы имеете в виду население, а не крупную коммерческую индустриальную группу, да?

Кащеев:

- Нет, ну почему же. Потребитель может быть самый разный.

Левитин:

- В самом широком смысле?

Кащеев:

- Конечно.

Левитин:

- Ну, стандарты – это очень чувствительный вопрос, как наверно в любой стране. Америка здесь не является никаким исключением. Кого-либо отключать – это очень чувствительный вопрос, который имеет массу политических и других аспектов. Я должен вам сказать, что в принципе отключения возможны. Существует разный приоритет для таких отключений, т.е. установлены градации, какого рода нагрузка будет отключаться в первую очередь. Одна из проблем у нас в США – это проблема федерализма. Эти вопросы всегда традиционно решались на уровне штатов. Вот эти стандарты для отключения нагрузки принимали региональные комиссии. Это традиционно относится к тому, что условно можно назвать распределением. То, что я говорил в начале, относится к компетенции штатов, и они очень тщательно охраняют эту свою прерогативу. Поэтому какой-то единообразной схемы, которая бы распространялась на всю Америку, нет. Но в каждом штате есть свои правила. Например, я знаю, что в Калифорнии во время этого кризиса,

происходили отключения, в т.ч. и превентивные. Но это средство, безусловно, применяется очень тщательно. Семь раз отмерь, один раз отрежь. И самое главное – это зарезервировано за отдельными штатами.

Зубакин:

- Вам слово, Стив. У кого-то один вопрос по уровню допустимости резервов.

Стивен Лиин Тейчлер:

- Я уже говорил сегодня раньше, что есть два понятия для резервов. Во-первых, установленная мощность. Но тут уже всё жестко очень. И для нашего оператора у нас существует резерв на установленную мощность 20%, хотя мы пытаемся соблюдать более высокий уровень, если он установлен властями штата.

Есть операционные резервы, или эксплуатационные резервы, они соблюдаются в масштабе реального времени. И тут не установлена какая-то процентная цифра для операционных резервов. Это часть однодневного планирования. Сперва мы принимаем различные заявки от производителей. Мы на следующий день прогнозируем требования, т.е. нагрузку. В зависимости от того, какие генераторы выбираются, какие графики передачи выбираются, наши специалисты определяют, где нужно сформировать резервы для того, чтобы можно было соблюдать принцип «n-1». Это делается загодя, за один день. В полночь, на следующий день. А когда принимается решение относительно использования ресурсов производственных, когда мы работаем в режиме реального времени, мы используем оценки состояния каждые 5 минут, мы смотрим на поведение перетоков в системе. Делаем анализ внештатных ситуаций. И на основании этих анализов каждые 5 минут оператор системы либо правильно осуществляет диспетчеризацию выработки, либо подключает какую-то другую выработку. Т.е. здесь мы постоянно занимаемся этим в режиме реального времени. У нас автоматическое управление выработкой, контроль выработки, у нас есть специальные технические инструкции, которыми мы пользуемся. Я думаю, что никого в этой комнате не удивит, что когда мы занимаемся диспетчеризацией выработки на предмет резервов для обеспечения надёжности, мы должны гарантировать ситуацию, при которой у производителя будет возможность возместить свои затраты. И это уже важный вопрос. И мы используем нашу сеть, может быть, более консервативно, чем надо в части того, что касается диспетчеризации операционных резервов, но мы пытаемся всё-таки избежать ситуации, когда у нас надёжность пострадает. Ответил я на ваш вопрос?

Круглый стол
«Методы обеспечения надежности электроснабжения в мировых энергосистемах – история и современность»

Round Table
«Methods of Ensuring Reliability in the World's Electrical Systems—History and the Present»

DuaneMorris

10 ноября 2009 года / November 10, 2009
Москва / Moscow

Роль Соглашений Между Системными Операторами в Обеспечении Надежности

The Role of Joint Operating Agreements in Ensuring Reliability

DuaneMorris

Истоки: NERC
Sources: NERC

- Inter-Regional Coordination, Policy 9. H.
- "Clear comprehensive coordination agreements" among Reliability Coordinators.
- Determine and request data requirements from neighbors.
- RC to exchange data with other RCs

- Межрегиональная координация, Правило 9.H
- Чёткие, всеобъемлющие соглашения между координаторами по надежности
- Определение параметров необходимых данных
- Обмен информацией между координаторами по надежности.

DuaneMorris

Истоки: Приказ № 2000
Sources: FERC

- Order 2000, RTO must ensure integration of:
  - Reliability practices within an interconnection
  - Market practices among regions
- RTO must develop plan to deal with loop flow.

