

DESAFIOS REGULATÓRIOS NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Resumo: *Este trabalho apresenta os principais desafios associados à introdução do novo modelo do setor elétrico brasileiro. Questões tais como design de leilões, planejamento da expansão da geração, cálculo do fator X, regras e regulamentos para as transações no mercado spot, monitoramento do mercado e garantias financeiras são aqui discutidas. O trabalho também discute os desafios enfrentados pelos potenciais investidores que estarão sujeitos a leilões centralizados para priorização da expansão da geração, que seguirá o critério do menor preço, ou menor receita permitida durante a concessão como critério de ordenamento das propostas. Os resultados mais relevantes do leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, realizado em dezembro de 2004, são também apresentados.*

Palavras-chaves: modelo do setor elétrico; regulação; planejamento da expansão; leilões de energia.

1. INTRODUÇÃO

A partir da metade dos anos 90, a indústria de energia elétrica do Brasil experimentou mudanças importantes na direção da competição [1]. A reestruturação seguia a idéia de um mercado de energia elétrica cuja oferta seria genuinamente competitiva, como detalhado em [2], [3], [4], [5] e [6], sobretudo no primeiro. Tal como em muitos outros países, a reestruturação seria determinante para a melhoria da eficiência econômica do sistema, para produzir preços justos, aumentar a confiabilidade e a qualidade dos serviços prestados e assegurar os investimentos necessários em toda a cadeia de produção [3]-[6]. Essas metas resultariam da competição na geração e na comercialização, do acesso livre e não discriminatório às redes elétricas, da livre entrada e da implementação de regras e regulamentos transparentes com a participação da sociedade no processo regulatório.

Mais recentemente, o governo brasileiro introduziu ajustes importantes nesse modelo, principalmente em relação ao arranjo de comercialização [7]. Os principais objetivos desses ajustes, que resultou num novo modelo (assegurar a expansão de capacidade de geração, promover a modicidade tarifária e criar mecanismos para universalização do uso da eletricidade) não são, de forma geral, muito diferentes daqueles imaginados no modelo de mercado anterior. Porém, eles diferem na dimensão e na forma de serem alcançados, tendo em vista que há uma relação mais clara entre tais objetivos e as diretrizes para que os mesmos sejam atingidos.

Na verdade, as mudanças que estão sendo implementadas no Brasil estão na mesma direção das que estão sendo praticadas, por exemplo, no Reino Unido, na Itália e nos USA. Mesmo sem se desviar da competição, o foco das mudanças recentes nesses países passou a ser a expansão da capacidade instalada ou a busca de investimentos adequados. A qualidade do suprimento, neste sentido, é uma meta importante.

Um dos desafios propostos está relacionado à comercialização de energia no longo prazo. As companhias de distribuição (DISCOs) são agora obrigadas a comprar energia apenas por meio de leilões regulados. As diretrizes para o primeiro leilão de energia existente (também chamada de “energia velha”) foram estabelecidas pelo governo, após consulta a especialistas dos USA e da Europa. O *design* e a execução do leilão ficou sob a responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Quanto às transações de curto prazo no mercado atacadista (ou mercado *spot*), não houve mudanças significativas no modelo brasileiro. Tal mercado pode ser descrito como um *mercado de diferenças*, no qual as diferenças entre o montante de energia contratado via *Power Purchase Agreements* (PPA) e o consumo/despacho real são valoradas ao preço de liquidação de diferenças – pld (ou preço *spot*). Contudo, como há agora um ambiente de contratação livre (ACL) e um ambiente de contratação regulada (ACR), o desenho e detalhamento das regras e regulamentos para precificar, contabilizar e realizar as liquidações no mercado *spot* é uma tarefa bastante complexa para a ANEEL.

O atual modelo possui desafios emergentes para o governo, para o regulador, para os participantes do mercado, para os potenciais investidores e para os operadores do mercado e do sistema. Este trabalho apresenta uma visão geral dos desafios que surgiram da introdução de uma nova estrutura de comercialização no mercado brasileiro e centraliza a discussão nos desafios de natureza regulatória, ainda que todos os outros sejam igualmente importantes.

O trabalho está organizado em sete seções, seguindo esta introdução. A Seção 2 apresenta as principais características do novo modelo brasileiro para o setor elétrico, enquanto as Seções 3 e 4 trazem, respectivamente, alguns detalhes sobre o mercado de curto e longo prazos. As Seções 5 e 6 descrevem a proposta de *design* para os leilões de energia velha e energia nova, esta última decorrente de novos empreendimentos de geração. Por último, na Seção 7, são discutidos os desafios que emergiram do novo modelo e na seção 8 são apresentadas as conclusões mais relevantes.

2. O NOVO MODELO BRASILEIRO

Esta seção mostra as principais características do novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Em geral, a energia elétrica pode ser comercializada por intermédio de PPAs ou no mercado *spot*. No novo modelo, os contratos bilaterais podem ser celebrados, de modo idêntico, em ambiente regulado ou no mercado livre. A Fig. 1 ilustra as possibilidades de contratação entre participantes do mercado, cujas transações no mercado livre são representadas pelas linhas tracejadas e as linhas cheias representam as transações no ambiente regulado. Os comercializadores também podem vender energia para as DISCOs no ambiente regulado, mas esta possibilidade não é mostrada na Fig. 1 apenas por simplicidade.

Adicionalmente, aos produtores independentes de energia é permitido vender no mercado *spot* – para aqueles que não celebram PPAs, sendo denominados, neste caso, de usinas *merchants*. Além disso, há ainda a figura dos auto-produtores, que possuem capacidade instalada de geração construída para atendimento de suas próprias cargas, mas podem comercializar o excedente ou o déficit de energia por meio de contratos bilaterais ou no mercado *spot*.

