



Consultoria Legislativa do Senado Federal

COORDENAÇÃO DE ESTUDOS

A FALTA DE GÁS NATURAL E O ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Omar Alves Abbud

TEXTOS PARA DISCUSSÃO 36

Brasília, novembro / 2007

Contato: *conlegestudos@senado.gov.br*

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a opinião da Consultoria Legislativa do Senado Federal.

Os trabalhos da série "Textos para Discussão" estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico:
http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm

A falta de gás natural e o abastecimento de energia elétrica

Omar Alves Abbud
Consultor Legislativo do Senado Federal

O início da estação chuvosa 2007/2008 foi marcado por um sinal de que há problemas no abastecimento de energia do País. A Petrobras, chamada a fornecer gás para usinas termelétricas da Região Sudeste, na forma estabelecida no Termo de Compromisso firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para garantir o funcionamento dessas usinas, foi obrigada a reduzir o fornecimento às concessionárias de distribuição do Rio de Janeiro e de São Paulo, o que terminou por afetar o atendimento a indústrias e veículos movidos a gás naqueles Estados.

A despeito das declarações sempre tranquilizadoras das autoridades governamentais, o episódio acendeu a luz amarela e reavivou a pergunta: vai faltar energia elétrica ao País?

Tentar responder a essa pergunta de forma cabal é difícil, uma vez que essa resposta depende de duas variáveis de comportamento pouco ou nada previsível: o crescimento da economia, que faz aumentar a demanda por energia elétrica, e o regime de chuvas, do qual depende a maior parte do nosso abastecimento.

De início, é preciso esclarecer que o abastecimento de energia elétrica do País tem como fonte principal – com participação de cerca de 80% – as usinas hidrelétricas, cuja energia ainda é a mais barata no mundo. Daí a importância das chuvas. Quando os reservatórios baixam, o suprimento passa a ser assegurado, sucessivamente, pelas térmicas a gás e pelas térmicas a óleo,

cujo acionamento, ou despacho, como se diz no setor elétrico, se dá pela lógica de menor custo de geração.

Cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entre outras atribuições, o controle do sistema, o despacho das usinas e o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO), um número obtido a partir de modelo matemático, que funciona como sinalizador da necessidade de utilização das térmicas a gás. Quanto mais baixo o nível dos reservatórios, maior é o Custo Marginal de Operação, o que torna compensador disparar as térmicas a gás, cujo custo de geração é maior, como já visto, para guardar água nos reservatórios para o futuro. Foi o que aconteceu na semana passada, de acordo com o *Jornal do Brasil* de 1º de novembro de 2007: o CMO atingiu R\$ 223/MWh (megawatt/hora) e as térmicas que geram a R\$ 219/MWh foram acionadas.

O gás para movimentar essas usinas, segundo nota oficial da Petrobras, foi o gás que faltou no Rio de Janeiro e em São Paulo para fazer funcionar fábricas e abastecer veículos automotores. Segundo a imprensa, a Petrobras vinha entregando extra-contratualmente uma média mensal de 3,8 milhões de metros cúbicos de gás às distribuidoras CEG, CEG-Rio e Comgás, do Rio e de São Paulo, durante os últimos doze meses. Quanto precisou do gás para atender as térmicas e cumprir seu compromisso com a ANEEL, cortou esse fornecimento excedente.

Se as térmicas estão sendo despachadas, cabe indagar como andam os reservatórios das usinas hidrelétricas, neste período que marca o início das chuvas. Os reservatórios das usinas hidrelétricas do Sudeste e do Centro-Oeste, que respondem por quase metade da geração da energia de fonte hidrelétrica que abastece o País, ainda dispõem de 51% da sua capacidade. Nas Regiões Norte e Nordeste, onde também começa a chover agora, os reservatórios estão com cerca de 35% e 39% de suas capacidades,

respectivamente; e os do Sul contam com mais de 61%, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de 2.11.2007.