- Приказ №. 2000, РОПы должны обеспечить интеграцию
  - Правил надежности внутри каждой из трех взаимосвязанных систем
  - Рыночных правил между регионами
- РОПы должны разрабатывать планы по кольцевым перетокам.

DuaneMorris

Проблема "шлюз" в СЗСО
"Seams" problem in Midwest ISO

- Different ISO and RTOs governed at different pace, some have markets, others don't, different rules, different historic practices
- Title pointed various RTOs (based on their unique structure) "in a south RTOs acquired irregular" configurations, at odds with Order No. 2000, causes everything
- The problem was particularly acute between PJM and Midwest ISO as a result of the Alliance RTO's implosion
- Loop flows: TLR
- FERC ordered a remedy: Joint Operating Agreements (JOAs) between RTOs

- Разные СО и РОП развиваются с разной скоростью, в некоторых есть рынки, в других нет, разные правила и опыт
- Из-за своего особого устройства РОП в некоторых южных районах, в результате некоторые РОП приобрели нетипичные конфигурации, не соответствующие Приказу № 2000, вызывающие всякие неприятности
- Проблема была особенно остра между PJM и СЗСО в результате распада РОП "Альянс"
- Круговые перетоки – ограничения на пропускную способность
- КПТР выбрали решение: Соглашения Координационных Сделок (СКС)

DuaneMorris

PJM-СЗСО СКС
PJM-Midwest ISO JOA

- PJM-MISO JOA was the first JOA filed in December 2003
- Key purpose: exchange of information between neighboring RTOs to improve reliability
- Because PJM and Midwest ISO were at different stages of internal development, the JOA included two phases.
- Phase 1: Market to non-market coordination
- Phase 2: Market to market coordination

- Первое СКС – между PJM и СЗСО представлено в ФЕРК в декабре 2003 года
- Главная цель: обмен информацией для улучшения надежности между прилегающими РОП
- Так как PJM и СЗСО находятся на разных стадиях внутреннего развития, был предложен двухфазный подход
- Фаза 1: Координация рынка/не рынка
- Фаза 2: Координация рынок/рынок

DuaneMorris

Ключевые Элементы Фазы I
Key Elements of Phase I

- Exchange of operating data (real-time and projected operating data, SC ATC data, ESO models, operations planning data, planning information and models)
- Coordination of TTC/ATC/AFC calculations
- Reciprocal coordination of Reroutes (i.e., parties agree to respect each other's determination of ATC/AFC on reciprocal flowgates)
- Coordination of outages
- Joint operation of emergency procedures
- Coordinated regional transmission expansion planning process
- Implementation of NERC's "seams" methodology

- Обмен оперативной информацией (в режиме реального времени и прогнозы, данные SC ATC, модели ЕОП, информация и модели по планированию)
- Координация расчетов пропускной способности
- Взаимная расчетная процедура (каждая сторона принимает во внимание основные объекты)
- Координация графиков ремонтов, и т.д.
- Координация аварийных процедур
- Координация процесса регионального расширения сетей
- Внедрение методологии NERC, касающейся проблемы "шлюз"

DuaneMorris

Ключевые Элементы Фазы II
Key Elements of Phase II

- All elements of Phase I
- Generation redispatch and coordination
- Consistency in calculating LMP at the market borders

- Все элементы Фазы I
- Координация и диспетчеризация генераторов
- Последовательность в определении условных цен на границах рынков

DuaneMorris

Другие СКС/Следующие шаги
Other JOAs/Next Step

- Midwest ISO –MAPP (market to non-market)
- Midwest ISO-TVA (market to non-market)
- Midwest ISO-SPP (market to non-market)
- Midwest ISO-IMO (special case, international)
- Next Step: Joint Market?

- СЗСО –MAPP (рынок/не рынок)
- СЗСО –TVA (рынок/не рынок)
- СЗСО –SPP (рынок/не рынок)
- СЗСО-IMO (особый случай, международный договор)
- Следующий шаг: общий рынок?

DuaneMorris

Круглый стол
«Методы обеспечения надежности электроснабжения в мировых энергосистемах – история и современность»

Round Table
«Methods of Ensuring Reliability in the World's Electrical Systems—History and the Present»

DuaneMorris

10 ноября 2006 года / November 10, 2006
Москва / Moscow

Последние События
Облегченная РОП:
Исключение или Правило?

New Developments
RTO-Lite:
The Exception or the Rule?

DuaneMorris

Order No. 2000
Приказ № 2000

- Held that RTO formation was voluntary.
- Mandated that all public utilities join an RTO.
- FERC envisioned five RTOs: Northeast, Southeast, Midwest, California, and Northwest.
- Instead, RTOs flowed out of existing ISOs without an increase in scope.
- The RTO initiative failed entirely in the Southeast, Southwest, and, now, the Northeast.