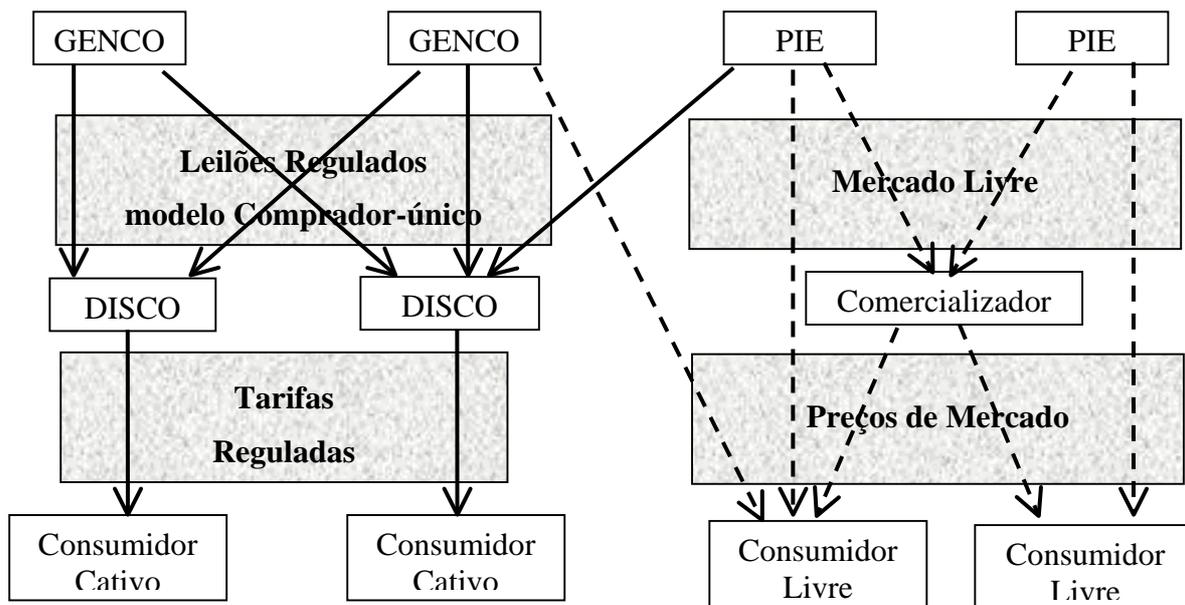


Fig. 1: Mecanismos de Comercialização no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Potenciais vendedores – companhias de geração (GENCOs), produtores independentes de energia (PIEs) e comercializadores – devem demonstrar lastro de venda para 100% de seus PPAs, de forma que a energia contratada possa ser disponibilizada ao mercado. No caso das GENCOs e dos PIEs, o lastro de venda pode ser composto por energia de geração própria mais compras de outros contratos de longo prazo. Da mesma forma, os comercializadores, quando atuando como vendedores, devem demonstrar que 100% da energia que estão vendendo também estão sustentados em contratos. Por outro lado, os potenciais compradores (DISCOs, *comercializadores* e consumidores livres) devem celebrar PPAs para 100% de suas respectivas cargas. Tais exigências de contratação caracterizam-se como os principais instrumentos regulatórios de incentivo à expansão da capacidade instalada, sobretudo de geração.

Em princípio, os ambientes de contratação regulado e livre podem ser vistos como separados. Contudo, eles são complementares do ponto de vista dos participantes do mercado, dado que, exceto as DISCOs e os consumidores cativos, todos os demais podem atuar nos dois ambientes. Outra importante característica do modelo é que a integração vertical das empresas de distribuição não é permitida. As DISCOs não podem ser proprietárias de ativos de geração, nem comercializar com consumidores livres. Isto é, elas podem atuar apenas no ambiente regulado, comprando por meio de leilões e vendendo para consumidores cativos. Essa é uma vantagem do modelo, porque reduz os prováveis e indesejáveis subsídios cruzados, em que as tarifas dos consumidores cativos poderiam patrocinar menores preços para os consumidores livres.

Isso, na verdade, é um importante desafio regulatório. O mercado para consumidores livres aumentou dez vezes nos últimos três anos, motivado pelos preços reduzidos nas transações *spot*. Em razão desse movimento, os encargos setoriais que são incluídos nas tarifas reguladas, tendem a ser cobrados, cada vez mais, de um número menor de consumidores cativos onerando as tarifas a que são submetidos.

Desse modo, um ciclo vicioso pode ser formado: a opção de um consumidor por tornar-se livre aumenta o custo da energia para o consumidor cativo, o que leva outros consumidores a se tornarem livres e assim sucessivamente.

3. O MERCADO DE CURTO PRAZO

As características mais importantes do mercado *spot* brasileiro são: existência de um operador único do mercado (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) que centraliza as transações de compra e venda de energia; custos (e preços) associados diretamente ao despacho econômico; preços locacionais e calculados *ex-ante* para a semana seguinte; demanda passiva no mercado atacadista; e não há existência de pagamentos por capacidade. O sistema considerado pelo operador do mercado é constituído de cerca de 70 reservatórios. Para reduzir a sobrecarga computacional e para representar sua interdependência hidrológica, eles são agregados em reservatórios equivalentes. Quatro subsistemas são então representados pelos seus correspondentes reservatórios equivalentes, nos quais as principais características são a capacidade de geração e o fluxo de energia. Esses quatro subsistemas são denominados de sub-mercados, que são caracterizados, principalmente, pelas restrições de transmissão entre eles. Os parágrafos seguintes apresentam detalhes adicionais acerca dos elementos-chaves do mercado de curto prazo do Brasil.

O operador do sistema elétrico nacional (ONS) utiliza uma cadeia de modelos de otimização para determinar o despacho de mínimo custo de operação [8]. Os modelos usam programação dinâmica dual estocástica para definir o perfil das unidades de geração, para cada horizonte de planejamento, visando a calcular o custo marginal de operação no curto prazo (SRMC) para os quatro sub-mercados. As informações essenciais para uma operação otimizada são a previsão de vazões, o perfil da carga, a configuração da rede, a disponibilidade dos recursos de geração e o planejamento de geração e transmissão [9]. Condições especiais são aplicadas para algumas termelétricas e plantas nucleares, cuja operação dependem de subsídios (carvão mineral nacional, por exemplo). Essas usinas, assim como as hidrelétricas, não participam do *bid* no processo de despacho e programação para a semana seguinte. Somente as usinas flexíveis (em geral as termelétricas a gás natural) declaram seus preços incrementais.