Os reservatórios das usinas da Região Sudeste/Centro-Oeste tinham, em outubro, aproximadamente 16% a mais de água do que no mesmo mês de 2006. Os do Sul também tinham 48% a mais, mas os do Nordeste tinham 23% menos e os do Norte 1% menos, segundo dados do próprio ONS. De qualquer modo, com as térmicas em funcionamento o nível dos reservatórios parou de cair, como informou a imprensa.

Dadas essas informações, cabe examinar as probabilidades de racionamento de energia elétrica. O risco de déficit considerado aceitável é de 5%. É exatamente esse o risco que o Governo estima para 2011, em contraposição ao percentual calculado pelo Instituto Acende Brasil, instituição criada por algumas das maiores empresas de energia elétrica do País. Estudo divulgado pelo Acende Brasil estima o risco de déficit para 2011 entre 16,5% e 32%, dependendo do cenário, números considerados bastante elevados. Em 2008, esse risco já chegará aos 9%, segundo o Instituto. A própria Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) admite, segundo matéria do jornal *Valor Econômico*, de 1º de outubro passado, que “a oferta ficará encostada na demanda pelos próximos cinco anos”.

Outra simulação, feita ainda no início de 2007 por um agente do setor elétrico, a pedido do jornal *Folha de S. Paulo*, com base nos dados oficiais do ONS para o mês de fevereiro de 2007, mostrou que a escassez de gás natural para as termelétricas havia levado a projeção de níveis de risco de falta de energia para patamares superiores a 20%, já a partir de 2010.

Essa simulação considerou a retirada de cerca de 3.600 MW – o equivalente a quase ¼ da capacidade de Itaipu, a maior hidrelétrica do País – de usinas térmicas a gás natural da capacidade de geração nacional,

determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A medida foi tomada pela Agência porque, no início deste ano, uma série de testes realizados permitiu verificar que não havia gás suficiente para fazer funcionar todas as térmicas simultaneamente se elas fossem despachadas pelo ONS, o que agora está sendo comprovado na realidade.

Posteriormente, Petrobras e ANEEL firmaram um Termo de Compromisso de fornecimento de gás para que os 3.600 MW pudessem voltar a ser considerados na reserva. Mas em julho as térmicas foram despachadas pelo ONS e não puderam funcionar. Deixaram de gerar 916 MW médios, o que teria levado a Agência a aplicar, à Petrobras, uma multa estimada em mais de R\$ 90 milhões, segundo a imprensa.

Como se vê, o suprimento de energia do País está curto e a falta de gás natural é parte fundamental do problema, por ser esse o combustível tanto das usinas térmicas quanto de muitas indústrias do Sul e do Sudeste, além de veículos automotores. Como se sabe, há problemas com a Bolívia, principal fornecedor de gás do Brasil, que o Governo e a Petrobras procuram agora resolver. Para lá foi o presidente da Petrobras e já se anuncia uma visita do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva àquele País, para tratar do assunto diretamente com o Presidente Evo Morales.

Além dessa medida de emergência, que visa assegurar o suprimento do gás já contratado ao País, o Governo trabalha em duas frentes: o Plangás, que objetiva aproveitar o gás das bacias de Santos, Espírito Santo e Campos, e a importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) da África e do Oriente Médio. Em ambos os casos, os investimentos e projetos estão a cargo da Petrobras, que está sob pressão para manter o fornecimento de gás às térmicas.

Contudo, ambas as alternativas enfrentam as dificuldades de cumprimento de cronograma inerentes aos grandes projetos. No caso do Plangás, as de engenharia e de licenciamento ambiental, referentes à implantação de dutos e estações de bombeamento de gás. No caso da importação do GNL, também é preciso implantar unidades de regaseificação flutuantes no Rio de Janeiro e no Ceará, além das respectivas conexões aos gasodutos existentes.

Para ficar em apenas um exemplo dos problemas a enfrentar, os jornais do dia 2 de outubro corrente dão conta de que um único proprietário rural estava lutando na Justiça – com sucesso, até então – para impedir a concretização do estratégico gasoduto Campinas/Rio, incluído no Plangás e no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Esse gasoduto deverá ajudar no suprimento de gás às usinas TermoRio, NorteFluminense e Eletrobrás, incluídas no Termo de Compromisso assinado pela Petrobras com a ANEEL, para garantir o fornecimento de gás às térmicas. Pelo Termo, essas três usinas deverão gerar uma média diária de 1.367 MW no segundo semestre de 2008.