- Предусматривалось, что создание РОП – добровольно.
- Устанавливалось, что все регулируемые коммунальные компании должны присоединиться к одной из РОП.
- ФЕРК предусматривал пять РОП: северо-восточную, юго-восточную, срединно-западную, Калифорнийскую и северо-западную.
- Вместо этого, РОПы выросли из существующих системных операторов без увеличения в размере.
- РОП инициативы полностью провалились на юго-востоке, юго-западе и, теперь, северо-востоке.

DuaneMorris

Pragmatic Adjustment
Прагматическая Корректировка

- Where RTOs have not been formed, the Commission has approved plans for partial independent operation of vertically integrated utilities.
- In the Southwest, FERC approved an Independent Transmission Coordinator for Entergy.
  - ITC will establish ATC
  - ITC will receive and dispatch of Transmission Service Requests
  - ITC will manage the OASIS site

  FERC approved Duke's plan to use the Midwest ISO as an ITC as part of its merge with Cinergy.

  In the Northeast, FERC has approved in principal an RTO that would lack most of the functions required of an Order No. 2000.

- Там где РОПы не были сформированы, ФЕРК одобрил планы частичного независимого управления сетями вертикально интегрированных компаний.
- На юго-западе, ФЕРК одобрил создание Независимого координатора сети (ИКС) для компании Entergy.
  - ИКС определяет применение сетевых тарифов
  - ИКС принимает заявки на услуги по передаче
  - ИКС управляет базой данных открытого доступа
- ФЕРК одобрил план компании Duke по использованию СКСО в качестве ИКС при слиянии Duke с компанией Cinergy.
- На северо-востоке, ФЕРК одобрил в принципе РОП, у которой будет отсутствовать большинство функций, предусмотренных Приказом № 2000.

DuaneMorris

Retrenchment or Accommodation?
Отступление или Уступка?

- LGE's recent attempt to withdraw from the Midwest ISO will test whether RTO-Lite is an acceptable alternative to an existing RTO.
- LGE is a low cost producer of electric energy and hence claims that the benefits it received from participation in the Midwest ISO is less than the cost of membership.
- LGE requests authority to withdraw from the Midwest ISO and turn competitive control over to an Independent Transmission Organization. In addition, LGE would engage TVA as its Reliability Coordinator.

- Попытка компании Компании LGE выйти из СКСО показит, по-прежнему ли "облегченная" версия приемлемой альтернативой существующим РОП.
- LGE – производитель электрической энергии с минимальной стоимостью, которая, по мнению, получает от участия в СКСО меньше, чем стоимость членства.
- LGE просит разрешения от ФЕРК выйти из СКСО и передать контроль над своими сетями НЕС. Дополнительно, LGE хочет использовать ТУА в качестве координатора по надежности.

DuaneMorris

Standards for Withdrawal
Критерии Выхода

- FERC has said that it will only authorize withdrawal from an RTO when the alternative meets or exceeds Order No. 2000 standards.
- The Midwest ISO does not believe that the alternative proposed by LGE meets this standard.
  - Does not have broad geographic scope
  - Cannot manage congestion through market mechanisms
  - Can only control loop flow by relying on the Midwest ISO and PJM
  - Cannot effectuate regional planning

  LGE admits that it plans to use Midwest ISO services, but only wants to pay for what it uses.

- ФЕРК сказал, что выход из РОП будет разрешен только в случае, если альтернатива соответствует стандартам, установленным Приказом № 2000.
- Компания, предложенная LGE, не считает этот стандарт.
  - Географически ограниченный географический охват
  - Не может управлять перегрузкой, применяя рыночные ограничения, при помощи рыночных механизмов
  - Может контролировать основные перетоки только при помощи СКСО и PJM
  - Не может осуществлять региональное планирование

  LGE признает, что собирается использовать услуги ФЕРК, но хочет платить только за то, что использует.

DuaneMorris

Novel Propositions
Новые Вопросы

- LGE's request is really a question of whether FERC has abandoned Order No. 2000.
- Assuming FERC has not abandoned Order No. 2000, does the FERC have the authority to force LGE to remain a member?
- If LGE leaves, what is to stop the next least advantaged from withdrawing?
- Are the stranded costs from RTO membership politically acceptable?

- Предложение LGE – это вопрос того, отказывается ли ФЕРК от Приказа № 2000.
- Если нет, то есть ли у ФЕРК полномочия заставить LGE остаться членом СКСО?
- Если LGE выйдет, что остановит других членов СКСО от того же?
- Будут ли политически приемлемы затраты, полученные членами РОП?