O operador do mercado utiliza os mesmos modelos de otimização do ONS para determinar o preço de liquidação de diferenças (*pld*) em base semanal, para três patamares de carga (carga pesada, média e leve) e para cada sub-mercado. Esses preços são limitados por um preço mínimo e um preço máximo, na seguinte faixa: $R\$ 18,33/MWh \leq pld \leq R\$ 507,28/MWh$ ¹. Somente as restrições de transmissão entre sub-mercados são consideradas e, dessa forma, os preços de liquidação de diferenças podem diferir significativamente do SRMC.

Um aspecto importante é que para a contabilização das transações de compra e venda de energia no mercado de atacado e para a definição do *pld* a CCEE leva em conta diversas fontes de receitas e pagamentos tais como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a exposição ao *pld* e os encargos de serviços de sistema (ESS).

¹ A taxa média de câmbio de dezembro de 2004 era de US\$ 1,00 = R\$ 2.71736.

De maneira resumida, o Mecanismo de Realocação de Energia distribui um crédito de energia para cada usina que pertence ao clube² (ou condomínio) do MRE. Esse crédito é denominado de energia alocada e é repartido do total da produção das plantas do clube. Neste sentido, o crédito de energia é proporcional à energia assegurada de cada usina, que por sua vez representa o montante de energia que ela pode comercializar por meio de PPAs [10]. Dessa forma, a regra do MRE permite que uma usina que produza mais “forneça” energia para aquela que produz menos. Esta troca de energia é valorada a um preço chamado de tarifa de otimização, atualmente fixado em R\$ 6,84/MWh, que serve para cobrir as despesas de operação e manutenção e os *royalties* pelo uso dos recursos hídricos. Tal troca pode resultar em uma receita ou um custo adicional, isto é, (r_{MRE}) ou (C_{MRE}).

Convém ressaltar que a energia assegurada de uma usina é utilizada para a contabilização e liquidação das transações realizadas no âmbito do mercado atacadista. Cada usina é vista como acionista de uma grande companhia *holding* que controla toda a produção do sistema. Na prática, as usinas contribuem com o total da produção da *holding*, mas não controla seu montante de energia que será objeto de despacho pelo operador do sistema (ONS). Assim, a usina é titular de uma parcela da receita, em termos de energia, proporcionada por sua parcela da energia assegurada e não em virtude de sua produção individual.

Como mencionado anteriormente, o mercado atacadista brasileiro pode ser tratado como um mercado de diferenças, em que uma GENCO ou um PIE fica exposto ao *p/d* sempre que suas respectivas produções ou suas energias alocadas ($g_{real-time}$) são menores do que o montante de energia contratado por meio de PPA (g_{PPA}). Do mesmo modo, uma DISCO, um comercializador ou um consumidor livre fica exposto ao *p/d* toda vez que seus respectivos consumos ($d_{real-time}$) sejam maiores do que o total da energia que cada um deles tem contratado (d_{PPA}). A exposição dos agentes ao *p/d* (exp) pode ser formulada conforme as equações (1) e (2).

$$\text{exp}_{GENCO / IPPs} = (g_{real-time} - g_{PPA}) \times pld \quad (1)$$

$$\text{exp}_{DISCO / Traders / Free} = (d_{real-time} - d_{PPA}) \times pld \quad (2)$$

Os encargos de serviços de sistema (ESS) são usados para recuperar os custos associados ao balanço entre a oferta e a demanda em tempo real quando ocorre alguma restrição temporária de transmissão. O despacho em tempo real, estabelecido pelo operador do sistema, pode diferir do despacho econômico *ex-ante*, que é calculado pela CCEE. Nesse contexto, há uma compensação em razão do desvio entre o despacho *ex-ante* e o despacho em tempo real (Δ_{gen}). O pagamento por restrição de transmissão (r_{ESS}) é o produto entre o desvio de geração e preço relacionado a tal desvio (Δ_{price}), tal como em (3).

$$r_{ESS} = \Delta_{gen} \times \Delta_{price} \quad (3)$$

² É também chamado de clube porque o “seguro” contra riscos hidrológicos é garantido apenas para as usinas que, a partir de diversos critérios previstos em leis e regulamentos, são caracterizadas como usinas do MRE. Pertencem ao MRE quase 95% da geração hidrelétrica do sistema interligado nacional e as termelétricas que têm direito a um subsídio pelo uso de combustíveis fósseis (carvão mineral e óleo combustível).

Ocasionalmente a produção em tempo real pode ser menor do que o despacho *ex-ante* ($g_{ex-ante}$). Esse é o típico caso das plantas térmicas na ordem do mérito, que são programadas para gerar, em virtude de seu preço declarado ser menor do que o *pld*. No entanto, restrições temporárias de transmissão podem impedi-las de gerar conforme planejado. Tais usinas são denominadas de unidades *constrained-off* e são designadas para receber um pagamento que é calculado pela diferença entre o *pld* e seu preço declarado (*inc*), multiplicado pelo montante de energia que as mesmas deixaram de gerar, como mostrado na equação (4).

$$r_{ESS} = (g_{ex-ante} - g_{real-time}) \times (pld - inc) \quad (4)$$

Alternativamente, a produção em tempo real pode ser maior do que o despacho *ex-ante*. Quando isso acontece as termelétricas são utilizadas fora da ordem do mérito, ou seja, quando não são programadas para gerar dado que seu preço declarado é maior do que o *pld*. Nesse caso, restrições temporárias de transmissão impediriam a geração de termelétricas que estariam na ordem do mérito e exigindo a geração de outras usinas de maior custo. Essas usinas são chamadas de unidades *constrained-on* e recebem os pagamentos considerando os seus preços declarados, i.e.,

$$r_{ESS} = (g_{real-time} - g_{ex-ante}) \times (inc - pld) \quad (5)$$

Ressalte-se que as usinas participantes do MRE não são designadas para receber pagamentos por restrições de transmissão. Os encargos de serviços do sistema são definidos por sub-mercado e são pagos por todos os consumidores na proporção de seus respectivos consumos medidos.

