

# Tarifação de energia elétrica em face da perspectiva de excesso de demanda\*

ROGÉRIO L. F. WERNECK\*\*

*Há anos o setor elétrico brasileiro vem trabalhando com níveis de utilização de capacidade muito altos. E sempre na dependência de condições climáticas relativamente favoráveis para assegurar o atendimento da expansão que vem sendo observada na demanda de energia, apesar da evolução medíocre do nível de atividade. Com a perspectiva de ter de fazer face à demanda de eletricidade de uma economia novamente em expansão, o setor elétrico volta a contemplar com grande apreensão o espectro de um cenário de racionamento de energia. Os desdobramentos de um quadro de excesso de demanda de eletricidade podem parecer bem mais difíceis do que já são quando o cerne da solução aventada para lidar com a questão é a imposição de um racionamento quantitativo. E é natural que tanto as empresas do setor quanto as autoridades que seriam responsáveis pela imposição do racionamento estejam apreensivas com os desdobramentos econômicos e políticos desfavoráveis que o recurso a uma medida desse tipo poderia ocasionar. Mas a verdade é que o racionamento quantitativo não é a única forma de enfrentar situações de excesso de demanda. Há soluções mais racionais, mais fáceis de implementar e muito menos onerosas, tanto em termos econômicos quanto em termos políticos. E, no entanto, a possibilidade de lidar com o excesso de demanda pelo lado dos preços tem sido tradicionalmente desdenhada no setor elétrico brasileiro, em decorrência de arraigada convicção de que preços não têm papel relevante na determinação da demanda de energia. O objetivo deste artigo é exatamente explorar um quadro de referência analítico que propicie melhor entendimento das possibilidades de manejo da política tarifária para enfrentar situações de excesso de demanda no mercado de energia elétrica. O problema é enfocado com modelos que admitem incerteza tanto sobre capacidade como sobre demanda. E que, com base em simulações de Monte Carlo, permitem analisar a extensão das possibilidades de eliminação do excesso de demanda pelo lado dos preços, para diferentes conjuntos de hipóteses acerca das variáveis exógenas e dos parâmetros envolvidos. O nível de agregação adotado na estilização do setor elétrico é reconhecidamente mais elevado do que seria desejável. Mas nada impede que o mesmo enfoque seja adotado em simulações de mais fôlego, baseadas em modelos bem mais desagregados do setor elétrico, que fogem ao escopo deste artigo.*

## 1 - Introdução

Desde o início de 1999, observou-se uma rápida reversão de expectativas acerca do desempenho da economia brasileira. Até os analistas mais otimistas surpreenderam-se com a rapidez com que foi superado o quadro de instabilidade que se instalou durante o primeiro bimestre daquele ano, após a mudança do regime

---

\* Este artigo é resultado de um projeto de pesquisa que contou com o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

\*\* Do Departamento de Economia da PUC/Rio.

cambial no começo de janeiro. Mal feito da traumática experiência de desvalorização, o país deu início, a partir de março, a um esforço de restauração de credibilidade da política econômica que se revelaria extremamente eficaz. O divisor de águas parece ter sido demarcado pela posse da nova diretoria do Banco Central e pelo anúncio das novas bases do programa de estabilização acertado com o Fundo Monetário Internacional (FMI) em dezembro de 1998, antes da mudança da política cambial.

Dois fatores foram fundamentais para deflagrar o círculo virtuoso que se seguiu: a percepção de que o impacto inflacionário da desvalorização poderia acabar sendo muito mais suave do que se temia e a constatação de que o governo parecia, afinal, ter conseguido as condições necessárias para assegurar o cumprimento da meta de um superávit primário do setor público superior a 3% do PIB em 1999. Mais otimismo sobre a inflação e o ajuste fiscal permitiu recuo significativo da taxa nominal de câmbio, à medida que foi sendo restaurado o influxo de capitais externos. O que, por sua vez, abriu espaço para uma queda surpreendentemente rápida da taxa de juros básica da economia, que pôde ser reduzida de 45%, no início de março, para menos de 20%, no final de julho. Queda tão rápida da taxa de juros, dosada com habilidade e ousadia pelo Banco Central, contribuiu para acelerar a restauração da confiança na dívida pública e retirar de cena as apreensões com a sustentabilidade das contas fiscais que marcaram o primeiro bimestre. Contribuiu também para alterar radicalmente as expectativas acerca da evolução do nível de atividade.

Quando o governo anunciou, no início de março de 1999, que a revisão do acordo com o FMI previa uma contração do produto agregado de 3,5% a 4% naquele ano, a previsão não chegou a sofrer maiores contestações. Houve até quem previsse contração ainda maior. No entanto, à medida que o círculo virtuoso foi ganhando força, as previsões sobre o nível de atividade foram ficando cada vez mais otimistas. Por volta de junho, já havia sido completamente descartada a possibilidade de o PIB vir a sofrer uma queda tão pronunciada. E, em meados do segundo semestre, já se aventava a possibilidade de o produto agregado acabar de fato mostrando expansão real próxima a 1% em 1999, como de fato acabou ocorrendo.

Tudo faz crer que o círculo virtuoso que vem favorecendo o desempenho da economia desde março de 1999 esteja agora abrindo espaço para uma taxa relativamente alta de crescimento em 2000. Na verdade, a economia brasileira está em plena retomada de crescimento. E a retomada se afigura ampla e vigorosa. É bem possível que se observe uma taxa de expansão real do PIB da ordem de 4% em 2000, marcando talvez o início do que pode vir a ser um novo período prolongado de rápida expansão da economia. Há décadas o país não se defronta com perspectivas tão boas de crescimento sustentado. E dessa vez a expansão continuada parece perfeitamente compatível com a manutenção da estabilidade macroeconômica. Já é pois o momento de tentar enxergar mais à frente e antever como difi-

culdades mais óbvias poderão ser evitadas, de forma a assegurar que essa nova e tão esperada fase de expansão acabe tendo duração tão longa quanto possível.

Naturalmente, essa perspectiva de evolução tão favorável do nível de atividade é mais do que bem-vinda. E vem desencadeando por todo o sistema produtivo revisões de decisões tomadas anteriormente sobre capacidade e expansão. Na verdade, a recuperação de investimento ensejada por essas revisões deverá contribuir em muito para dar mais consistência ao próprio processo de retomada de crescimento.

Contudo, há segmentos do sistema produtivo para os quais as possibilidades de resposta da oferta, a curto prazo, são particularmente limitadas. É esse exatamente o caso do setor elétrico, que vem trabalhando, há anos, com níveis de utilização de capacidade muito altos. E sempre na dependência de condições climáticas relativamente favoráveis para assegurar o atendimento da expansão que vem sendo observada na demanda de eletricidade, apesar da evolução medíocre do nível de atividade. Com a perspectiva de ter de fazer face à demanda de energia de uma economia novamente em expansão, o setor elétrico volta a contemplar com grande apreensão o espectro de um cenário de racionamento de energia.

Os desdobramentos de um quadro de excesso de demanda de eletricidade podem parecer bem mais difíceis do que já são quando o cerne da solução aventada para lidar com a questão é a imposição de um racionamento quantitativo. São mais do que conhecidos os problemas de escolha de um critério adequado, bem como a ineficiência e as dificuldades operacionais envolvidas nessa forma de lidar com demanda excedente.<sup>1</sup> E é natural que tanto as empresas do setor quanto as autoridades que seriam responsáveis pela imposição de um racionamento estejam apreensivas com os desdobramentos econômicos e políticos desfavoráveis que o recurso a uma medida desse tipo poderia ensejar.

Mas a verdade é que o racionamento quantitativo não é a única forma de enfrentar situações de excesso de demanda. Há soluções mais racionais, mais fáceis de implementar e muito menos onerosas, tanto em termos econômicos quanto em termos políticos. Em geral, quando se trata de outros bens e serviços, situações de excesso de demanda são tipicamente eliminadas por elevações de preços, quase sempre como resultado do livre funcionamento do mercado. É claro que preços de energia elétrica são regulados e seu comportamento não pode ser comparado ao que seria observado em mercados com preços livremente determinados. Mas isso parece não ser suficiente para explicar por que formas de lidar com excesso de demanda baseadas em política tarifária têm sido tradicionalmente desdenhadas no setor elétrico brasileiro. Por mais surpreendente que possa parecer, a verdade é que o setor elétrico, com a possível exceção de algumas poucas

---

1 Uma simples leitura do Decreto 93.901, de 9 de janeiro de 1987, que dispõe sobre o estabelecimento de medidas e procedimentos relativos ao racionamento de energia elétrica, já permite vislumbrar com alguma clareza a complexidade e a extensão dos problemas que teriam de ser enfrentados.

vozes discordantes, tem sido dominado historicamente por uma cultura baseada na crença de que preços não têm papel relevante na determinação da demanda de energia. Em outras palavras, de forma bastante explícita, está amplamente disseminada no setor a forte convicção de que a elasticidade-preço da demanda de eletricidade é, para todos os efeitos, igual a zero.

Vale a pena notar que, se isso fosse verdade, a economia brasileira constituiria um caso bastante peculiar. Evidências disponíveis para qualquer outra economia para a qual se têm estudos econométricos de qualidade minimamente confiável sugerem, como seria de se esperar, elasticidades-preço da demanda de energia elétrica significativamente diferentes de zero e negativas.