Como se sabe, escassez faz os preços aumentarem e, por isso, outra medida já cogitada abertamente pela Diretora de Energia e Gás da Petrobras, Maria das Graças Foster, e pelo próprio presidente da Estatal, José Sérgio Gabrielli, em face da falta de gás, é o aumento do preço do produto no mercado brasileiro, segundo notícia do jornal *O Estado de São Paulo*, de 1º de novembro corrente. Mesmo que a escassez do gás seja solucionada no curto prazo, o preço desse energético deverá subir, já que o GNL, a ser importado a partir do próximo ano, tem um preço maior, especialmente se adquirido no mercado *spot*, como noticiou o jornal *Valor Econômico* de 29 de setembro passado. Além disso, há um aumento da demanda mundial por

GNL, segundo noticiou a *Folha de S. Paulo*, em 7 de novembro, o que pressiona ainda mais os preços.

Em outra frente, a da geração de energia elétrica propriamente dita, o Governo joga com dois grandes projetos: as usinas hidrelétricas de Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.300 MW), no Rio Madeira, e a retomada de Angra III (1.300 MW), decidida recentemente pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Num horizonte mais distante, há a hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu (5.500 MW), cujos estudos foram retomados depois de um longo embargo judicial, mas, de qualquer modo, esse projeto enfrenta problemas relativos à utilização de terras indígenas. Nenhum desses empreendimentos deve, no entanto, entrar em funcionamento antes de 2012, de acordo com avaliação do próprio Governo. Não seriam, portanto, solução para o gargalo que se anuncia para o período compreendido entre 2008 e 2011.

Lamentavelmente, a melhor alternativa de abastecimento de energia elétrica aos menores preços possíveis foi desperdiçada pelo Governo Federal quando, em 2003, decidiu alterar a legislação do setor elétrico. Em vez de seguir licitando aproveitamentos hidrelétricos menores e mais viáveis, de acordo com as leis vigentes, já conhecidas do setor, enquanto trabalhava, em paralelo, os grandes projetos e o aperfeiçoamento da legislação, o Governo anunciou, de imediato, sua decisão de alterar a legislação, o que produziu uma paralisia no setor. Os empresários passaram a aguardar as novas regras para tomar decisões sobre seus investimentos.

O resultado foi que o número de estudos de viabilidade de usinas hidrelétricas, etapa anterior e necessária ao processo de licitação de novos empreendimentos, caiu a zero em 2003 e 2004, segundo dados oficiais, até que as novas regras, aprovadas pelo Congresso Nacional em 2003, pudessem ser compreendidas pelos empresários do setor. A necessidade de Licença

Ambiental Prévia, adotada pelo Governo para a licitação de novas usinas, também se transformou em entrave, como se viu este ano, no caso do licenciamento das usinas do Rio Madeira.

Como consequência, caiu o número de licitações de empreendimentos hidrelétricos. Vale examinar os números oficiais: enquanto no período de 1998 a 2002 foram licitados aproveitamentos hidrelétricos que somaram 10.236 MW – uma média anual de 2.047 MW –, de 2003 a 2006 foi licitado um total de apenas 1.426 MW, o que dá uma média anual de 356 MW. Em quatro anos, o total de hidrelétricas licitadas foi menor do que o que se licitou em cada um dos cinco anos anteriores.

O resultado se projeta para o futuro. Dos 35 empreendimentos já licitados, que somam 6.374 MW, doze estão com o cronograma comprometido ou suspenso, o que representa 2.292 MW. Dos restantes 4.082 MW, previstos para entrar em operação até 2011, a usina Baú I, de 110 MW, tem graves problemas para cumprir seu cronograma, e usinas que deverão gerar outros 672 MW não tiveram suas obras iniciadas ou têm problemas de licenciamento ambiental. Restam, portanto, apenas 3.300 MW sem impedimentos para entrada em operação nas datas previstas daqui até 2011. Esse montante é um pouco menor do que os 3.500 MW que os especialistas estimam sejam necessários agregar ao sistema por ano. Ele representa, também, a única chance de alívio nos preços futuros de energia elétrica.