As três fontes de receita e despesas mencionadas acima (MRE, exposições e ESS) constituem os principais componentes para formar o balanço dos agentes no mercado (*balance*). Como é verificado em (6), o balanço pode ser positivo ou negativo e assim os agentes, dependendo do caso, seriam vendedores ou compradores no mercado *spot*, com a correspondente receita ou despesa³.

$$balance_i = r_{MRE,i} + c_{MRE,i} + exp_i + r_{ESS,i} + c_{ESS,i} \quad (6)$$

Em razão de determinação prevista em regras de mercado aprovadas pela ANEEL, o mercado de curto prazo adota um sistema de liquidação do tipo multilateral. Os participantes do mercado são obrigados a apresentar garantias financeiras para comercializarem em tal mercado. Mensalmente as garantias financeiras são estabelecidas para cada agente, de acordo com a expectativa da variável *balance* para cada período de liquidação, que considera o histórico de períodos anteriores.

4. O MERCADO DE LONGO PRAZO

Uma mudança relevante introduzida novo modelo brasileiro para o setor elétrico está relacionada aos arranjos para as contratações de longo prazo. No modelo anterior era permitido aos participantes do mercado celebrarem PPAs a seu próprio juízo, por

³ Note-se que nem todos os termos da equação (6) são aplicados a todo os agentes de mercado.

meio da livre negociação. De agora em diante, as DISCOs somente podem assinar contratos bilaterais com GENCOs e PIEs se tais contratos resultem de leilões regulados, em que suas regras assegurem publicidade, transparência e acesso não discriminatório.

No novo modelo os leilões são realizados tal como em uma estrutura de mercado do tipo comprador único. As DISCOs são solicitadas a informar suas exigências de carga, que são agregadas para construir a curva de demanda do sistema. A CCEE atua, neste caso, como facilitador no processo de obter PPAs para os compradores (as DISCOs), enquanto o governo define as diretrizes gerais para os leilões. Os leilões, então, resultam em múltiplas transações bilaterais, nas quais uma DISCO possuirá tantos PPAs quanto seja o número de vendedores considerados vencedores no certame. Em outras palavras, uma DISCO não pode discriminar entre vendedores, ao contrário do que acontecia no modelo anterior, em que o poder de discriminação acabou incentivando muitas compras verticalizadas, distorcendo o mecanismo de *self-dialling* existente e agora eliminado.

Os contratos decorrentes do leilão de energia proveniente de empreendimentos já em operação (“energia velha”) devem ter no mínimo cinco anos. Para o caso da energia de novos empreendimentos, a duração mínima do contrato é de 15 anos e a máxima é de 30 anos. Os PPAs são padronizados e as partes podem enfrentar alguma dificuldade para ajustar suas necessidades reais de energia ao previsto nos contratos. Isto decorre do fato de que o contrato padrão não assegura uma adaptação do perfil da carga à oferta. No entanto, isso é normal quando as transações decorrem de leilões.

Considerando um dado ano para iniciar o suprimento de energia elétrica, dito ano “A”, os leilões de “energia velha” podem ser realizados no ano anterior⁴, ano “A-1”. Por outro lado, para assegurar a expansão da oferta de acordo com os acréscimos da demanda, os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos podem acontecer três ou cinco anos antes, respectivamente, “A-3” e “A-5”. Esses dois tipos de leilão são essenciais para sinalizar os contratos que viabilizarão a expansão do sistema de geração e estão sob a responsabilidade da ANEEL.

Dentro do arranjo acima, é esperado que as tarifas pagas pelos consumidores finais reflitam a média dos custos de produção (“energia velha” e novos empreendimentos). Esse custo, sob circunstâncias normais, é menor do que o custo marginal de expansão, que, a grosso modo, é obtido do leilão para novos empreendimentos.

5. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O planejamento da expansão dos segmentos de geração e transmissão (G&T) será executado em três fases interligadas, as quais abrangem os horizontes de longo (ao menos 20 anos), médio (no mínimo 10 anos) e curto prazos (5 anos). O planejamento de longo prazo inclui os estudos associados à avaliação da disponibilidade de recursos de geração, a evolução da demanda de energia, as restrições ambientais e as estratégias para expansão da rede de transmissão. O planejamento de médio prazo, por seu turno, proverá uma lista de projetos de geração

⁴ Excepcionalmente em 2005 o leilão de energia existente será realizado para suprimento de energia a partir de 2008 e 2009.

e transmissão, em ordem do mérito econômico, para atender à demanda esperada ao mínimo custo. No programa de curto prazo, são realizados os ajustes no plano de expansão.

O planejamento de longo e médio prazos é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) que se utiliza dos estudos que serão efetuados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), enquanto o de curto prazo será desempenhado pelo operador do sistema (ONS), seguindo diretrizes do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), especialmente se há qualquer perspectiva de desequilíbrio entre oferta e demanda. Tanto a EPE como o CMSE foram criados recentemente com o novo modelo.

Dado que a estrutura de planejamento que existia antes de 1998 foi praticamente desativada, o MME e a EPE enfrentarão enormes desafios para, por exemplo, em um curto espaço de tempo, contratar especialistas para desempenhar suas importantes tarefas.