Não há a menor dúvida de que uma elevação de preços de energia elétrica para fazer face a uma situação de excesso de demanda envolve custos e desgaste político. E não devem ser subestimadas as dificuldades adicionais que isso poderia trazer à condução, com sucesso, da política de metas para a inflação. O importante, contudo, é comparar tais custos e dificuldades aos que estariam envolvidos em uma solução de racionamento via quantidades, nas linhas do que vem sendo tradicionalmente aventado. Note-se ademais que a opção de se lançar mão da política de preços retiraria de cena o espectro de um cenário de racionamento de energia elétrica que, entre outros impactos negativos, já começa a afetar decisões de investimento no país. Da perspectiva de quem está tomando decisões sobre expansão e novos investimentos, incerteza sobre preços de energia parece muito mais aceitável do que incerteza sobre a própria disponibilidade de energia.

O fato é que, em face da probabilidade cada vez mais alta de o país ter de enfrentar uma situação de excesso de demanda no mercado de energia elétrica, parece ter chegado o momento de se dar mais atenção à possibilidade de se lidar com o problema pelo lado da política tarifária.

O objetivo deste estudo é exatamente chamar a atenção para essa possibilidade e para a necessidade de se empreender um esforço consistente para melhorar no futuro próximo o conhecimento que hoje se tem do papel dos preços na determinação da demanda de energia elétrica no país. O cerne do estudo é o desenvolvimento de um quadro de referência analítico que propicie melhor entendimento das possibilidades de manejo de regimes especiais de tarifação para enfrentar situações de excesso de demanda no mercado de energia elétrica.

A análise dessas possibilidades requer o apoio de um arcabouço teórico adequado. Como a perspectiva de excesso de demanda pode advir tanto de surpresas pelo lado da capacidade de oferta do sistema como pelo lado da evolução da demanda, o problema deve ser focado por meio de modelos que admitam incerteza sobre capacidade e sobre demanda. O que se contempla não é um estudo econométrico, mas o uso de modelos desse tipo para se analisar de forma mais sistemática e rigorosa a extensão das possibilidades de manejo da política tarifária, sob diferentes conjuntos de hipóteses acerca dos parâmetros envolvidos.

Além desta introdução, este artigo contém cinco outras seções. Na que se segue, são levantadas algumas das questões envolvidas na possível utilização da política tarifária em situações em que se contempla a possibilidade de que haja um quadro de excesso de demanda de energia elétrica. A Seção 3 analisa o arcabouço teórico requerido para um enfoque mais consistente dessa questão. Na Seção 4, discute-se como dar operacionalidade a esse quadro de referência analítico, de forma a utilizá-lo em modelos de simulação. Na Seção 5, exploram-se alguns exercícios de simulação. Que dão lugar a comentários finais, na Seção 6.

## **2 - Excesso de demanda e política tarifária**

Não só no Brasil, mas também em outros países, é comum que se observe, entre autoridades responsáveis por serviços de utilidade pública, grande relutância em lidar com situações de excesso de demanda pelo lado dos preços. Essa relutância é bem analisada e argutamente criticada por Vickrey (1970). Na verdade, a utilização da política tarifária para fazer face a tais situações pode ser mais do que defensável, especialmente no caso do setor elétrico.

Turvey e Anderson (1977) apontam várias circunstâncias em que uma elevação adequada de tarifas pode ser a forma correta de lidar com um quadro de excesso de demanda. Mencionam situações em que uma subestimação na previsão do crescimento da demanda tenha levado a decisões equivocadas sobre expansão de capacidade, cuja correção requeira tempo. Fazem também menção a casos em que se constata que a reserva de capacidade estava baseada em expectativas excessivamente otimistas acerca da confiabilidade de certos equipamentos ou do tempo de manutenção por eles requeridos, como por vezes tem ocorrido com usinas nucleares. Citam ainda o caso de atrasos em cronogramas de construção envolvidos em programas de expansão de capacidade. E, por fim, mencionam situações em que mudanças significativas nas condições climáticas estejam comprometendo a capacidade de atendimento da demanda, em sistemas baseados em hidreletricidade. É fácil constatar que, de um modo ou de outro, todas essas dificuldades estão presentes na formação do quadro de alto risco de excesso de demanda de energia elétrica que atualmente se observa na economia brasileira.

Se é verdade que a possibilidade de se lançar mão da política tarifária para lidar com o excesso de demanda de energia vem recebendo muito menos atenção do que merece, é também verdade que, curiosamente, o reconhecimento dessa possibilidade parece estar implícito em esforços que vêm sendo feitos para se evitar a necessidade de imposição de um racionamento quantitativo aberto, no caso de um agravamento do quadro de excesso de demanda. Pelo menos uma concessionária estadual está negociando com empresas industriais de setores eletrointensivos uma redistribuição da produção ao longo do ano de forma a aliviar a demanda de energia no período em que o sistema está sobrecarregado. A proposta é que as empresas reprogramem a manutenção dos seus equipamentos e

as férias dos seus empregados, reduzindo suas atividades nos meses de seca. A energia liberada seria negociada pela concessionária no mercado livre, naturalmente a preços muito mais altos do que os que vêm sendo cobrados a essas empresas. Os ganhos seriam rateados entre a concessionária e as empresas industriais envolvidas, que estimam poder assim reduzir em até 20% ou 25% seus dispêndios com energia elétrica [ver *Gazeta Mercantil* (2000)]. O grande interesse demonstrado por tais empresas nessa negociação apenas sublinha quão significativa parece ser a sensibilidade da sua demanda de energia ao preço efetivamente cobrado. O estímulo de preço embutido na proposta parece ter sido mais do que suficiente para que as empresas se dispusessem a incorrer nos custos de remanejar amplamente a forma como distribuem seu fluxo de produção e conduzem sua política de estoques ao longo do ano.

Outras concessionárias também vêm tentando induzir grandes consumidores de energia elétrica a remanejar a distribuição de sua produção não só ao longo do ano, mas em especial ao longo do dia, de forma a aliviar os horários de pico. E, se não necessariamente apelam para estímulos de preço, certamente não deixam de brandir o risco de ter de recorrer a um racionamento, caso não possam contar com os bons resultados de esforços “voluntários” de redução de consumo de energia. Novamente, a disposição das empresas para arcar com os custos desse remanejamento — tendo às vezes de recorrer à geração própria nos horários de pico — parece também denotar que estariam mais do que dispostas a pagar tarifas mais altas em troca de menos incerteza quanto à disponibilidade de energia [ver *Valor Econômico* (2000) e *Folha de S. Paulo* (2000a e b)]. A mesma disposição parecem estar mostrando as muitas empresas que se têm preocupado em fazer dispendiosos investimentos em geração própria com o único objetivo de aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia em horários de pico.<sup>2</sup>

Por muitas vias, portanto, a perspectiva de agravamento do quadro de excesso de demanda de energia elétrica tem feito aflorar evidências cada vez mais claras, não só da relevância das tarifas na determinação da demanda de energia, como da disposição das empresas consumidoras de arcar com custos adicionais significativos para aumentar a confiabilidade do suprimento. Tais evidências parecem dar força à idéia de que as possibilidades de utilização da política tarifária no gerenciamento do excesso de demanda de energia devem ser examinadas com mais cuidado.

O grande desafio do setor elétrico no momento é assegurar que a capacidade instalada permaneça suficiente para atender à demanda.<sup>3</sup> Tal desafio certamente poderá ser enfrentado com mais sucesso se também for indagado o que é possível fazer para que a demanda se mantenha dentro da limitação de capacidade instalada

---

2 Para um excelente relato das reais motivações que vêm inspirando esse tipo de investimento, ver *O Estado de S. Paulo* (1999), em que se analisa como uma empresa jornalística decidiu patrocinar uma aplicação de US\$ 2 milhões em uma unidade própria de geração.

3 Para uma análise detalhada das dificuldades recentes envolvidas nesse desafio, ver ONS (2000).

existente. No contexto de um modelo em que haja incerteza sobre capacidade e sobre demanda, o possível papel da política tarifária no enfrentamento de situações de excesso de demanda vai ser determinado pela hipótese que se faça sobre a flexibilidade com que as tarifas podem ser alteradas.

No caso em que se supõe ausência de maiores restrições a alterações de tarifas, em princípio, qualquer situação de excesso de demanda poderá ser prontamente eliminada por uma elevação adequada de preços. Deixando de lado por um momento considerações de caráter distributivo, é bom notar que o racionamento da demanda excedente via preços tem o mérito de assegurar que a energia disponível será direcionada aos consumidores que a ela atribuam valor mais alto. E nisso o racionamento via preços, além de mais simples, é incomparavelmente mais eficiente do que o racionamento via quantidades. A menos, é claro, que as quantidades sejam alocadas de acordo com a disposição dos vários consumidores de pagar por energia adicional, o que seria apenas uma forma muito mais complexa e possivelmente inexecutável de se gerar o mesmo resultado que se obtém por meio do racionamento via preços.