Mas, ainda assim, não parece que estejamos diante de risco iminente de uma crise de abastecimento de energia elétrica – a menos que as chuvas escasseiem terrivelmente daqui para frente. De acordo com as regras vigentes, o chamado mercado cativo, aquele que é suprido pelas distribuidoras de energia elétrica, já tem o seu abastecimento contratado até 2011, porque a legislação aprovada em 2003 obriga as distribuidoras a contratar energia suficiente para abastecer os seus mercados. Além disso, em outubro foi

realizado, com sucesso, um novo leilão de energia para suprimento a partir de 1º de janeiro de 2012, o que indica que as distribuidoras já começaram a contratar energia para aquele ano. De qualquer maneira, é importante notar que a contratação não garante o abastecimento, que depende, efetivamente, de reservatórios cheios e da disponibilidade de combustível para as usinas térmicas.

O problema que se vislumbra mais claramente deve acontecer no mercado livre, composto por cerca de 500 empresas, que representam cerca de 25% do mercado nacional de energia elétrica. Dado o volume de consumo dessas empresas, elas têm, segundo a legislação vigente, o direito de adquirir a energia de que necessitam no mercado, por sua conta e risco, sendo chamadas, por isso, de consumidores livres. Podem, assim, buscar energia elétrica a preços menores no mercado e, com isso, vender seus produtos a preços mais competitivos, no Brasil e no exterior.

No entanto, os preços da energia elétrica deverão crescer nesse mercado, gerando aumentos de preço nos produtos das empresas que não têm contrato de fornecimento e inviabilizando novos investimentos de empresas que têm energia elétrica como insumo relevante nos seus processos produtivos. É importante enfatizar que os consumidores livres produzem, principalmente, matérias-primas como cobre, alumínio, papel e celulose, cimento, produtos químicos e petroquímicos, entre outros, cujos preços influenciam os custos de grande parte da cadeia produtiva da qual fazem parte. Além disso, nos casos em que a energia elétrica for insumo de grande impacto nos custos, preços elevados demais inviabilizarão novos investimentos em razão da perda de competitividade desses empreendimentos, produzindo efeito oposto ao desejado com o lançamento do Plano de Aceleração do Crescimento pelo Governo. Como se vê, a escassez de energia é o calcanhar de Aquiles do PAC.

Lamentavelmente os preços subirão, não apenas pela escassez de oferta, mas porque a usina mais cara é sempre a próxima. Além disso, como constatou o inglês David Ricardo, ainda no século XIX, os preços tendem a se alinhar pelo custo da produção adicional. A escalada já é perceptível no Ambiente de Contratação Livre da CCEE, onde há poucas propostas de atendimento de demanda em contratos de dois anos ou mais, todas elas com preços acima de R\$ 120/MWh, considerados excessivamente altos para esse mercado.

As causas apontadas pelo prof. Paulo Sérgio Franco Barbosa, titular da UNICAMP, em artigo no *Valor Econômico* de 25 de setembro passado, são as mesmas já referidas nesta Nota: dificuldade de viabilização de novas usinas hidrelétricas e restrições de suprimento de gás natural. As conseqüências já se fazem sentir: os preços de energia nova têm sido crescentes nos leilões realizados desde 2005.

De acordo com dados do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, publicados pelo jornal *O Estado de S. Paulo*, o preço da energia velha de fonte hídrica (cujo investimento já foi amortizado) comercializada nos leilões de energia da CCEE variou entre R\$ 57,51 e 94,91/MWh. A energia nova proveniente de fontes hidrelétricas teve valores que oscilaram entre R\$ 106,95 e 126,77/MWh, e, no caso das fontes térmicas, os preços ficaram entre R\$ 121,81 e 132,39/MWh. No 5º Leilão de Energia Nova da CCEE, realizado em 16 de outubro passado, os preços de energia de fonte hidrelétrica variaram entre R\$ 125,90 e 131,49 e os de fonte térmica ficaram entre R\$ 125,95 e 131,49, para entrega em 2012.