Dois mecanismos permitirão aos participantes do mercado (e também especialistas, o meio acadêmico e a sociedade em geral) contestarem os planos de expansão de G&T. As hipóteses, critérios, estratégias e metodologias usadas nos estudos, assim como o próprio plano de expansão, podem ser questionados. Além disso, é permitida aos investidores a proposição de projetos alternativos durante o processo de licitação para a seleção das usinas⁵. Assim, a expansão de geração requerida resultará de um processo de planejamento determinativo, seguido por um leilão para a escolha de quem será o investidor responsável pela construção de uma ou mais usinas. Será vencedora do leilão a proposta cuja venda de energia reflita a menor tarifa. A seção 6 discute com certo detalhe os leilões para a comercialização de energia dentro do novo modelo.

Esta estrutura é diferente daquela utilizada no modelo implementado nos anos 90, em que o programa de obras de geração era apenas indicativo. Apesar dos sucessos dos leilões de concessões, esperava-se que o mercado criasse mecanismos de preços para os novos entrantes. Isso, infelizmente, não aconteceu, pelo menos da forma que se esperava. Colaborou para isso a não privatização do controle das estatais federais, que detém a maior parte do parque gerador brasileiro, e a instabilidade do marco legal acontecida durante o racionamento de 2001. Na realidade, o modelo anterior não foi completamente testado, mas não é difícil verificar que a não exigência de planejamento ou o foco exclusivo nos mecanismos de mercado não seriam suficientes para os investimentos adequados.

Com o novo modelo a filosofia de planejamento da geração muda radicalmente e, naturalmente, como todo plano, também não se asseguraria que todas as obras planejadas seriam executadas. No entanto, agora fica claro que o programa de obras é o de menor custo marginal de expansão e que haverá uma coordenação na elaboração dos estudos (antes vários entrantes potenciais, de forma individual, investigavam um mesmo projeto), o que reduz de forma relevante os custos de desenvolvimento e tende aproximar o planejado do realizado.

Um aspecto interessante é que parte do sucesso da escolha do plano de expansão de mínimo custo está associada ao leilão para as novas usinas, o que exige bons esforços de coordenação de atividades entre o MME, a EPE e a ANEEL. Se nem todas as usinas oferecidas na licitação são leiloadas, isso pode resultar em um déficit

⁵ Este artigo, para não ser muito extenso, focaliza apenas o problema do planejamento da expansão da geração.

6.1. O leilão de energia existente

Esta seção apresenta as principais características e resultados do 1º leilão para comercializar energia proveniente de empreendimentos existentes (“energia velha”), o qual foi realizado em dezembro de 2004. O governo definiu as diretrizes, a ANEEL providenciou as regras do leilão e o contrato padrão, sendo o responsável também pela supervisão do leilão, enquanto a CCEE ficou encarregada da sua execução. Quanto ao seu formato, o leilão foi do tipo híbrido, combinando, na primeira fase, o leilão simultâneo (três produtos ao mesmo tempo), de múltiplas rodadas, e do tipo uniforme de preço decrescente, e, na segunda fase, um leilão fechado, em uma só rodada, do tipo *pay-as-bid*.

Tal como em um modelo de comprador único, a demanda do sistema é determinada pela composição das declarações de demanda de cada DISCO. Um preço inicial foi estabelecido e os potenciais vendedores (GENCOs, PIEs e comercializadores) ofereceram quantidades para os produtos disponíveis. Os produtos foram caracterizados, principalmente, pelo primeiro ano de suprimento (2005, 2006 e 2007) e pela duração dos PPAs, que foi de 8 anos. Ao final da primeira fase, os vendedores qualificados ofereceram preço e quantidade para os produtos. A primeira fase foi projetada para determinar um único preço, enquanto na segunda fase adotou-se a regra de preço discriminatório, como descrito acima.

Uma das exigências impostas aos participantes do leilão (compradores e vendedores) foi o depósito de garantias financeiras (créditos bancários). Estabelecer o valor adequado das garantias financeiras para assegurar que os vencedores do leilão mantivessem suas posições e assinassem os PPAs foi uma tarefa desafiadora para o regulador. Adicionalmente, o leilão resultou em vários PPAs entre as DISCOs e os GENCOs, PIEs e comercializadores vencedores do certame. Os PPAs foram padronizados e, novamente, a determinação das garantias financeiras para prevenir inadimplências na comercialização de energia por meio de tais instrumentos de contratação bilateral constituiu-se em um desafio.

O leilão foi realizado, obviamente, em uma atmosfera de incertezas e riscos. Por exemplo, os participantes ativos tiveram que tomar decisões estratégicas a respeito da contratação de energia para suprimento por oito anos consecutivos, iniciando no mês seguinte. Argumentou-se que alguns vendedores qualificados na primeira fase do leilão ofereceram preços muito baixos na segunda fase por temerem perder a oportunidade de vender seus respectivos montantes de energia não contratada. Além disso, potenciais vendedores com grandes volumes de oferta de energia, imaginando que não poderiam ser dispensados (pelo menos não na totalidade de suas capacidades) para atendimento da demanda do sistema, usaram estratégias diferentes dos pequenos vendedores, que, por sua vez, poderiam ser deslocados na totalidade de suas ofertas. A Tabela 1 apresenta um sumário dos resultados do primeiro leilão de energia de empreendimentos existentes.

Tabela 1: Resultados do primeiro leilão de energia existente

	2005-08	2006-08	2007-08	Total
Preços médios (R\$/MWh)	57,51	67,33	75,46	
Blocos (MW)	9.054	6.782	1.172	17.008
Energia GWh	634.938,912	475.608,096	82.190,016	1.192.737,024
R\$ * 10⁶	36.515,34	32.022,69	6.202,06	74.740,09

O segundo leilão para comercialização de energia de empreendimentos existentes está programado para acontecer no dia 2 de abril de 2005. Excluindo pequenos ajustes, ele será realizado com base nas mesmas regras do primeiro leilão. A principal diferença reside no mecanismo de oferta de preço e quantidades na segunda fase: os vendedores qualificados na primeira fase poderão oferecer até dois pares preço-quantidade. Os produtos do leilão serão PPAs com início de suprimento em 2008 e 2009 com duração de 8 anos.

