

2005_07_30

Destaque

Revista Desafios do Desenvolvimento

Promessas e incertezas

Por Clarissa Furtado, de Brasília

O governo federal definiu um conjunto de regras para tentar estimular a aplicação de recursos na geração de eletricidade, mas os investidores privados ainda relutam em assumir riscos.

Para sustentar um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) na faixa de 3,5% anuais, será preciso aumentar em pelo menos 4,5% ao ano a produção brasileira de energia elétrica a fim de evitar a repetição do pesadelo do racionamento de 2001. Dessa vez estão cheios os reservatórios que abastecem as usinas hidrelétricas, mas isso não basta para assegurar que haverá energia elétrica suficiente para bancar a expansão da economia, embora ajudem a diminuir para patamares mínimos as ameaças de racionamento. O risco, dessa vez, não vem da meteorologia, mas da incerteza dos investidores quanto à estabilidade das regras do jogo, num setor que exige vultosos investimentos e longo prazo para que passem a ser rentáveis. Especialistas calculam que será necessário investir cerca de 20 bilhões de reais por ano para assegurar a oferta de eletricidade ao país, e a maior parte dos recursos terá de vir da iniciativa privada. A estatal Eletrobrás, que reúne centrais hidrelétricas responsáveis por 60% da energia gerada nacionalmente, planeja investir 4,6 bilhões de reais em 2005, ou 23% dos investimentos necessários.

Na opinião de Adriano Pires, diretor do Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE) e professor da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), o governo não terá dinheiro suficiente para atender à demanda de energia elétrica e o investidor privado fica receoso de aplicar num setor em que as regras são instáveis e favoráveis às empresas estatais.

O governo criou, no ano passado, um novo modelo para o setor, com o qual espera atrair recursos privados para a expansão da geração de energia e ainda

garantir tarifas baratas para o cidadão. São novas regras, instituições e várias mudanças em relação a contratos de compra e venda de energia. Ainda pairam dúvidas se a estratégia adotada pelo governo está no caminho certo. Sobretudo porque sobraram várias lacunas importantes a serem resolvidas, como alguns pontos sem regulamentação definida ou detalhamento apropriado. O grande teste deverá acontecer até o final deste ano, quando o Ministério de Minas e Energia (MME) espera colocar em licitação 17 projetos de novas usinas hidrelétricas, com capacidade para produzir 2,8 mil megawatts (MW) de potência. Se aparecerem investidores interessados, ótimo. Caso contrário, o país corre o risco de repetir daqui a cinco ou seis anos a triste experiência do racionamento.

Em tese, a oferta de energia para os próximos cinco anos estaria garantida, pois existem 78 empreendimentos em construção (veja tabela na pág. 20), com potencial para gerar 7,6 mil MW. Outros 515 projetos foram outorgados pelas autoridades, mas as obras ainda não foram iniciadas. Eles têm potencial para produzir 25,7 mil MW. Na lista estão incluídas 45 usinas hidrelétricas, com potencial para 13 mil MW, que foram licitadas desde 2000, mas estão em obras ou ainda não foram iniciadas por falta de licenças ambientais. Um grupo de trabalho interministerial foi criado pelo governo federal para agilizar a liberação das obras paradas e já conseguiu resolver as pendências de 25 projetos, que totalizam quase 10 mil MW. O término das 45 usinas é essencial para que o país não tenha problemas de falta de energia já a partir de 2010.

Dúvidas No entanto, o início das obras de unidades já autorizadas esbarra na insegurança dos investidores privados quanto às futuras regras do jogo, especialmente no caso de usinas termelétricas, abastecidas por gás natural, que incluem 96 empreendimentos outorgados, com potencial para gerar 10,7 mil MW. Existe dúvida quanto ao preço futuro do gás natural, influenciado diretamente pelo preço do petróleo e, portanto pelas variações cambiais, e sobre a forma como a eletricidade gerada por usinas termelétricas será vendida. Xisto Vieira Filho, diretor da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget), sustenta que os investidores interessados nesse tipo de usina estão esperando a regulamentação ficar mais clara para aportar recursos em novos projetos e cobra