Considerações distributivas podem ser facilmente acomodadas. Nada impede que consumidores de baixa renda sejam preservados de qualquer aumento no preço da energia que consomem. Elevações de preços poderiam ser impostas apenas aos consumidores residenciais de renda mais alta e aos consumidores comerciais e industriais. Os ônus para consumidores de baixa renda ficariam restritos a efeitos indiretos advindos do impacto da elevação de tarifas de energia sobre os preços dos bens e serviços por eles consumidos.

De passagem, deve-se notar também que o excedente gerado pela elevação de preços requerida para eliminar o excesso de demanda não tem de ser necessariamente apropriado pelas empresas de energia elétrica. Em princípio, parte ou até a totalidade da elevação requerida poderia ser obtida por meio de uma sobretaxa imposta pelo governo. Contudo, em face do excesso de demanda, seria desejável que uma parcela dessa elevação de preços se traduzisse em estímulos à expansão de oferta de energia, e que os recursos arrecadados pelo governo por meio de uma sobretaxa desse tipo pudessem de alguma forma ser direcionados para o financiamento do esforço geral de expansão de capacidade no setor.

Mesmo nos casos em que não se pode contar com tanta flexibilidade para alterar preços, a política tarifária tem um papel importante a desempenhar em situações em que há perspectiva de excesso de demanda. Há uma ampla gama de circunstâncias sob as quais é impraticável recorrer a reajustes de tarifas para reagir à ação de fatores aleatórios que podem levar a um quadro de excesso de demanda. Falhas de equipamento, mudanças em condições climáticas e oscilações de demanda podem acabar assumindo proporções muito maiores do que seria razoável esperar e ocorrer tão rapidamente que não há como alterar tarifas em tempo

hábil. Ademais, mudanças muito freqüentes na política tarifária tendem a impor custos aos consumidores e despertar compreensível irritação.<sup>4</sup>

É preciso, portanto, considerar também o caso em que as tarifas têm de ser fixadas antes de se conhecer qual será exatamente o cenário de demanda e de capacidade de oferta que acabará vigorando. Em um modelo com incerteza, em que se supõe que as probabilidades dos diversos cenários são previamente conhecidas, a perspectiva de racionamento deve estar incorporada nas tarifas que, em princípio, teriam de ser devidamente elevadas.

Os determinantes da extensão dessa elevação podem ser entendidos de forma mais clara no caso de apenas dois cenários: um em que há excesso de demanda e outro em que não há. Para os consumidores, um aumento *ex ante* de tarifas significa, por um lado, uma perda de benefício esperado, caso não prevaleça o cenário de excesso de demanda. Mas, por outro, significa redução de custos esperados no cenário de excesso de demanda, já que a demanda excedente esperada cai com o aumento de tarifa, e isso reduz o risco de se ter de enfrentar os custos do racionamento. Em princípio, a tarifa deveria ser estabelecida em nível tal que uma elevação marginal da mesma levasse a uma perda de benefício esperado, no cenário em que não há demanda excedente, igual ao ganho em termos de redução de custos esperados, no cenário em que há excesso de demanda.

Desenvolvidos formalmente nessas linhas, os modelos aventados podem prover um quadro de referência analítico adequado para exploração mais cuidadosa da lógica do manejo da política tarifária em situações em que a perspectiva de excesso de demanda deve ser levada em conta. E podem ser utilizados para simulações, atribuindo-se um leque variado de valores aos parâmetros envolvidos, de forma a ressaltar a importância relativa dos mesmos na determinação das tarifas. Esse quadro de referência analítico poderá servir de base para esforços futuros de desenvolvimento de modelos mais detalhados, e mais realistas, na estilização tanto das restrições de oferta como das condições de demanda.

### **3 - Modelos com incerteza sobre demanda e capacidade**

#### **3.1 - Modelo com tarifas flexíveis**

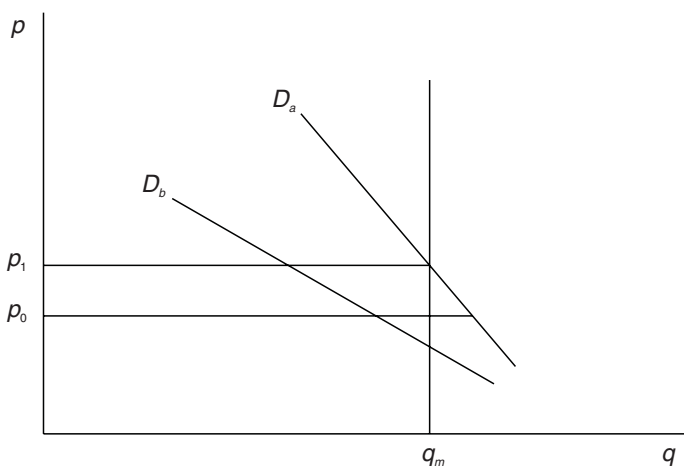
Uma análise preliminar do papel que pode ser desempenhado pela política tarifária em situações de excesso de demanda pode ser feita com auxílio do Gráfico 1. Tomando-se inicialmente o caso em que não há incerteza pelo lado da oferta, presume-se que, operando à capacidade máxima, o sistema seja capaz de fornecer

---

4 Para uma discussão das circunstâncias que estabelecem limites à possibilidade de se recorrer à política tarifária para fazer face a modificações inesperadas nas condições de oferta e demanda no setor elétrico, ver Turvey e Anderson (1977).



GRÁFICO 1

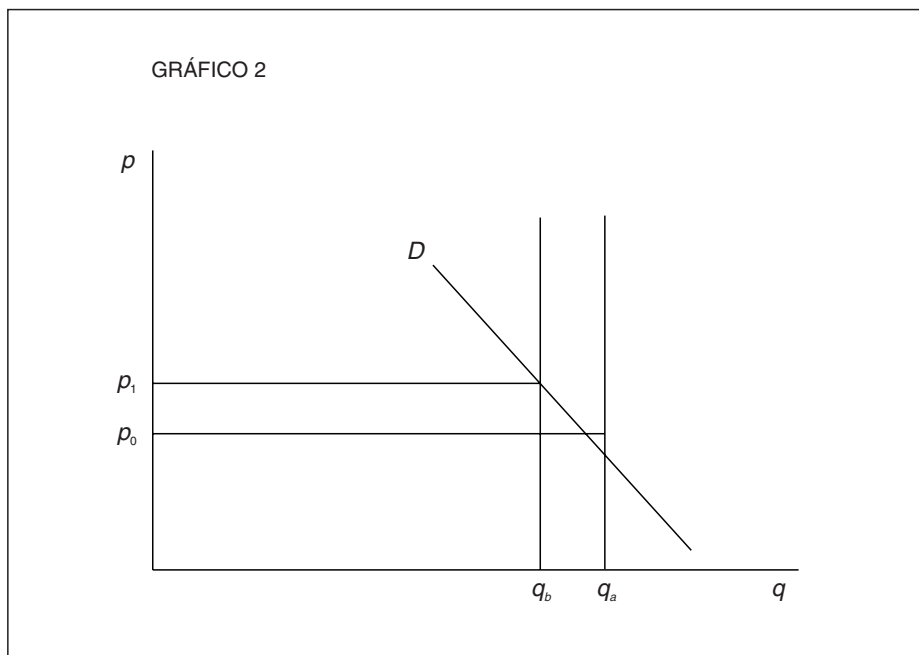


uma quantidade  $q_m$  de energia elétrica. Mas, em consequência da incerteza sobre a demanda, admite-se tanto um cenário de demanda alta como um cenário de demanda baixa, correspondentes às duas curvas de demanda,  $D_a$  e  $D_b$ , representadas no gráfico.

Se a tarifa for dada por  $p_0$ , é fácil ver que haverá excesso de demanda no cenário de demanda alta e excesso de oferta no cenário de demanda baixa. Caso ocorra o cenário de demanda alta e a tarifa permaneça imutável em  $p_0$ , o excesso de demanda resultante exigirá algum esquema de racionamento quantitativo que acabe limitando a quantidade demandada ao nível  $q_m$  de disponibilidade de oferta. Contudo, as inconveniências do racionamento quantitativo poderão ser evitadas se a tarifa puder ser elevada para  $p_1$ , de forma a induzir, via preço, uma redução da quantidade demandada suficiente para limitá-la à oferta disponível.

O mesmo tipo de análise pode ser feito no caso simétrico, representado no Gráfico 2, em que se supõe que há incerteza pelo lado da oferta, mas não pelo lado da demanda. Há agora um cenário de capacidade alta e um de capacidade baixa e uma única curva de demanda. À tarifa  $p_0$ , haveria excesso de demanda no cenário de capacidade baixa e excesso de oferta no cenário de capacidade alta. E, tal como no caso anterior, se o cenário de capacidade baixa acabar ocorrendo, o racionamento quantitativo pode ser evitado se for possível elevar a tarifa para  $p_1$ , restringindo a quantidade demandada à oferta disponível.