6.2. O leilão de energia nova

Como descrito na Seção 5, leilões para novos empreendimentos são complementares ao planejamento da expansão da geração. A lei federal que instituiu o novo modelo define que o vencedor do leilão será o empreendedor disposto a construir a nova usina ou central geradora e a vender a energia pela menor receita requerida resultante dos PPAs. Essa diretriz praticamente conduz a um leilão de preços descendentes. Entretanto, o detalhamento das regras do leilão ainda precisará ser definido, incluindo a decisão de leiloar os vários produtos simultaneamente ou de forma seqüencial. Outra decisão é quanto à necessidade de utilização de preços de reserva. Novamente, o governo deve propor as diretrizes, mas o regulador (ANEEL) enfrentará um desafio de grandes proporções na elaboração das regras dos leilões.

De maneira similar aos leilões de energia existente, as DISCOs farão a previsão de suas necessidades de contratação para atender seus mercados consumidores e informarão ao governo. Esse, como em um modelo de comprador único, facilitará a aquisição de energia por meio dos leilões. Com base nas demandas das DISCOs e nos estudos de planejamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os produtos para os leilões “A-3” e “A-5” serão definidos. Os vencedores dos leilões receberão concessões ou autorizações para a construção dos novos empreendimentos e PPAs com duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 30 anos.

Tanto no leilão em “A-3” quanto em “A-5”, os projetos serão concedidos aos empreendedores que ofertarem menor preço. Este mecanismo de leilão de novos empreendimentos difere substancialmente dos leilões de geração no modelo anterior, em que os vencedores dos leilões eram aqueles que ofereciam o maior prêmio pela concessão.

7. DESAFIOS EMERGENTES

Nesta seção são discutidos os desafios que surgiram do novo modelo, com ênfase para os principais desafios de natureza regulatória.

7.1. Do Governo

Uma das primeiras tarefas do governo é estruturar a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), deixando-a em condições de operar de forma eficiente. Tal empresa foi criada recentemente com o objetivo de subsidiar o planejamento energético do Brasil, incluindo o planejamento de G&T. Muitos dos especialistas que trabalharam em empresas estatais ou no próprio governo durante o período de planejamento centralizado (entre as décadas de 60 e meados dos anos 90) foram exercer outras

atividades na iniciativa privada ou já estão aposentados. Desse modo, há uma urgente necessidade de formação de pessoal para desempenhar as tarefas previstas para a EPE. O CMSE, enfrentará, em menor dimensão, o mesmo tipo de problema.

A política de liberação de licenças ambientais é ainda um grande dilema, não obstante os enormes esforços já exercidos pelos órgãos de meio ambiente e o Ministério de Minas e Energia. A dicotomia entre proteção do meio ambiente e o desenvolvimento energético não é um problema só do Brasil, tendo se apresentado em países com graus de desenvolvimento semelhante ao País. Os países desenvolvidos não sofreram tanto esse efeito, pois suas infra-estruturas foram construídas quando o apelo sobre as questões ambientais não era tão grande e a legislação não tão rígida quanto atualmente nos países em desenvolvimento⁽⁶⁾. Há um razoável estoque de projetos hidrelétricos em estudo nos órgãos de licenciamento ambiental, as soluções de diversas restrições encontradas nas análises já realizadas não são triviais e, portanto, encontrar o caminho que melhor combine a expansão da capacidade instalada do setor elétrico com o desenvolvimento sustentável é um grande desafio a ser enfrentado em um curto espaço de tempo.

Manter a segurança da oferta no longo prazo é uma das atribuições do governo, por intermédio do CMSE, e esta também não é uma tarefa fácil de ser executada. O novo modelo tem como um dos seus objetivos proporcionar incentivos para novos investimentos em geração. Como mencionado na Seção 6, os múltiplos PPAs e as garantias financeiras estabelecidas pela ANEEL contribuem para minimizar os riscos de inadimplência na comercialização de energia e, logo, podem ser considerados parte desses incentivos. Diferentes estratégias para resolver o problema de adequação de capacidade têm sido discutidas na literatura. O uso de produtos financeiros específicos para definir contratos de confiabilidade a serem leiloados foram propostos em [15]. Esses contratos exigiriam que os geradores ficassem disponíveis para o despacho em períodos de escassez de energia. Outro exemplo é o mecanismo proposto para o mercado da Nova Zelândia, no qual seria cobrado dos consumidores um seguro em anos úmidos para proteção contra anos de seca [16]. O prêmio do seguro financiaria a construção de novas usinas.

7.2. Da Agência Reguladora

Estabelecer as regras para os leilões de energia existente é provavelmente a tarefa mais desafiadora imposta à ANEEL. O modelo de mercado anterior recebeu várias críticas em relação à falta de mecanismos para estimular a expansão de capacidade de geração. No novo modelo, espera-se que as regras do leilão, como mencionado na Seção 6, produzam os incentivos apropriados para a expansão da geração. Entretanto, a tarefa do regulador é bastante complexa para equilibrar os interesses dos agentes, consumidores e governo, principalmente num ambiente em que convivem empresas estatais e privadas

Inicialmente, existe um conjunto de geradores cuja energia não está completamente contratada, mas que a legislação permite a participação nos leilões de energia nova. Adicionalmente, os direitos de construção de novas usinas e os PPAs para comercialização de 100% de suas capacidades de geração serão garantidos aos investidores com ofertas de preços mais baixas. Como pode ser notado, alguns bens são divisíveis (e.g., energia de usinas existentes, que podem ser contratadas

⁶ Parte da crise da Califórnia no ano 2000 é explicada pela falta de solução para problemas ambientais relacionados ao setor elétrico [18].

parcialmente) e outros não (e.g., energia de novos empreendimentos, que devem ser completamente negociadas no ambiente regulado).

Um leilão híbrido, combinando um leilão tipo *clock-proxy* e um leilão combinatorial, é um modelo que pode ser adequado para um leilão com o objetivo de comercializar energia de empreendimentos novos e existentes, simultaneamente. Entretanto, não existe muita experiência com este tipo de leilão detalhada na literatura, o que aumenta a dificuldade da ANEEL.