DuaneMorris

Заключительное слово

Борис Ильич Аюев:

- Моё слово будет исключительно кратким. Я глубоко удовлетворён возможностью общаться в такой обстановке, глубоко удовлетворен тем, что профессионалы имеют возможность встретиться в Москве. Встретиться с российскими специалистами, встретится со специалистами компаний, по сути дела со всего мира, из разных частей мира. Для того, чтобы обсудить те проблемы, которые нам, как профессионалам своей отрасли, необходимо решать каждый день, повсеместно и везде.

Такая возможность появилась благодаря тому, что наша страна превращается в страну с открытой экономикой. Хотя именно открытая экономика даёт нам и новые вызовы, а не только возможности. Эти вызовы возникают и в электроэнергетике. Эти вызовы связаны с тем, что развивающаяся экономика России требует устойчивого и надёжного электроснабжения. И наша задача, задача российских электроэнергетиков, - обеспечить это.

Ключевым моментом российской электроэнергетики с точки зрения обеспечения надёжности является её инфраструктура. А важнейшим элементом инфраструктуры является системный оператор, который своим долгом считает присутствовать здесь, и предоставить здесь своим специалистам, как можно более широкому их кругу возможность услышать те важные и полезные советы, которые здесь прозвучали.

Огромное всем вам спасибо. Мы будем прилагать все усилия для того, чтобы как можно чаще организовывать такие встречи. Потому что все то, что я слышал сегодня, полезно для меня и как для профессионала, и как для руководителя. Я знаю, что это будет полезно всем нам и всё, что мы здесь услышали, мы постараемся донести до как можно более широкого круга специалистов в нашей стране. Мы рады будем вас видеть всегда. Приезжайте. И российский системный оператор, его двери тоже будут открыты для вас.

Зубакин:

- Разрешите и мне сказать пару слов. Вообще, сюжет сегодняшнего круглого стола развивался как хороший, интересный детектив.

Вначале – выступление Ильи Левитина. Мы узнали о том, как в новом американском законе закрутились гайки в виде обязательных стандартов, и порадовалась та часть аудитории, которая отвечает за нормативную часть

регулирования.

И тут же, следом, выступление Стива Тейчлера, в котором говорилось о том, что долгосрочное планирование осуществляется скорее в режиме саморегулирования, самоуправления сообществом на несколько иных принципах.

В следующей части мы видели выступления господ Берана, Рецмана, посвящённые уже сетям, тем новшествам, которые внедряются для повышения их надёжности, наблюдаемости, повышения эффективности. рынка идей.

И выступление Виктора Агроскина, который традиционно считается у нас одним из самых отъявленных либералов, продвигающих иные, чем существуют сегодня, модели Дальше, после обеда, было много интtресного в выступлениях Владимира Чаловича, посвященного SCADA, Анджея Коба, посвящённого генерации, поскольку генерация – это такой же равноценный фактор, наверное, обеспечения надёжности, как и сети.

И в высшей степени интересное выступление господина Чукалевски, посвящённое тому, о чём мы часто забываем: человеческому фактору. Причём особо интересно было услышать и увидеть на слайдах, что очень многие разработки в области человеческого фактора – это российские разработки, т.е. что-то полезное и Россия в этой области сделала, как выяснилось из доклада.

Дальше очень интересное выступление господина Сталтманиса, посвящённое энергетическому кольцу БРЭЛЛ и тем проблемам, которые сегодня есть в БРЭЛЛе, когда в условиях роста потребления выпадает какая-то генерация, как ККС в Литве. Я впервые услышал от стороннего человека, что запуск первого блока калининградской ТЭЦ-2 – это не какая-то политическая акция или ещё что-нибудь в этом роде, в чём нас обвиняют некоторые акционеры РАО «ЕЭС России». А что это, оказывается, весьма полезно для надёжности системы. Для меня это было просто счастье услышать такие слова. Потому что, повторяю, ежедневно приходилось отбиваться от акционеров РАО «ЕЭС России» на счет того, что мы зря тратим деньги в Калининграде, что это совершенно не нужно никому, что это выброшенные деньги. Нет. Приятно слышать о том, что это нужное для надёжности, для общего блага, в т.ч. и для блага российского анклава Калининграда дело.

И выступление Ильи Левитина, который показал на примере средне-западного системного оператора то, как тяжело идёт процесс интеграции с помощью РТО, но интеграция идёт, может быть за счёт очень сложных договорных конструкций, но она будет идти дальше.

Я поддерживаю Бориса Ильича в том, что наш этот вот детективный сюжет интересный - с такими разными, иногда противоречивыми позициями, и в то же время с таким широким охватом – был весьма содержательным и полезным.

Аплодисменты.