GRÁFICO 2

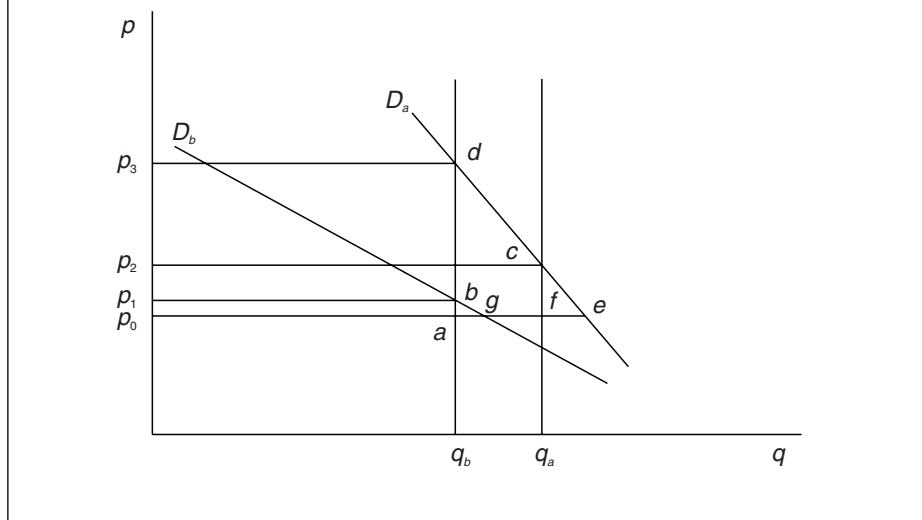


É claro que é perfeitamente possível combinar os dois casos, admitindo a presença de incerteza tanto pelo lado da demanda como pelo lado da capacidade, como se faz no Gráfico 3, que contempla dois cenários para demanda e dois cenários para capacidade. As várias possibilidades a se considerar podem ser analisadas com auxílio do quadro a seguir.

Cenários	Capacidade baixa	Capacidade alta
Demanda baixa	Ao preço $p_0$ , excesso de demanda dado pelo segmento $ag$ Ao preço $p_1$ , demanda limitada à oferta disponível	Ao preço $p_0$ , excesso de oferta dado pelo segmento $gf$
Demanda alta	Ao preço $p_0$ , excesso de demanda dado pelo segmento $ae$ Ao preço $p_3$ , demanda limitada à oferta disponível	Ao preço $p_0$ , excesso de demanda dado pelo segmento $fe$ Ao preço $p_2$ , demanda limitada à oferta disponível

Ao preço  $p_0$ , em apenas uma das combinações possíveis (demanda baixa com capacidade alta) haveria excesso de oferta, medido no gráfico pelo segmento  $gf$ . No caso de ocorrência de capacidade baixa com demanda baixa, haveria, ao preço

GRÁFICO 3



$p_0$ , excesso de demanda dado pelo segmento  $ag$ . E seria necessário elevar a tarifa para  $p_1$  para limitar a demanda à capacidade. Já no caso de capacidade alta com demanda alta, o excesso de demanda ao preço  $p_0$  seria dado pelo segmento  $fe$ . E a limitação da demanda à oferta disponível exigiria a elevação da tarifa para  $p_2$ . Finalmente, no caso em que o cenário de capacidade baixa é combinado com demanda alta, o excesso de demanda ao preço  $p_0$ , dado pelo segmento  $ae$ , só poderia ser eliminado se a tarifa fosse aumentada para  $p_3$ .

A análise do Gráfico 3 ajuda a perceber um aspecto fundamental da questão. O aumento de preço requerido para se evitar um racionamento quantitativo tenderá a ser tão mais pronunciado quanto mais grave o quadro de excesso de demanda a enfrentar. E há que se perguntar até que ponto é lícito supor que, qualquer que seja a elevação de preço requerida, a tarifa sempre poderá ser livremente reajustada para limitar a quantidade demandada à oferta disponível.

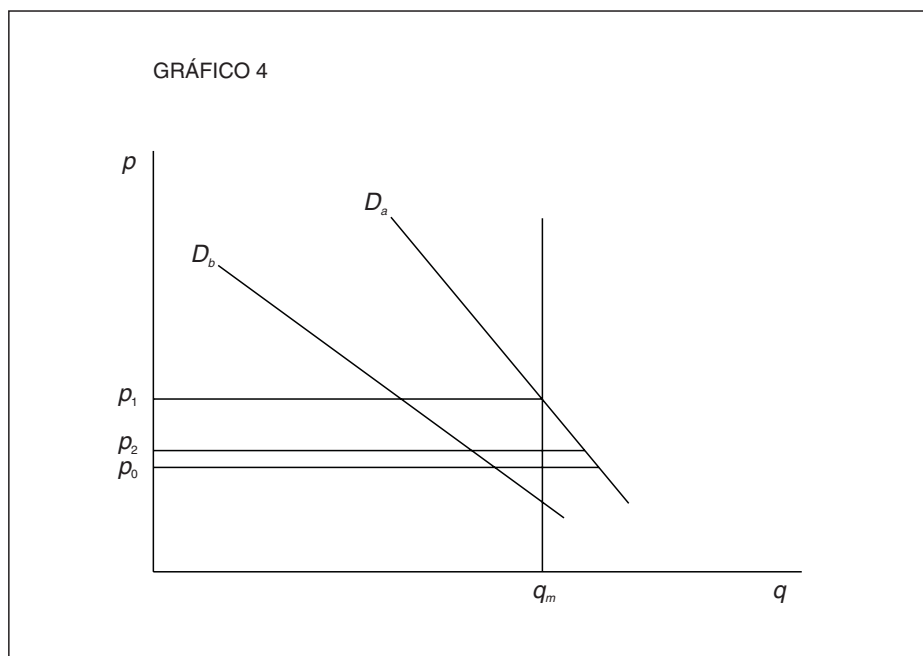
É fácil antever situações nas quais, tendo em conta restrições legais, institucionais e políticas, o reajuste de tarifa requerido possa vir a ser considerado excessivamente desgastante ou simplesmente infactível. É claro que, quaisquer que sejam os custos envolvidos na elevação de tarifa, é sempre importante contrapô-los aos da solução alternativa. Os custos envolvidos na imposição de um racionamento quantitativo serão também tão mais elevados quanto maior o excesso de demanda a eliminar. Mas, mesmo que se tenha isso em conta, vale a pena reexa-

minar a questão de forma a acomodar a existência de restrições ao reajuste de tarifas.

### 3.2 - Modelo com tarifas previamente fixadas

Tome-se agora o caso em que a tarifa tem de ser fixada antes de se conhecer que cenários de demanda e capacidade de oferta acabarão vigorando, não podendo ser posteriormente reajustada caso se configure um quadro de excesso de demanda. Mesmo nesse caso, pode-se mostrar que a perspectiva de excesso de demanda pode e deve ser levada em conta na fixação da tarifa.

Supondo inicialmente uma situação, como a descrita no Gráfico 4, em que haja incerteza apenas pelo lado da demanda, pode-se observar que, se a tarifa for previamente fixada em  $p_0$ , haverá excesso de oferta se acabar ocorrendo um cenário de demanda baixa. Mas haverá excesso de demanda se sobrevier um cenário de demanda alta. É claro que se a tarifa for fixada em  $p_1$ , o quadro de excesso de demanda poderá ser evitado, mesmo que acabe ocorrendo um cenário de demanda alta. Mas, num cenário de demanda baixa,  $p_1$  será um preço desnecessariamente alto.



Do ponto de vista dos consumidores, um preço intermediário, não tão baixo quanto  $p_0$  nem tão alto como  $p_1$ , pode fazer mais sentido. Um acréscimo na tarifa, a partir de  $p_0$ , certamente representa uma perda de benefício esperado, caso sobrevenha um cenário de demanda baixa. Mas em compensação, no cenário de demanda alta, significa uma redução de custos esperados, uma vez que o excesso de demanda será tanto menor quanto maior for a tarifa e, portanto, menores serão as inconveniências do racionamento que terá de ser enfrentado. Há, assim, custos e benefícios a se contrapor. O acréscimo de tarifa a partir de  $p_0$  pode ser justificável se a redução de custos esperados superar a perda de benefícios esperados. Em princípio, a tarifa deveria ser fixada em um nível  $p_2$  tal que uma elevação marginal da mesma levasse a uma perda de benefício esperado, no cenário em que não há demanda excedente, igual ao ganho, em termos de redução de custos esperados, no cenário em que há excesso de demanda.