um conjunto específico de regras para o gás natural, o melhor combustível para usinas termelétricas na opinião de vários especialistas do ramo. O ponto principal é saber se haverá interessados em colocar dinheiro no setor. O governo não tem mais condições de bancar as obras, como fazia até a década de 80, com recursos provenientes de organismos multilaterais, como o Banco Mundial ou o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Para entrar em um segmento em que os valores investidos são muito altos e o retorno é a médio e longo prazos, os investidores são exigentes. Querem segurança de que as regras não mudarão de um dia para o outro e de que serão remunerados adequadamente. O principal problema é a tarifa de energia. Os empreendedores querem que ela seja alta o suficiente para pagar o que eles gastaram e obter lucro, claro. Por outro lado, o governo sabe que o valor não pode subir demais, para não alimentar a inflação e prejudicar os consumidores, ainda mais em um país de baixa renda como o Brasil. Encontrar o equilíbrio entre essas duas posições é outra dificuldade que deve ser resolvida pelo MME e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Para completar, o governo tem pela frente a tarefa de planejar como será a matriz energética do país nos próximos anos, ou seja, quais serão as fontes usadas para produzir eletricidade. Hoje, 75% da energia é gerada por hidrelétricas (leia tabela na página ao lado). Mas é preciso criar garantias de que outras fontes de abastecimento estarão disponíveis quando o país passar por um período de falta de chuva, especialmente as termelétricas. Para alguns representantes do mercado e estudiosos, a União não está sendo bem-sucedida ao tentar criar um ambiente favorável ao investidor. O presidente da **Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica (CBIEE)**, **Cláudio Sales**, por exemplo, não tem certeza de que a tarifa de energia nos próximos anos será suficiente para pagar todos os agentes envolvidos na cadeia de produção de eletricidade. A entidade presidida por **Sales** é formada por grupos empresariais que respondem por 66% da distribuição de energia e 28% da geração no Brasil. Armando Castelar Pinheiro, economista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), diz que o processo de tomada de decisão de investir no setor elétrico ficou paralisado porque a privatização iniciada no governo Fernando

Henrique Cardoso não foi implementada completamente **Complexidade** Qualquer ação no setor elétrico é bastante delicada porque se trata de um segmento ultracomplexo, composto hoje de 31 empresas de geração, a maior parte estatais - proprietárias das usinas hidrelétricas, térmicas ou nucleares -, e de 64 distribuidoras (cerca de 75% são empresas privadas) - companhias mais conhecidas do consumidor residencial, responsáveis por adquirir a energia e entregá-la para 47,2 milhões de consumidores, dos quais 85% são residências. Existem ainda as concessionárias das linhas de transmissão de alta tensão. Além disso, participam do mercado os fornecedores de equipamento e de serviços e os agentes financeiros.

Um primeiro passo para reduzir as incertezas dos investidores interessados em obter concessões de usinas hidrelétricas diz respeito ao meio ambiente. A autorização para levar em frente o projeto por parte das autoridades ambientais passou a ser feita antes mesmo de aberto o processo de licitação. A falta de licenciamento ambiental prévio era um dos principais motivos de atraso nas obras de usinas hidrelétricas. Agora, o MME informa com mais precisão aos possíveis interessados quanto eles terão de gastar para minimizar o impacto ambiental e social causado pela inundação de grandes áreas. Diminui, assim, a chance de surpresas desagradáveis para o empreendedor e de prejuízos exagerados à natureza e às comunidades.

Na mesma direção, o novo sistema estabeleceu a obrigação de que as distribuidoras firmem contratos de longo prazo com as geradoras. Nesses contratos, denominados de PPA, da sigla em inglês Power Purchase Agreement, ou Acordo de Poder de Compra, elas garantem que comprarão energia suficiente para suprir toda a demanda que projetam ter pelos próximos cinco anos pagando, por isso, preço determinado em leilão organizado pelo governo. Com o PPA na mão, as geradoras de energia têm, em tese, certeza de que terão clientes no futuro e podem, assim, comprometer parte de sua receita com novos investimentos. Podem, ainda, pedir financiamentos aos bancos, dando o contrato como garantia. Os PPAs são firmados durante leilão organizado pela Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), entidade ligada ao MME e que,

durante o processo de venda, representa as distribuidoras. Até hoje, só foram feitos leilões de energia velha.