Ainda segundo *O Estado de S. Paulo*, o valor cobrado pela energia elétrica fornecida aos consumidores residenciais cresceu 147% nos últimos dez anos no País. Os consumidores industriais, por sua vez, tiveram que conviver com uma alta de 388% no mesmo período.

No leilão de ajuste de energia realizado pela CCEE, no Ambiente de Contratação Regulado – para abastecimento do mercado cativo, portanto –, no último dia 27 de setembro, 6 MW médios, para fornecimento às distribuidoras entre 1º de outubro e 31 de dezembro deste ano, foram contratados ao preço médio de R\$ 127,05/MWh. Para outros 163,5 MW médios negociados no leilão, para entrega entre 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2008, o preço foi de R\$ 138,35/MWh.

No mercado livre, o valor do MWh relativo ao Preço de Liquidação de Diferenças – o chamado preço *spot*, que também influencia os preços de contratação bilateral no mercado livre, segundo o prof. Barbosa –, para a semana que começou em 2 de novembro, estava fixado em R\$ 223,89. Vale advertir, contudo, que esse valor é calculado por modelo matemático, que reflete excessivamente a influência sazonal das chuvas que ainda não chegaram. Chuvas fortes de uma semana poderão alterar bastante esse valor.

Mas a tendência, como se vê, é de alta. Se contratos de dois anos ou mais no mercado livre estão sendo oferecidos acima de R\$ 120/MWh, preços considerados já hoje excessivamente altos, há estudos sérios que apostam em energia vendida no Ambiente de Contratação Livre a R\$ 200,00/MWh em 2008. Os prejuízos econômicos daí decorrentes – alguns deles imensuráveis, como os investimentos não realizados – certamente serão grandes.

A nos lembrar o potencial de estrago de grandes aumentos de preços, temos, como lição do passado, os números do impacto da crise de abastecimento de 2001. Ainda que um racionamento seja mais duro que o aumento de preços, vale lembrar que o corte médio de 20% imposto ao País pela crise de abastecimento – ocorrida ao mesmo tempo que a crise da Argentina, os atentados de 11 de setembro e a desaceleração da economia mundial – refreou duramente o avanço do PIB naquele ano. Em comparação

com um crescimento de 4,36%, registrado em 2000, o PIB cresceu apenas 1,31% em 2001 e 1,93% em 2002, de acordo com dados do IPEA, já descontada a inflação.

Como visão de futuro sobre o que o aumento de preços pode causar, há um estudo da FGV Projetos, segundo noticia o jornal *Valor Econômico*, de 30 de outubro passado. Segundo esse estudo, o preço da energia elétrica para a indústria deverá aumentar 30,4% até 2015.

As conseqüências, segundo as estimativas da FGV, são uma queda de 7,1 pontos percentuais no PIB potencial do País entre 2006 e 2015, o que significa que o Brasil deixaria de acrescentar R\$ 223 bilhões (a preços de 2006) ao seu fluxo anual de renda e cairia quatro posições no *ranking* do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), indo para a 43ª posição.

Examinada a questão do aumento de preços, por último, mas não menos importante, cabe uma consideração final sobre a possibilidade de racionamento. Caso falem chuvas e o fornecimento tenha que ser reduzido, não há, ainda, regras claramente definidas sobre os procedimentos a serem adotados. É de se crer que, nessa hipótese, os consumidores cativos também sejam chamados a dar a sua quota de sacrifício, para que todo o ônus da falta de energia elétrica não recaia exclusivamente sobre os consumidores livres.

Como se vê, há motivos suficientes para que se comece a agir rápido, desde já, privilegiando as medidas que possam assegurar o abastecimento necessário de energia elétrica ao País, em paralelo às ações de construção dos projetos do Madeira e de Angra III.