Para um tratamento mais rigoroso dessa questão, é necessário inicialmente recorrer à medida usual de benefício dos consumidores, utilizada em análise de bem-estar. Sendo a função inversa de demanda dada por  $p = p(q)$ , a medida  $B(q)$  do benefício propiciado pelo consumo da quantidade  $q$  é dada pela área entre zero e  $q$  sob a função  $p(q)$ , ou seja:

$$B(q) = \int_0^q p(q) dq \quad (1)$$

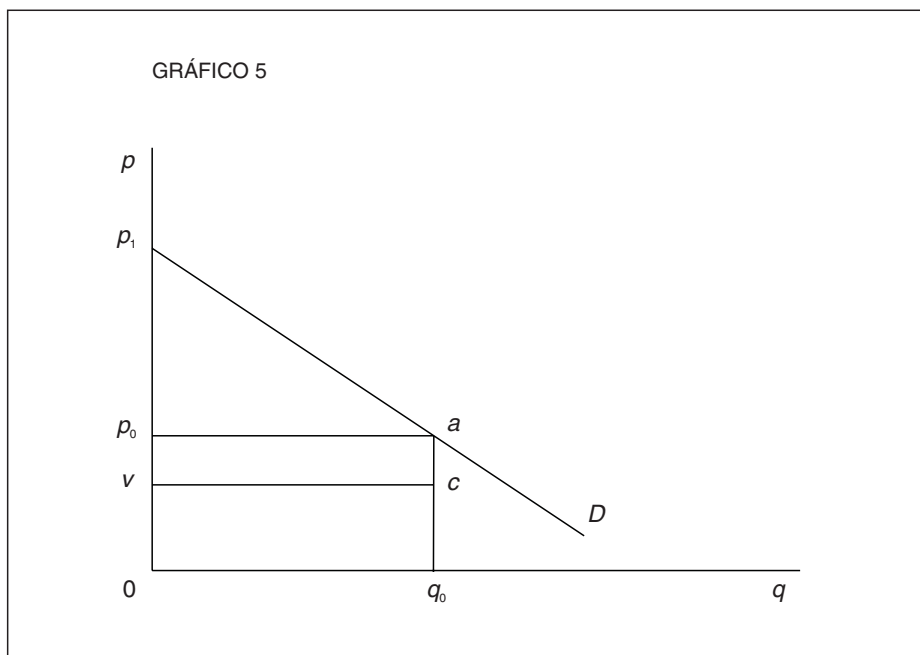
No Gráfico 5, o benefício propiciado pela quantidade  $q_0$ , por exemplo, é dado pela área  $0q_0ap_1$ . A intuição é bastante simples. Observando a curva de demanda, verifica-se que o valor atribuído pelos consumidores à primeira unidade consumida é especialmente alto. Por ela, os consumidores estariam dispostos a pagar tanto quanto  $p_1$ . Pela segunda unidade, só estariam dispostos a pagar um pouco menos. Pela última, estando consumindo  $q_0$ , só pagariam  $p_0$ .

É por isso que o valor atribuído ao consumo de todas as  $q_0$  unidades é dado pela área  $0q_0ap_1$ . Se puder pagar por todas elas o mesmo preço  $p_0$ , os consumidores estarão despendendo apenas o equivalente à área  $0p_0aq_0$ , para ter acesso ao consumo de  $q_0$  unidades que lhes propiciam um benefício dado pela área  $0q_0ap_1$ . A diferença, medida pela área  $p_0ap_1$ , é o que se rotula de excedente dos consumidores, que pode ser simplesmente definido como:

$$V(q) = B(q) - p(q)q \quad (2)$$

Do valor  $p_0q_0$ , despendido pelos consumidores com as  $q_0$  unidades, uma parte corresponde aos custos sociais de produção e o restante ao que se denomina excedente dos produtores. Se puder ser adotada a hipótese simplificadora de que a produção se dá a custos marginais de curto prazo constantes  $v$ , o excedente bruto

GRÁFICO 5



dos produtores (bruto porque inclui custos de capital) seria dado pela área  $vp_0ac$ . Isso leva à noção de benefício social líquido  $N(q_0)$  propiciado pela disponibilidade de  $q_0$  unidades, e entendido como a diferença entre o benefício  $B(q_0)$  e os custos sociais de produção dessas unidades. É fácil constatar que essa diferença, dada nesse gráfico pela área  $vp_1ac$ , é equivalente à soma dos excedentes dos consumidores (área  $p_0ap_1$ ) e dos produtores (área  $vp_0ac$ ).

Tomem-se agora os mesmos conceitos para um dado consumidor  $i$ . Se, subitamente, em decorrência da imposição de um racionamento quantitativo, tal consumidor for privado do acesso à energia elétrica, deixará de pagar pela energia mas terá de incorrer em uma perda bem maior já que  $B_i(q_i) > pq_i$ . Se o seu consumo for reduzido a zero, a perda líquida será medida pelo excedente do consumidor  $V_i$ .<sup>5</sup>

Essa constatação pode ser o ponto de partida para uma discussão mais rigorosa do argumento esboçado anteriormente sobre a fixação *ex ante* da tarifa, quando existe perspectiva de excesso de demanda.<sup>6</sup> Tome-se, mais uma vez, a situação

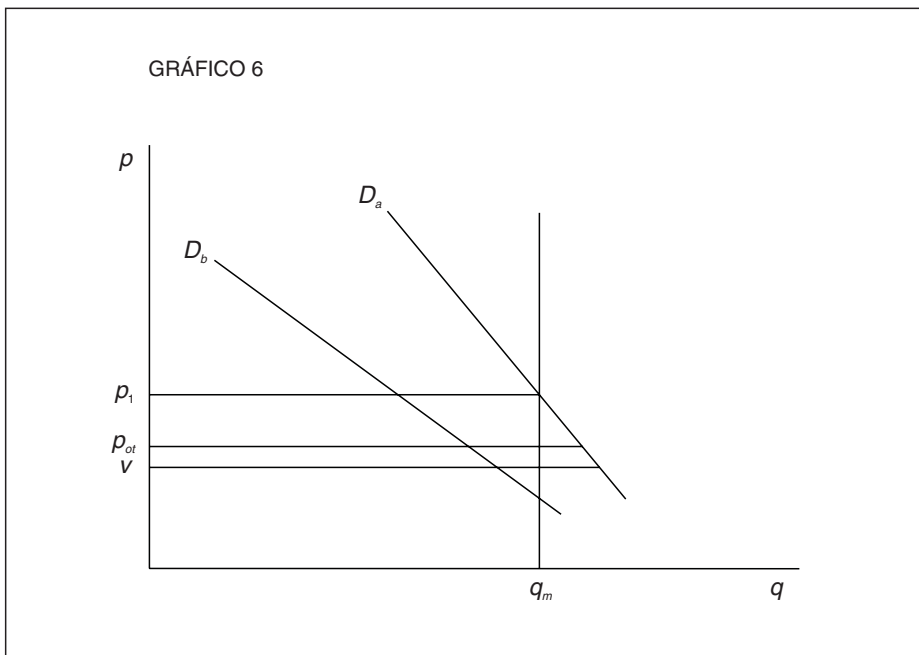
5 A rigor, pode-se argumentar que a perda seria *peelo menos*  $V_i$ , já que tal valor é inferido da curva de demanda e reflete a disposição do consumidor para pagar por um consumo planejado de energia. Para se livrar do transtorno de ser subitamente privado do suprimento de energia, é bem possível que o consumidor esteja disposto a pagar até mais do que  $V_i$ . Ver Turvey e Anderson (1977).

6 Na derivação a seguir, segue-se de Rees (1984). Mas a essência dos resultados obtidos está registrada na literatura pelo menos desde o final dos anos 60. Ver, por exemplo, Turvey (1970).

descrita pelo Gráfico 6, similar à representada no Gráfico 4. Se a tarifa fosse igual ao custo marginal de curto prazo  $v$ , haveria excesso de demanda, no cenário de demanda alta e excesso de oferta no cenário de demanda baixa. Se a tarifa fosse suficientemente elevada, para  $p_1$ , não haveria excesso de demanda mesmo no cenário de demanda alta. Mas  $p_1$  seria injustificavelmente alta no cenário de demanda baixa. A tarifa ótima  $p_{ot}$  teria de ser fixada em um nível intermediário. Mas como determiná-la?

A resposta parte da especificação do benefício social líquido correspondente ao cenário de demanda alta. Nesse cenário, cuja probabilidade de ocorrência se supõe conhecida e igual a  $\pi$ , existe uma probabilidade  $\phi_i$  de, em decorrência do racionamento quantitativo requerido pelo excesso de demanda, o  $i$ -ésimo consumidor ser privado do consumo de energia elétrica.<sup>7</sup> Cada consumidor não afetado pelo racionamento, no cenário de demanda alta, terá um excedente  $V_i$  que, por conveniência, pode ser redefinido em função de  $p$ , como:

$$V_i(p) = \int_p^{p_i} q_{ia}(p) dp \quad (3)$$



7 É fácil perceber que  $\phi_i$  é uma probabilidade condicional.

onde  $q_{ia}(p)$  é a quantidade demandada pelo indivíduo  $i$ , no cenário ( $a$ ) de demanda alta, e  $p_z$  é o preço ao qual a demanda se anula, ou seja,  $q_{ia}(p_z) = 0$ . Já os consumidores sobre os quais tiver recaído o racionamento terão um excedente do consumidor igual a zero no cenário de demanda alta. Assim, o excedente esperado dos consumidores, no cenário de demanda alta, poderia ser escrito como:

$$\pi \sum_i (1 - \phi_i) V_i$$

ao qual ainda se deve adicionar o excedente esperado dos produtores nesse mesmo cenário, que pode ser expresso simplesmente como:

$$\pi (p - v) q_m$$

já que a produção está restrita a  $q_m$  no cenário de demanda alta.