O monitoramento do mercado, que pode prevenir comportamento anti-competitivo e o exercício de poder de monopólio, é um dos maiores desafios dos reguladores de mercados competitivos de energia elétrica. Avaliar a eficiência do mercado não é uma tarefa trivial. Isto requer um bom conhecimento da estrutura do mercado, incluindo regras e regulamentos de comercialização, mecanismos de proteção e objetivos do mercado. Isso também é importante na definição de índices e indicadores para monitorar o mercado. Foi sugerido que quanto mais sofisticado o ambiente de mercado, mais difícil é a tarefa de monitorar o comportamento dos participantes e avaliar a sua eficiência. Um resumo dos elementos fundamentais necessários à elaboração de sistemas de monitoramento de mercado eficientes pode ser encontrado em [17] e [18]. Preços de energia (*ex-ante*, tempo real, volatilidade), de congestionamento de transmissão e do mercado de capacidade, preços agregados, volume de energia comercializada, despacho de geração e carregamento da transmissão são exemplos de indicadores que são monitorados em tempo real pela *US Federal Energy Regulatory Commission – FERC* [19]. Estabelecer os índices e indicadores apropriados para monitorar o mercado brasileiro, que demanda um perfeito entendimento do novo modelo do setor, é um desafio de grande magnitude para o regulador.

Outro desafio para a ANEEL é a definição de mecanismos de cálculo de tarifas para os consumidores cativos, especialmente no que tange à determinação do fator X. A Agência completou recentemente a revisão tarifária de aproximadamente 50 DISCOs. Um debate intenso com a participação dos agentes do setor elétrico confirmou a grande preocupação de DISCOs, GENCOs, PIEs e até do governo quanto às regras de tarifação. Nesse caso, a discussão reside no montante de investimentos que precisam ser recuperados por intermédio das tarifas e nos preços dos PPAs assinados anteriormente ao final de 2003, especialmente os contratos celebrados entre empresas verticalizadas. Antes de dezembro de 2003, o limite de *self-dealing* era 30%, ou seja, até 30% do mercado consumidor de uma DISCO poderia ser coberto por contratos de empresas do mesmo grupo econômico. Esses PPAs não necessariamente foram negociados em bases competitivas. O que se observa em muitos desses contratos é que os preços são muito próximos ao limite de repasse para as tarifas.

Por outro lado, os preços médios dos PPAs resultantes de leilões públicos estão em torno de 70% dos limites de repasse, estabelecidos pelo regulador. Nesse contexto, o período de transição entre o modelo anterior e o novo modelo requer a definição de instrumentos para proteger os consumidores cativos da diferença entre os custos acima, sem introduzir riscos regulatórios.

Um enorme desafio para a ANEEL durante o período de transição é prevenir o aumento das tarifas reguladas devido ao crescimento natural no número de consumidores livres. No Brasil, existe um número consideravelmente grande de custos associados ao desenvolvimento energético, que são incluídos nas tarifas. A energia de Itaipu Binacional e a conta de desenvolvimento energético (CDE) são exemplos disso.

Esses custos são rateados somente entre os consumidores regulados e, neste contexto, à medida que mais consumidores se tornem livres, aumentam as tarifas dos consumidores cativos para recuperar tais custos. Definir e implementar um mecanismo capaz de mitigar tal problema é um desafio. Esse assunto tem sido discutido com muita propriedade, como reportado em [20], para o caso geral, e em [21], para o caso particular do Brasil.

Adicionalmente, cabe uma avaliação do primeiro processo de revisão com vista ao seu aprimoramento, onde for o caso. Na pauta, está a questão dos critérios de avaliação dos ativos da concessão.

A universalização do serviço de energia elétrica é outro desafio importante. A viabilização de fontes de financiamento, via tarifas e outras, não é trivial, tendo em vista que um dos objetivos do novo modelo é também a modicidade das tarifas para os consumidores, o que limita o uso apenas de recursos tarifários.

A questão dos sistemas isolados também se apresenta como um grande desafio, pois não estão considerados nas sistemáticas dos leilões.

7.3. Dos Operadores do Sistema e do Mercado

Operar o sistema de potência, despachando os recursos energéticos de forma otimizada, é um desafio para o operador do sistema. Incertezas em variáveis-chaves no processo de otimização, tais como vazões de afluências, configuração da rede, disponibilidade do parque gerador e crescimento da demanda no horizonte de planejamento da operação, contribuem para aumentar a dificuldade do problema. Além disso, como mencionado na Seção 5, o operador do sistema terá um importante papel no planejamento da expansão de geração e transmissão de curto prazo.

Quanto ao operador do mercado, os desafios emergenciais resultam da introdução de um modelo em que a comercialização de energia em um ambiente de contratação livre e em um ambiente de contratação regulada, mesmo considerando que as regras essenciais para comercialização no mercado de curto prazo não sofreram mudanças significativas. No novo modelo, a comercialização via CCEE é compulsória para GENCOs e PIEs maiores que 50 MW e para DISCOs e comercializadores com mercado verificado maior que 500 GWh/ano. Os consumidores livres também são obrigados a registrar seus contratos na CCEE. Isto introduz dificuldades adicionais para a determinação de preços, contabilização e liquidação da energia comercializada no mercado de curto prazo. Um assunto de grande preocupação refere-se à determinação das garantias financeiras adequadas para prevenir inadimplências no âmbito daquela Câmara. Além disso, estabelecer penalidades para os agentes que não respeitarem as regras e procedimentos de comercialização é sempre uma tarefa difícil. Essas penalidades devem ser tais que induzam os participantes a um comportamento desejado.

8. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou as regras e os regulamentos básicos para a comercialização de energia no novo modelo do setor elétrico brasileiro, abordando, também, as principais mudanças em relação ao modelo anterior. Os desafios emergentes a serem enfrentados também foram discutidos. A conclusão geral é que o

governo, o regulador e os operadores do mercado e do sistema enfrentarão desafios de grandes proporções, o que é normal quando da introdução de novos modelos. Além disso, as diretrizes do novo modelo, estabelecidas por intermédio de leis e decretos, podem parecer simples, em termos de conceitos básicos, todavia o desenvolvimento das regras e regulamentos para implementar tais diretrizes é extremamente complexo e isso representa desafios de grande magnitude para o regulador. Soma-se a isso a dimensão física do sistema elétrico brasileiro e a sua predominância hidrelétrica. De toda forma, a julgar pelos primeiros 15 meses de implantação do novo modelo já se tem fortes indicativos de que os primeiros desafios estão sendo resolvidos de forma adequada.

9. REFERÊNCIAS

- [1] Coopers and Lybrand, *“Electricity Sector Restructuring Project: Consolidated Report – Stage VII,”* December 1997.
- [2] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *“Spot Pricing of Electricity,”* Kluwer Academic Publishers, third printing, 1997.
- [3] R. Green, “Reshaping the CEGB – Electricity Privatisation in the UK,” *Utilities Policy*, April 1991.
- [4] D. Newbery and M. G. Pollit, “The Restructuring and Privatisation of the CEGB – Was it Worth it,” *Journal of Industrial Economics*, vol. XLV(3), 1997, pp. 269-303.
- [5] D. Newbery, “Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market,” *Rand Journal of Economics*, vol. 29(4), 1998, pp. 726-749.
- [6] R. Green, “The Electricity Contract Market in England and Wales,” *Journal of Industrial Economics*, vol. 47(1), 1999, pp. 107-124.
- [7] Ministry of Mines and Energy – Brazil, *“Institutional Model for the Electricity Sector,”* December 2003 (in Portuguese).
- [8] M. A. M. Rodrigues et al., “Chained system of energetic models,” in *Proceedings of the XVI National Seminar of Electric Energy Production and Transmission - SNPTEE*, Campinas, Brazil, October 2001 (in Portuguese).
- [9] M. E. P. Maceira et al., “Hourly generation dispatch with detailed representation of hydraulic constraints,” in *Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE*, Campinas, Brazil, October 2001 (in Portuguese).
- [10] A. C. G. Melo et al., “Evaluation of the Impact of the Energy Reallocation Mechanism in the Financial Risk of Hydroelectric Projects,” in *Proceedings of the XVI National Seminar of Electric Energy Production and Transmission - SNPTEE*, Campinas, Brazil, October 2001 (in Portuguese).
- [11] M. J. Morey, *“Power Market Auction Design – Rules and Lessons in Market-Based Control for the New Electricity Industry,”* Edison Electric Institute, Washington – DC, USA, September 2001.
- [12] P. Milgran, “Putting Auctions Theory to Work: the Simultaneous Ascending Auction,” *Journal of Political Economy*, vol. 108(2), 2000, pp. 2445-272.
- [13] P. Klemperer, “What Really Matters in Auction Design,” *Journal of Economic Perspectives*, vol. 16(1), pp. 169-189.
- [14] G. B. Sheblé, *“Computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry Operation,”* Kluwer Academic Publishers, Massachusetts, USA, 1999.
- [15] C. Vázquez, M. Rivier, I. J. Pérez-Arriaga, “A Market Approach to Long-Term Security of Supply,” *IEEE Transactions of Power Systems*, Vol. 17, n° 2, May 2002, pp. 349-357.
- [16] New Zealand’s Offices of Ministers of Finances and Energy, *“Electricity Security of Supply: Policy Settings,”* May 2003.
- [17] A. F. Rahimi, A. Y. Sheffrin, “Effective market monitoring in deregulated electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n° 2, May 2003, pp. 486-493.
- [18] F. Wollak, “Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring,” *Department of Economics, Stanford University*, Working Paper, June 2004.
- [19] US Federal Energy Regulatory Commission – FERC, *“State of Markets Report,”* January 2004.
- [20] S. C., Littlechild, “Wholesale Spot Price Pass-Through,” *Journal of Regulatory Economics*, vol. 23(1), 2003, pp. 61-91.
- [21] M. B., Rosenzweig, S.P., Voll, and C. P. Agudelo, “Cross-Subsidies: the Economic Impact of the Tariff Realignment in Brazil,” *The Electricity Journal*, December 2002, pp. 65-75.

Autores e biografia:

Dilcemar de Paiva Mendes recebeu seus títulos de B.Sc. e M.Sc. em engenharia elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, em 1988 e 1992 respectivamente e seu título de Ph.D. da University of Manchester Institute of Science and Technology – UMIST, Inglaterra, em 1999. De 1989 a 1992 trabalhou no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Desde 1993 é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará – UFC. Atualmente trabalha na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Seu *E-mail* é *dilcemar@aneel.gov.br*.

Edvaldo Alves de Santana recebeu seu título de B.Sc. em Engenharia de Produção na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ em 1976; e seus títulos de B.Sc. em Economia, M.Sc. em Engenharia Elétrica, e Dr. em Engenharia de Produção na Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC em 1981, 1985 e 1993, respectivamente. Entre 1975 e 1991, trabalhou na ELETROSUL. Desde 1994, é professor titular do Departamento de Produção da UFSC. Atualmente é o Superintendente de Estudos Econômicos do Mercado da ANEEL. Seu E-mail é *edvaldo@aneel.gov.br*.

Christiano Vieira da Silva recebeu seu título de B.Sc. em engenharia elétrica da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, em 1995. Está concluindo seus estudos e pesquisas do curso de M.Sc. em economia na Universidade de Brasília – UnB. Atualmente trabalha na ANEEL. Seu e-mail é *christianovieira@aneel.gov.br*.

Colaboradores:

Alvaro Mesquita – Superintendente de Relações Institucionais da ANEEL

Rulemar Pessoa Silva - Assessor da Diretoria da ANEEL