Diferenças O conceito parece um tanto etéreo, já que, para o consumidor, energia é um produto padronizado, que não tem, como uma roupa, cara de velho ou de novo. Na verdade, a divisão feita pelo governo é uma tentativa de separar a energia proveniente de hidrelétricas antigas, com investimento já amortizado, daquela que será gerada por usinas que ainda não saíram do papel. O objetivo da separação foi baixar o preço da tarifa, já que o custo de produzir em usinas antigas é muito mais baixo do que o da energia proveniente de uma usina nova em folha. Para o professor Adilson de Oliveira, da UFRJ, a separação entre energia nova e velha não é entendida pelo consumidor e pode gerar questionamentos e pressões políticas no futuro. É como se no supermercado fosse vendido um tomate de uma fazenda já antiga por um preço menor do que o cobrado pelo tomate de uma fazenda nova. Não faz sentido para o consumidor. "É uma situação absolutamente incomum no mundo econômico", diz ele. O problema também é apontado pelo vice-presidente da Duke Energy, Paulo Born. Para ele, o modelo representou um esforço no sentido de tentar reduzir os riscos do mercado, mas, com a separação entre os tipos de energia, os riscos maiores acabaram ficando para os donos de usinas existentes.

Até 2004, cada distribuidora firmava contratos bilaterais com a geradora que escolhesse, de prazo e preço variados, mas com o atual mecanismo a venda é feita exclusivamente nos leilões públicos. É formado um pool de distribuidoras que entram no jogo dizendo qual será a demanda de energia que terão pelos próximos cinco anos. As geradoras, por sua vez, colocam no leilão a quantidade de megawatts que têm a ofertar. O governo federal estabelece um preço máximo a ser pago, denominado preço de reserva. A partir daí, começa a negociação. A geradora coloca quanto quer vender, ano a ano, e seu preço, que não pode superar o teto determinado pelo governo. Se aparecerem interessados, é feito o negócio. Caso contrário, parte-se para um preço mais baixo. Foram realizados dois leilões, em dezembro do ano passado e em abril deste ano.

Impactos Mas a avaliação do mercado é que os resultados das vendas foram um

fracasso, já que as geradoras não se interessaram por comercializar nenhum watt sequer de energia a partir de 2009. A razão é simples: os preços estavam muito baixos e as companhias parecem ter preferido esperar um momento melhor para desovar seu produto. Os impactos desse resultado pífio estão sendo amplamente discutidos no mercado. Para vários estudiosos e investidores, é aí que começam os problemas do novo modelo. O objetivo do leilão, e um dos pilares do modelo, era que se chegasse a um ponto de equilíbrio entre oferta e demanda, mas isso não aconteceu, já que muitas geradoras preferiram ficar sem contratar a vender por preços baixos. Assim, o leilão pôs por terra o primeiro preceito do novo modelo, que era assegurar 100% de contratação, diz Sales, da CBIEE. Uma das dúvidas do mercado é se haverá, entre os agentes do setor, recursos disponíveis para construir novas usinas. Isso porque as geradoras já existentes podem ter ficado sem sobra de capital próprio ao vender sua produção por preços muito baixos. As geradoras venderam energia velha barato e, com isso, perderam receita presumida. Isso faz com que elas se descapitalizem, e uma das principais alavancas do desenvolvimento do setor é o capital das próprias geradoras, avalia o professor da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e ex-presidente da Eletrobrás, Luís Pinguelli Rosa. Nelson Hubner, secretário executivo do MME, discorda do argumento. "O que não podíamos deixar é que a energia de usinas já totalmente amortizadas fosse vendida a preços altos por toda a vida. O custo de operação dessas usinas é baixíssimo: 7 ou 8 dólares o megawatt. No sistema antigo, elas estavam vendendo essa energia até por 120 reais, quando havia venda entre geradoras e distribuidoras do mesmo grupo. E esse valor todo ia para a tarifa do consumidor (leia tabela na página 22). No último leilão, elas venderam por cerca de 57 reais, ou seja, deu para remunerar todo o custo de operação e ainda ter lucro. Portanto, as empresas não ficaram descapitalizadas. Além disso, a maior parte dos novos investimentos do setor não virá de capital próprio e sim de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) ou de outros bancos", afirma.

Resultados Uma das empresas ainda interessadas no mercado nacional é a Duke Energy, de capital norte-americano, que já tem investimento de 1,5 bilhão de

dólares em geração no Brasil. "Quando pensamos em novos aportes, somos confrontados com a pergunta de como estão os investimentos que já temos no país. A resposta é que temos tido resultados satisfatórios, que poderiam ser melhores, dependendo de regulamentações e dos próximos leilões de energia velha", completa Born.