Com isso, pode-se escrever o benefício social líquido esperado como:

$$N = \pi \left[ \sum_i (1 - \phi_i) V_i + (p - v) q_m \right] + (1 - \pi) (B(q_b) - v q_b) - \beta q_m \quad (4)$$

onde o termo  $(1 - \pi) (B(q_b) - v q_b)$  é o benefício esperado no cenário ( $b$ ) de demanda baixa, cuja probabilidade de ocorrência é igual a  $(1 - \pi)$ . O último termo mede o custo de capital, que terá de ser incorrido em qualquer cenário. Resulta simplesmente da multiplicação da capacidade  $q_m$  pelo custo de capital por unidade de capacidade, que se supõe constante e medido pelo parâmetro  $\beta$ .

A tarifa ótima  $p_{ot}$  é obtida determinando-se o valor de  $p$  que maximiza o benefício social líquido esperado  $N$ . O que significa fazer:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial p} N = \pi \left[ \sum_i (1 - \phi_i) \frac{\partial}{\partial p} V_i + q_m \right] - \\ - \pi \sum_i V_i \frac{\partial}{\partial q_a} \phi_i \frac{\partial}{\partial p} q_a + (1 - \pi) (p - v) \frac{\partial}{\partial p} q_b = 0 \end{aligned} \quad (5)$$



A respeito dessa condição, o primeiro ponto a se notar é que o primeiro termo pode ser reescrito como:

$$\pi \left[ q_m - \sum_i (1 - \phi_i) q_{ia} \right] \quad (6)$$

já que, da equação (3), pode-se concluir que a derivada de  $V_i$  em relação a  $p$  é igual a  $-q_{ia}$ . O somatório na expressão (6) estabelece a quantidade consumida esperada no cenário de demanda alta, no qual se apela para o racionamento. Constatado isso, é fácil ver que a expressão dentro do colchete da expressão (6) terá de ser nula para que o esquema de racionamento, subjacente à probabilidade  $\phi_i$  de o  $i$ -ésimo consumidor ser privado do consumo de energia elétrica, seja consistente e assegure que a quantidade consumida esperada restrinja-se à quantidade máxima disponível  $q_m$ .

Sendo nulo o primeiro termo, a equação (5) pode ser reescrita de um modo que, afinal, estabelece de forma mais rigorosa a regra que deve nortear a determinação da tarifa ótima, a que já se fez alusão. O que a condição estabelece de fato é que:

$$(1 - \pi)(p_{ot} - v) \frac{\Delta q_b}{\Delta p} = \pi \sum_i V_i \frac{\Delta \phi_i}{\Delta q_a} \frac{\Delta q_a}{\Delta p} \quad (7)$$

Para bem interpretá-la, é importante notar que:

$$\phi_i = \phi_i [q_a(p), q_m] \quad (8)$$

ou seja, que a probabilidade de o  $i$ -ésimo consumidor ser privado do consumo de energia elétrica depende (negativamente) da capacidade máxima disponível  $q_m$  e (positivamente) da quantidade demandada no cenário de demanda alta  $q_a$ . Mas como  $q_a$  é função de  $p$ , uma elevação em  $p$ , ao reduzir  $q_a$ , diminui o excesso de demanda esperado e provoca uma queda em  $\phi_i$ . Em outras palavras, a probabilidade de o  $i$ -ésimo consumidor ser privado do consumo de energia elétrica no cenário de demanda alta em decorrência do racionamento é uma função decrescente da tarifa previamente fixada.

Sendo a derivada de  $\phi_i$  em relação a  $p$  negativa, uma elevação em  $p$  envolve um ganho para os consumidores, no cenário de demanda alta, medido pela redução da perda de bem-estar que seria imposta pelo racionamento. A probabilidade de o racionamento recair sobre o consumidor  $i$  sendo reduzida em  $\Delta \phi_i$ , a diminuição

da perda esperada para esse consumidor no cenário de demanda alta é medida por  $V_i \Delta \phi_i$ , já que  $V_i$  é o que perderia, caso o racionamento recaísse sobre ele. Somando-se para todos os consumidores e lembrando que a probabilidade de ocorrência do cenário de demanda alta é  $\pi$ , tem-se a expressão do lado direito da equação (7), que estabelece simplesmente em quanto é reduzida a perda de bem-estar que seria imposta pelo racionamento quando se eleva marginalmente a tarifa  $p$ .

Esse benefício esperado que pode advir de uma elevação de  $p$  no cenário de demanda alta tem de ser contraposto à perda esperada de bem-estar que pode decorrer da elevação de  $p$  no cenário de demanda baixa. Nesse cenário, uma elevação prévia  $\Delta p$  induziria uma queda na quantidade demandada  $\Delta q_b$ . Cada unidade a menos de consumo, sendo avaliada pelos consumidores a  $p_{ot}$  e custando  $v$  para ser produzida, implicaria uma perda líquida de  $p_{ot} - v$ . Assim, a perda esperada de bem-estar no cenário de demanda baixa, que seria provocada por uma elevação em  $p$ , seria medida pela expressão do lado esquerdo da equação (7).

O que essa condição estabelece, portanto, é que a tarifa seja previamente fixada em um nível ótimo tal que uma elevação marginal na mesma, ao reduzir o risco de racionamento, leve a um ganho esperado de bem-estar no cenário de demanda alta exatamente compensado pela perda esperada de bem-estar que produziria no cenário de demanda baixa.

Nesse ponto, vale a pena voltar à equação (8) e examiná-la com mais cuidado. Como se viu, ela simplesmente estabelece, de forma genérica, que a probabilidade de o  $i$ -ésimo consumidor ser privado do consumo de energia elétrica depende (negativamente) da capacidade máxima disponível  $q_m$  e (positivamente) da quantidade demandada no cenário de demanda alta  $q_a$ , ou seja:

$$\phi_i = \phi_i [q_a(p), q_m] \quad (8)$$

Para que o significado dessa equação fique mais claro, pode ser útil considerar um caso especial em que o racionamento é imposto de forma aleatória, o que implica que a probabilidade de um consumidor vir a ser privado do consumo em consequência do racionamento é igual para todos os consumidores, e é dada por:

$$\begin{aligned} \phi_i = \phi &= \frac{q_a - q_m}{q_a} = 1 - \frac{q_m}{q_a} \quad \text{se } q_a > q_m \\ \phi_i &= 0 \quad \text{se } q_a \leq q_m \end{aligned} \quad (9)$$

É fácil ver que, nesse caso especial, tal probabilidade, comum a todos os consumidores, é simplesmente igual ao excesso de demanda  $q_a - q_m$  como proporção da quantidade  $q_a$  demandada no cenário de demanda alta, que, naturalmente, é

função de  $p$ . É claro que se  $q_a$  for menor que a capacidade máxima disponível  $q_m$ , a probabilidade de qualquer consumidor ser afetado pelo racionamento será zero. Contudo, em um cenário em que  $q_a > q_m$ ,  $\phi_i$  é positiva, e uma elevação prévia em  $p$  reduz o excesso de demanda no cenário de demanda alta e, portanto, a probabilidade de qualquer consumidor vir a ser afetado pelo racionamento, caso tal cenário venha a prevalecer. Ao benefício associado a essa redução de  $\phi_i$  deve ser contraposto o custo advindo da elevação prévia de  $p$ , caso sobrevenha o cenário de demanda baixa.

A lógica da escolha social envolvida nessa contraposição de custo e benefício é a mesma que, no caso de um indivíduo ou de uma empresa, norteia decisões sobre compra de apólices de seguro. Tipicamente, a decisão envolve a aceitação de incorrer em uma perda, equivalente à despesa com o seguro, qualquer que seja o cenário, em troca de uma atenuação dos transtornos caso o pior aconteça. Naturalmente, os transtornos serão tão mais atenuados quanto maior for a despesa com seguro em que se está disposto a incorrer.

#### 4 - Operacionalidade, incerteza e agregação

Na seção anterior, foram discutidos modelos que permitiram uma estilização do funcionamento do mercado de energia elétrica que sublinha a presença de incerteza, tanto pelo lado da demanda como pelo lado da capacidade. Com esse arcabouço analítico, já foi possível estabelecer a ampla possibilidade de utilização da política tarifária para lidar com situações de excesso de demanda, seja quando é lícito admitir que a tarifa pode ser livremente elevada a qualquer momento, seja quando a hipótese mais realista que se pode fazer é a tarifa ter de ser fixada antes de se conhecer exatamente os cenários de demanda e capacidade que serão afinal observados. Constatou-se que, mesmo nesse caso, o nível da tarifa deveria levar em conta, de forma apropriada, as probabilidades de ocorrência dos diversos cenários.

Tendo a questão central — que é objeto deste estudo — sido colocada dentro de um quadro de referência analítico adequado, é preciso agora dar mais operacionalidade aos modelos desenvolvidos na Seção 3. Para isso, é necessário que tais modelos sejam apropriadamente especificados, de forma que possam ser usados para exercícios de simulação. Em princípio, há muitas maneiras aceitáveis de se avançar nessa especificação.

No que diz respeito ao tratamento da incerteza, há alternativas a se considerar. É comum que os desdobramentos das incertezas envolvidas em questões desse tipo sejam habitualmente tratados por meio da simulação de um pequeno número de cenários — por exemplo, otimista, pessimista e médio — e de alguns poucos exercícios de análise de sensibilidade, que possam realçar a importância relativa de variáveis e parâmetros envolvidos no processo. Embora *insights* interessantes

possam certamente ser extraídos de exercícios desse tipo, há metodologias mais avançadas que parecem bem mais adequadas para ajudar a antever os desdobramentos da incerteza subjacente à questão. Metodologias que, ademais, permitem uma aferição quantitativa dos riscos envolvidos.

