



Valor Econômico – 29 Nov 2004

## Novas Regras postas à prova

### Maioria dos agentes assimilou as mudanças, mas o leilão de dezembro será o grande teste do modelo

O ano de 2004 foi decisivo para o setor elétrico nacional. Depois de duas décadas de falta de planejamento e erros que resultaram em uma crise de abastecimento em 2001, o governo federal finalmente estabeleceu um marco regulatório para o setor. Resta saber se os resultados positivos virão e como vão contemplar a extensa rede de agentes criada exatamente pela falta de planejamento.

O primeiro teste virá no início de dezembro, com o primeiro leilão de energia, que vai colocar no mercado 5 mil MW da chamada 'energia velha', a já existente. Até 2005, o Ministério de Minas e Energia (MME) quer realizar 5 leilões. A estimativa é que o primeiro envolva mais de R\$ 140 bilhões.

Para a maioria dos agentes, a entrada em prática das novas regras fixadas pelo MME ainda preocupa. Eles alegam que as bases legais ainda precisam de correções e aguardam a regulamentação para decidir sobre novos investimentos.

Para muitos, o leilão será referencial para a licitação de energia nova. "Além do investidor que está no país ser o potencial investidor da ampliação do mercado, ele é o 'espelho' para os 'players' que pretendem integrar o mercado brasileiro de geração", avalia Luiz Fernando Leone Vianna, presidente do Conselho de Administração da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine).

Os independentes geram juntos pouco mais de 16 mil MW em 180 usinas. O novo modelo deu maior participação aos chamados PIEs, fundamentais para a injeção de recursos e atração de novos investimentos.

Leone considera positivas as propostas do novo modelo e vê os avanços obtidos como fundamentais para a segurança do investidor. Mas a Apine aguarda definições de regras que, segundo Leone, não ficaram muito claras para os PIEs. "Há ainda pontos em discussão de grande importância para o modelo e não regulamentados, como a nova sistemática de licitação de energia nova que estabelece o pagamento de UBP único (referência) para todos os projetos e permite ressarcimento ao gerador da diferença entre o valor pago e o de referência", explica.

Para o presidente do Conselho Deliberativo da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel), Paulo Cezar Coelho Tavares, um dos principais pontos em discussão é a entrada, no mercado livre, de consumidores com demanda acima de 3 MW e atendidos com tensão de 69 kV. A Abraceel entende que a restrição imposta pelo Decreto 5.249, que impediu a saída desses clientes do mercado cativo, deva ser substituída por prazos bem definidos.

"Entendemos que o impedimento a essa liberação carece de base legal forte", ressalta Tavares. Ele diz que, na negociação com o MME, está em discussão validar contratos já assinados por clientes enquadrados na restrição de acesso ao mercado livre.

Esta é também uma preocupação da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee). Apesar de não terem sido contra a ampliação do mercado livre, as distribuidoras avaliaram que este não era o momento ideal para a mudança.

Mas são os mecanismos de correção tarifária e repasse de custos o principal ponto de discussão entre distribuidoras e governo. O presidente da Abradee, Luiz Carlos Guimarães, lembra que o setor perdeu muito no passado. "Os custos não-gerenciáveis não foram repassados para a tarifa", explica.

Guimarães diz que o mecanismo é a troca de contratos de energia entre as distribuidoras antes dos leilões de contratação e antes da aferição final dos níveis de cobertura contratual para cálculo de penalidades. "Com isso, distribuidoras sobrecontratadas e subcontratadas poderão trocar contratos", conta. Para ele, o mecanismo também beneficiará as geradoras, que ficarão menos descontratadas, e os consumidores, que pagarão menos.

Em geral, as distribuidoras consideram o modelo positivo. "O planejamento foi restabelecido com a criação da Empresa de Pesquisa Energética, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico acompanhará a entrada de energia para garantir a oferta. A compra de energia e a definição de preço no leilão são positivas. Para o segmento de distribuição, a criação de mecanismos que garantem a neutralidade dos custos da Parcela A foi, sem dúvida, muito positiva", diz Guimarães.

Já o presidente da Câmara Brasileira de Investidores de Energia Elétrica, Claudio Sales, diz que o governo aceitou boa parte das sugestões dos agentes, mas alguns pontos ainda são temas de debates. O principal é o tratamento às usinas que iniciaram operação após janeiro de 2000, que podem ser em como geração nova. "A regra não ficou clara, mas o governo sinalizou uma discussão posterior", afirma.

Com 15% da capacidade instalada do país, os geradores termelétricos querem aumentar a participação nos próximos anos. Estudo da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget) entusiasma os investidores.

Outro segmento que quer equacionar pontos "ainda não muito claros" é o da transmissão. Os critérios de aplicação da Parcela Variável, a baixa remuneração dos ativos antigos (90% do sistema) e atrasos na expansão da subtransmissão estão entre eles, segundo José Cláudio Cardoso, presidente da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate).

"A remuneração para a transmissão deve ficar entre 11% e 12%, valor de referência da Aneel na definição das receitas máximas nos editais para leilão de novas instalações", conta Cardoso, estimando que sejam necessários investimentos anuais de R\$ 1,5 bilhão a R\$ 3 bilhões para garantir a expansão da malha de transmissão no país.

A Associação dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE) teme a falta de estabilidade e segurança para a execução de novos empreendimentos. Um dos pontos que preocupam é a questão dos licenciamentos ambientais. A expectativa é que o início das atividades da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) facilite a obtenção das licenças.

Ricardo Pigatto, presidente da APMPE, lembra que atingir a meta desejada pelo governo, de 10% de participação na expansão do setor, vai exigir muitas mudanças. Mas ele acredita que já há motivos para comemorar. Além do novo modelo, que trata a produção de energia alternativa com prioridade, o avanço do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) anima os produtores de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Na avaliação da APMPE, a expectativa de novos negócios na área é grande, estimando-se a expansão de aproximadamente 3 mil MW de novas PCHs até 2012. Só com a primeira etapa do Proinfa, serão implantados 1,1 mil MW a partir de 2006.

Os contratos de longo prazo previstos no novo marco são a principal conquista para as grandes geradoras de energia, afirma Flávio Neiva, presidente da Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage). Ele acredita que o modelo atual é mais favorável para as empresas de geração. Mas argumenta que, sem investimentos, não há como avaliar a eficácia do modelo. "O Brasil está crescendo e exigirá investimentos pesados nas áreas de distribuição, transmissão e geração", diz. Segundo Neiva, a geração precisa de investimentos de R\$ 13,5 bilhões, por ano, para garantir a expansão do sistema.

## AS DIFERENÇAS DAS LEGISLAÇÕES

O governo federal afirma que, com o novo marco regulatório, a estabilidade do setor virá a partir de regras claras e definidas entre os agentes. O argumento é a comparação entre legislação atual e a anterior:

\* Leis e decretos eram considerados fragmentados e dispersos, com diretrizes genéricas e lacunas. Agora, leis e decretos são abrangentes e estruturados e são o principal instrumento normativo, as diretrizes são precisas e claramente definidas.

\* As resoluções da Aneel eram o principal instrumento normativo e fragilizavam as ações. No novo modelo, as resoluções são instrumentos subsidiados.

\* A formação de preço é definida na lei, antes dependia de resolução da Aneel.



---

\* As distribuidoras eram obrigadas a contratar só 85% da energia de seu mercado. Agora a lei obriga a contratar 100%.

\* As distribuidoras poderão repassar às tarifas custos relativos a erros de projeção de demanda até 103% de sua carga. Antes não havia definição sobre esse ponto.