Manoel Zaroni, presidente da Tractebel Energia, empresa que pertence ao grupo Suez da França, a maior geradora privada de energia do Brasil, tem opinião semelhante. "O novo modelo avança no objetivo de atrair investimentos. Mas alguns ajustes são necessários. É preciso encontrar mecanismos que permitam que usinas licitadas no modelo anterior possam participar em condições de igualdade com usinas a serem licitadas no novo modelo", diz. A Tractebel também garante que pretende ampliar sua fatia de participação no mercado, hoje na casa de 8%. A empresa foi uma das que saíram do leilão de energia velha sem vender e preferiu apostar na venda a consumidores livres. Ela participa com 30% do capital do consórcio que está construindo a usina hidrelétrica de Estreito, na divisa dos estados de Tocantins e Maranhão, com potencial de 1,1 mil MW e que foi licitada em 2002, mas só em maio deste ano recebeu autorização ambiental.

Luiz Carlos Guimarães, presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), defende que o novo modelo e o decreto que o regulamentou trouxeram alguns pontos positivos, como a retomada do planejamento do setor pelo governo. Mas também faz ressalvas. "É preciso resolver, antes do leilão de energia nova, com urgência, uma série de itens ainda não definidos na regulamentação e que aumentam o risco para o investidor. Falta resolver a questão de vários encargos que pesam no custo das empresas, como os subsídios obrigatórios à energia alternativa e aos benefícios sociais. São essenciais ainda regras melhores e mais claras para a revisão tarifária. Por exemplo, a Aneel divulgou recentemente uma resolução mudando a metodologia de cálculo da base de remuneração das empresas, que é o que remunera o investimento já feito. A resolução reduz esse valor. Isso assusta os investidores", diz.

Críticas Indústrias que consomem intensivamente energia elétrica também colocam dúvidas na eficácia do modelo adotado pelo atual governo. A Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia Elétrica (Abrace) reúne 63 grupos industriais consumidores de 25% da energia elétrica produzida no Brasil. São críticos da indefinição de certas regras como, por exemplo, para as empresas que produzem a própria energia que consomem. "O governo cria dificuldades para que essas empresas se liguem à malha de transmissão, impondo a intermediação das distribuidoras", afirma Paulo Ludmer, diretor executivo da Abrace. Nelson Hubner, do MME, defende o ponto de vista federal. Afirma que colocar dinheiro no setor ficou mais seguro e a atividade é extremamente lucrativa, e prova disso são os leilões de grupos de linhas de transmissão, conjunto de cabos que levam a energia das geradoras até as centrais de distribuição. "No governo anterior, as estatais eram proibidas de entrar na disputa pelas linhas e praticamente não havia deságio sobre valor mínimo oferecido pelo governo. Desde 2004, quando entraram em vigor as novas normas e as estatais foram autorizadas a participar, chegamos a ter 46% de deságio no último leilão, vencido por uma empresa privada espanhola que nunca tinha participado do setor antes. Ou seja, continuam aparecendo interessados, mesmo recebendo valores menores", declara o secretário executivo. Os leilões são parte do mercado regulado, mas o governo também criou um mercado livre. Os consumidores de alta potência (acima de 3 megawatts), como as indústrias ou grandes shoppings centers, podem optar por não comprar das distribuidoras e se abastecer diretamente nas geradoras. Assim, não precisam participar dos leilões. Do mesmo modo que a distinção entre energia velha e nova, a separação dos mercados também cria algumas incertezas. Para os pesquisadores do Ipea, Ronaldo Seroa da Motta e Ajax Moreira, autores do estudo "As dualidades do novo modelo do setor de energia elétrica", a tendência é que aumente a migração dos geradores e dos grandes consumidores do mercado regulado para o mercado livre. A consequência será a diminuição da oferta de energia para o mercado regulado, onde estão os consumidores residenciais. "O investidor pode optar por direcionar recursos para o mercado livre, deixando o

consumidor residencial sem a garantia de que haverá expansão da energia", adverte Seroa da Motta.