Há algum tempo, o desenvolvimento de métodos numéricos e o crescimento da capacidade de processamento computacional vêm revolucionando as técnicas de análise quantitativa de risco em várias áreas, da engenharia ao sistema financeiro, e no próprio setor elétrico. É apenas natural que essas técnicas sejam aplicadas à análise da questão em pauta. Um modelo de simulação baseado nesse tipo de metodologia permite que se fuja da camisa-de-força imposta pelo número limitado de cenários e pela estreiteza intrínseca dos exercícios tradicionais de análise de sensibilidade.

Em vez de se considerarem apenas dois ou três valores possíveis para uma variável ou parâmetro de valor incerto, pode-se trabalhar com toda uma distribuição de probabilidade dessa variável ou parâmetro, de forma a explicitar de maneira mais clara a incerteza envolvida na sua determinação, tendo em vista a melhor avaliação, ainda que subjetiva, do especialista relevante. Mais ainda, a incerteza sobre as diversas variáveis e parâmetros intervenientes no processo pode ser conjuntamente considerada na análise. Lançando mão de simulações de Monte Carlo, tais modelos, por meio de milhares de iterações, cada uma delas representando um cenário diferente, conseguem gerar não apenas um valor para cada variável endógena, mas uma distribuição para cada uma dessas variáveis. E isso permite aferir de forma muito menos impressionista o risco de o valor de uma dada variável superar, por exemplo, uma determinada marca crucial na decisão envolvida.

É fácil perceber a utilidade dessa metodologia no estudo das possibilidades de utilização da política tarifária para lidar com a perspectiva de excesso de demanda de energia elétrica no país, quando se constata o elevado grau de incerteza que cerca algumas das variáveis e parâmetros que deverão ter um papel fundamental na determinação da extensão dessas possibilidades. Em face do alto nível de incerteza, análises tradicionais, baseadas em valores médios plausíveis para os diversos parâmetros e variáveis relevantes, estão fadadas a lançar menos luz do que seria desejável sobre a extensão dos riscos em jogo. Em vista dessas limitações, na próxima seção serão utilizadas simulações de Monte Carlo para analisar os desdobramentos da incerteza que cerca algumas das variáveis envolvidas, no caso do modelo com tarifas flexíveis.

Outra questão importante diz respeito ao nível de agregação. Na estilização feita nos modelos discutidos da Seção 3, a atenção foi centrada na contraposição da demanda agregada de energia elétrica, de um lado, com a capacidade máxima de oferta disponível no sistema como um todo, de outro. O que certamente envolve um grau de agregação bem mais alto do que normalmente faria sentido em uma discussão mais operacional dentro do próprio setor elétrico.

A noção de capacidade máxima de oferta, em um sistema fortemente baseado em hidreletricidade, como o brasileiro, envolve certa complexidade, bem maior do que seria caso a termoeletricidade fosse o sistema dominante. Nos sistemas de base hídrica, como bem se sabe, a determinação do que pode ser rotulado de capacidade máxima de oferta disponível em um dado momento envolve a solução de um problema de otimização intertemporal razoavelmente complexo, cuja resposta tende a ser muito sensível tanto ao que se considera ser a taxa adequada de preferência intertemporal como ao grau de risco que se julga aceitável. É possível, por exemplo, que a oferta de energia possa ser mantida em nível insustentavelmente alto por algum tempo, por meio de gestão imprudente dos recursos hídricos disponíveis. Nesse caso, as preferências intertemporais e o comportamento diante do risco que estariam inspirando tal gestão denotariam descaso por possíveis dificuldades de manter a oferta em nível tão alto no futuro. É natural, portanto, que subsistam dentro do setor elétrico visões divergentes sobre o que pode ser considerada a capacidade máxima de oferta de energia hoje disponível, no sistema como um todo.

Na consideração da incerteza envolvida na determinação dessa capacidade, um tratamento mais desagregado do que o adotado nos modelos seria não só mais adequado, como absolutamente natural. Não parece haver maiores dificuldades nesse aspecto. Já há, no setor elétrico, longa experiência acumulada de aferição dessa incerteza com base em modelagem sistemática e sofisticada, que leva devidamente em conta regimes de chuvas, vazões, níveis de reservatórios, programas de investimento em andamento e cronogramas de manutenção de equipamentos. Trata-se apenas de lançar mão do que já está disponível. E de conjugar a aferição cuidadosa que hoje se faz da incerteza sobre capacidade com uma modelagem mais elaborada da demanda, em que os fatores de incerteza e, especialmente, as possibilidades de ajuste advindas da sensibilidade da demanda a preços sejam tratados com mais cuidado.

Um nível de desagregação mais alto poderia permitir que o tratamento da incerteza acerca da evolução da demanda de energia elétrica levasse devidamente em conta especificidades dos vários componentes dessa demanda. Seria aconselhável, pelo menos, conjugar a separação de praxe, em categorias de uso — industrial, comercial e residencial —, com o desdobramento regional do mercado de energia. E, em virtude da importância central do comportamento da demanda de pico, talvez a desagregação requerida devesse ir bem além disso, de forma a permitir entendimento mais adequado dos componentes dessa demanda potencialmente mais sensíveis a preço.

Nos exercícios de simulação que serão explorados na próxima seção, contudo, o setor elétrico é tratado de forma agregada, tal como estilizado nos modelos da Seção 3. Procurou-se atribuir aos parâmetros e variáveis exógenas do modelo valores com ordens de magnitude compatíveis com a extensão das dificuldades que podem advir do quadro de excesso de demanda de energia elétrica, a curto prazo. Contudo, é fundamental sublinhar que os exercícios têm um caráter ilus-

trativo. Não devem ser avaliados nem com base no conjunto de hipóteses adotadas acerca dos parâmetros e variáveis exógenas relevantes, nem com base no nível de agregação adotado, reconhecidamente mais elevado do que seria desejável. O que é realmente importante é a forma como, nesses exercícios, é enfocada a questão da perspectiva de excesso de demanda. É esse enfoque que pode e deve ser adotado em simulações de mais fôlego, baseadas em modelos bem mais desagregados do setor elétrico, que fogem ao escopo deste estudo.

## 5 - Simulações

Os exercícios de simulação descritos e analisados nesta seção exploram duas linhas diferentes de especificação da função demanda envolvida nos modelos discutidos na Seção 3. Em primeiro lugar, usa-se uma especificação linear, que permite um tratamento bastante simples da incerteza no modelo. Em seguida, adota-se uma especificação isoelástica para a demanda, bem mais defensável, mas que requer simulações de Monte Carlo para análise mais criteriosa da incerteza envolvida.

### 5.1 - Simulações com um modelo com demanda linear

O ponto de partida é o modelo de tarifas flexíveis com incerteza tanto sobre demanda como sobre capacidade, descrito no Gráfico 3, no qual se presume uma função-demanda inversa linear. Assim, parte-se de uma função-demanda escrita simplesmente como:

$$q = a - bp \quad (10)$$

Sem qualquer perda de generalidade, pode-se presumir que, inicialmente, tanto o preço quanto a quantidade demandada sejam iguais a 100. Isso é conveniente porque permite interpretar o parâmetro  $b$  não só como a sensibilidade da demanda ao preço, mas como a própria elasticidade-preço da demanda nesse ponto de passagem. Como é sobre  $b$  que a atenção deve estar centralizada, o seu papel pode ser realçado imaginando-se uma família de funções-demanda desse tipo, todas elas passando pelo ponto em que preço e quantidade demandados são iguais a 100, cada uma das funções correspondendo a um valor distinto de  $b$ . Isso naturalmente requer que o valor do parâmetro  $a$  seja devidamente determinado em função do valor atribuído a  $b$ . É fácil verificar que a equação dessa família de funções-demanda que tem esse mesmo ponto de passagem pode ser obtida fazendo-se

$$a = 100(1 + b) \quad (11)$$

na equação (10).