Para completar o rol de críticas à nova organização do setor, há quem reclame da paralisação do processo de privatização e dos problemas que surgem da convivência entre estatais e privadas. Para Seroa da Motta, por exemplo, é impossível criar algum tipo de regulação em um mercado dominado por empresas estatais, como é o caso da geração de energia elétrica, com a presença da gigante Eletrobrás, responsável por 60% da eletricidade produzida no país. "Hoje, só uma parte do lucro da Eletrobrás é reinvestida, porque grande parte é usada pelo governo para fazer superávit fiscal. Mas se você é um ente privado e souber que a Eletrobrás pode resolver produzir mais energia, surge o temor de que ocorra excesso de oferta e o preço caia. Isso não dá segurança para quem quer entrar no setor", analisa. Em artigo sobre o tema, no site Canal Energia, Sales, da CBIEE, escreve: "Para quem já assistiu aos inúmeros episódios de projetos estatais que prometeram orçamentos que se transformaram em meras peças de ficção, um leilão de energia nova em que ganha quem oferece a menor tarifa desperta certa preocupação: quem pagará a conta se o orçamento não for cumprido e se a tarifa prometida não for entregue aos níveis iniciais?". Hubner, do MME, contesta os argumentos. "As estatais têm de ter regras transparentes porque prestam contas públicas e, ao mesmo tempo, têm de ser mais competitivas. As estatais não entram em um negócio que não dê lucro. No caso do último leilão de linhas de transmissão, por exemplo, um grupo privado ofereceu um deságio maior do que o que havia sido apresentado por um grupo de estatais e venceu a disputa. Então, não se pode dizer que as estatais dão preços fictícios, afirma. Para ele, no atual estágio do setor no Brasil, é importante a participação de estatais para fazer uma espécie de contrapeso no mercado, colaborando para baixar os preços. O modelo adotado pelo governo federal não garante que o consumidor venha a pagar valores baixos pelo fornecimento de energia elétrica, pois a tendência é que o preço siga uma curva ascendente, já que a produção deve ficar cada vez mais cara. No caso da energia produzida por recursos minerais, como carvão, óleo e

gás, a justificativa é que esses minerais um dia irão se esgotar. No caso da geração proveniente de água, o problema é que as usinas de construção mais simples e barata já foram feitas. E as novas têm custos ambientais, sociais e de engenharia mais altos. Mas somente a garantia de uma oferta futura de energia elétrica permitirá que os preços sejam compatíveis com o poder de compra dos brasileiros. Se persistir a incerteza quanto ao funcionamento do modelo definido pelo atual governo federal e os investidores privados não assumirem novos projetos de geração, o país correrá o risco de novo racionamento e de alta dos preços da energia elétrica.

Privatização pela metade

Até o governo Fernando Henrique Cardoso, as estatais dominavam o mercado brasileiro de energia elétrica e cabia ao Ministério de Minas e Energia fazer o planejamento de longo prazo. Não havia competição entre as empresas estatais. Os investimentos eram realizados pelo poder público. Até a década de 80, os gastos do governo em energia eram altos, cerca de 0,8% do Produto Interno Bruto (PIB). Mas, a partir daí, o Estado passou a ter mais dificuldades para conseguir financiamentos e a capacidade de endividamento diminuiu, assim como o acesso a capitais baratos, vindos de empréstimos de organismos multilaterais. Na década de 90, os investimentos haviam caído para 0,3% do PIB. A reforma elaborada no governo FHC pretendia tirar o setor das mãos do governo e passar a bola para o mercado.

Para isso, foram privatizadas várias empresas, principalmente do setor de distribuição. A maior parte das geradoras estatais, no entanto, não foi vendida e hoje as usinas do grupo Eletrobrás ainda respondem por 60% da energia elétrica gerada no Brasil. Mesmo sem completar a venda ao setor privado, o modelo de FHC preferiu tirar do governo a função de planejador e deixou ao mercado essa responsabilidade. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi criada para regular o mercado, mas não conseguiu exercer o papel de planejadora. E, ao contrário do que se esperava, as forças do mercado não souberam, sozinhas,

cuidar do problema, já que as empresas não investiram em aumento da geração. A incerteza sobre o processo de privatização foi um dos principais motivos. As estatais não tinham incentivo para investir, já que seriam, em tese, vendidas. As privadas também não conseguiam prever como se configuraria a concorrência. A desconcentração do mercado, para evitar que geradoras e distribuidoras estivessem dentro do mesmo grupo econômico, também não foi concluída. O resultado é que empresas geradoras preferiam vender energia para distribuidoras do mesmo grupo, por um preço alto, a apostar em novas usinas. Além disso, a falta de regras sobre o funcionamento do mercado incentivava o fechamento de contratos de curto prazo. Sem garantias de retorno a longo prazo, não havia segurança para fazer novos empreendimentos. A consequência da falta de investimento, somada ao prolongamento da estação seca, foi o racionamento de 2001.