Na verdade, a especificação de função-demanda dada por (10) torna-se mais interessante se o seu coeficiente linear for reescrito, explicitando um termo multiplicativo  $(1 + h)$ , onde  $h$  é um fator de deslocamento, determinado exogenamente pela variação do produto agregado. Quer dizer:

$$q = a(1+h) - bp \quad (12)$$

Inserindo-se nessa expressão a equação (11), e resolvendo-se para  $p$ , obtém-se a seguinte equação:

$$p = \frac{100(1+b)(1+h)}{b} - \frac{1}{b}q \quad (13)$$

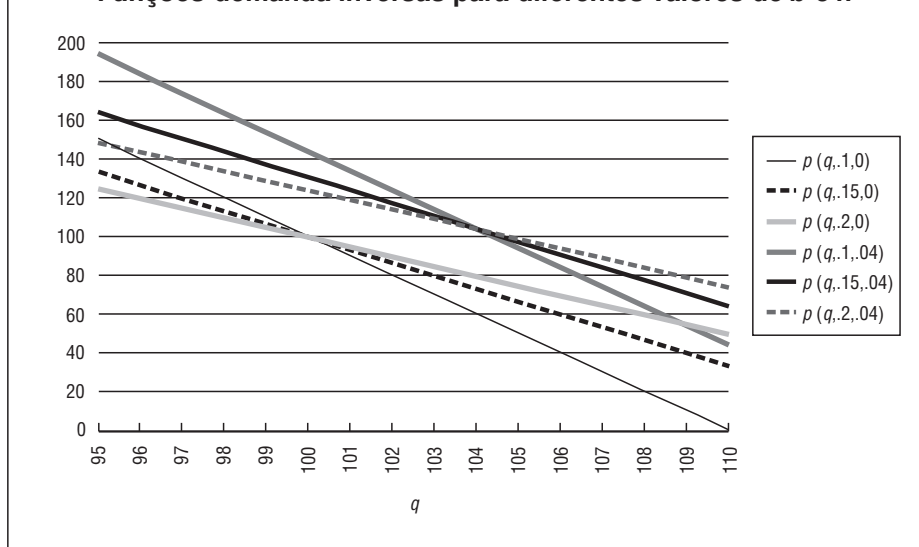
Quando  $h = 0$ , essa equação estabelece, para cada valor de  $b$ , uma função-demanda inversa distinta. Mas todas elas passando pelo ponto inicial em que tanto preço como quantidade demandada são iguais a 100. Quando  $h$  assume um valor positivo, todo esse feixe de retas de demanda se desloca paralelamente, de forma a manter um novo ponto de interseção comum, situado à direita do ponto inicial. Na verdade, pode-se notar que, nessa equação,  $p$  é na verdade  $p(q, b, h)$ . No Gráfico 7, apresentam-se dois feixes dessas retas de demanda. O primeiro, mais à esquerda, corresponde ao caso em que  $h = 0$ . No outro, supõe-se que  $h = 0,04$ . Em cada um dos feixes há três retas diferentes, correspondentes aos três valores distintos atribuídos ao parâmetro  $b$ , ou seja, 0,1, 0,15 e 0,2. Como já foi ressaltado, no ponto de interseção do primeiro feixe, o coeficiente angular  $b$  pode também ser interpretado como elasticidade-preço. Estão sendo consideradas, portanto, três hipóteses de elasticidade-preço relativamente baixas no ponto inicial. Por serem funções-demanda inversas, a inclinação de cada reta é dada por  $1/b$ . Quanto mais baixa a elasticidade mais inclinada a reta.

Pode-se agora imaginar que, no Gráfico 7, o ponto à esquerda corresponda à situação do ano 2000 e que o ponto à direita corresponda à demanda esperada em 2001. O que ocorrerá se, em 2001, a capacidade máxima de oferta  $q_m$  disponível no sistema for apenas 103, nesse gráfico? Se o preço permanecesse em 100, estaria configurada uma situação de excesso de demanda. Contudo, a demanda excedente poderia ser eliminada se o preço fosse devidamente elevado. O aumento de preço teria de ser tanto menor quanto mais elástica fosse a demanda.

A equação do preço requerido para equilibrar demanda e oferta pode ser simplesmente obtida substituindo-se a capacidade máxima disponível  $q_m$  na equação (13). Se da equação resultante se subtrai 100 — o preço inicial — tem-se a equação da variação de preço requerida para se racionar a demanda à oferta disponível, que pode ser escrita da seguinte forma:

GRÁFICO 7

**Funções-demanda inversas para diferentes valores de  $b$  e  $h$**



$$\Delta p = \frac{100(1+b)}{b} + \frac{100(1+b)}{b} \cdot h - \frac{1}{b} q_m - 100 \quad (14)$$

Essa equação deixa claro que o aumento requerido de preço depende da real extensão do deslocamento da demanda para a direita, medido por  $h$ , da capacidade máxima de oferta disponível no sistema em 2001, dada por  $q_m$ , e do valor do parâmetro  $b$ , a elasticidade-preço no ponto inicial. Mas, sobre cada um desses determinantes da magnitude do aumento requerido de preços, há incerteza. E a questão é como levar em conta a incerteza envolvida.

Se forem adotadas hipóteses sobre as distribuições de probabilidade de  $h$  e  $q_m$ , a equação (14) permite verificar como tais hipóteses se refletem na distribuição de probabilidade da variável  $\Delta p$ . Isso pode ser feito de forma clara e direta, sem maiores dificuldades analíticas, se a incerteza acerca de  $h$  e de  $q_m$  puder ser descrita por duas distribuições normais independentes,  $N(\mu_h, \sigma_h)$  e  $N(\mu_{q_m}, \sigma_{q_m})$ , atribuindo-se valores adequados à média e ao desvio-padrão de cada uma delas. Como mostra a equação (14), sob tais hipóteses,  $\Delta p$  seria uma transformação linear de variáveis normais independentes. E, como tal, seria também normalmente distribuída, com média e desvio-padrão dados por:



$$\mu_{\Delta p}(b) = \frac{100(1+b)}{b} + \frac{100(1+b)}{b} \mu_h - \frac{1}{b} \mu_{q_m} - 100 \quad (15)$$

$$\sigma_{\Delta p}(b) = \sqrt{\left[ \frac{100(1+b)}{b} \right]^2 \sigma_h^2 + \left( \frac{1}{b} \right)^2 \sigma_{q_m}^2} \quad (16)$$

Caso não houvesse qualquer modificação no preço, a demanda excedente ao preço inicial, dada por  $q(100) - q_m$ , seria determinada, a partir das equações (12) e (11), como:

$$D_{exc} = 100 + 100(1+b)h - q_m \quad (17)$$

O que permite afirmar que, dadas as hipóteses adotadas sobre as distribuições de  $h$  e  $q_m$ , a demanda excedente seria também normalmente distribuída, com média e desvio-padrão dados por:

$$\mu_{D_{exc}}(b) = 100 + 100(1+b)\mu_h - \mu_{q_m} \quad (18)$$

$$\sigma_{D_{exc}}(b) = \sqrt{[100(1+b)]^2 \sigma_h^2 + \sigma_{q_m}^2} \quad (19)$$

Naturalmente, como explicitado nas equações (15), (16), (18) e (19), tanto a distribuição da demanda excedente  $D_{exc}$  ao preço inicial como a distribuição da variação de preço  $\Delta p$  requerida para se eliminar tal excesso dependem do valor que se atribua ao parâmetro  $b$ . Para efeito dos exercícios que se seguem, fez-se a hipótese de a distribuição de  $q_m$  ter média 104 e desvio-padrão igual 0,75, como no Gráfico 8. Isso significa esperar que, em 2001, se possa contar, em média, com uma capacidade máxima 4% acima do *nível de demanda observado em 2000*. Quanto à distribuição do fator de deslocamento  $h$ , associável à variação do produto agregado, fez-se a hipótese de que seria idêntica à distribuição que pode ser razoavelmente suposta para a taxa de crescimento da economia em 2001.<sup>8</sup> Adotando-se as premissas de que tal distribuição teria uma média 0,035 e desvio-padrão 0,005,  $h$  seria distribuído como mostrado no Gráfico 9.

A inserção dessas hipóteses nas equações (15) e (16) permite a determinação da média e do desvio-padrão de  $\Delta p$ , também em função de  $b$ . A mesma inserção

---

<sup>8</sup> Ao contrário do que poderia parecer, isso não significa supor que a elasticidade-renda da demanda é unitária. Substituindo-se a equação (11) na (12), e derivando-se em relação ao termo  $(1+h)$ , no ponto em que  $h$  é igual a zero, pode-se mostrar que a elasticidade-renda é igual a  $1+b$ . Com os valores aqui aventados para  $b$ , isso significaria elasticidade-renda entre 1,1 e 1,2 no ponto inicial.

GRÁFICO 8

**Distribuição presumida para a capacidade máxima ( $q_m$ )**

$d_{norm}(q_m, \mu_{q_m}, \sigma_{q_m})$

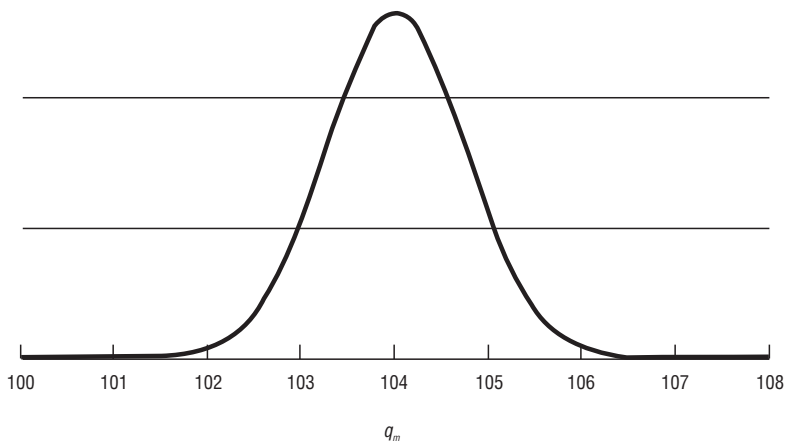
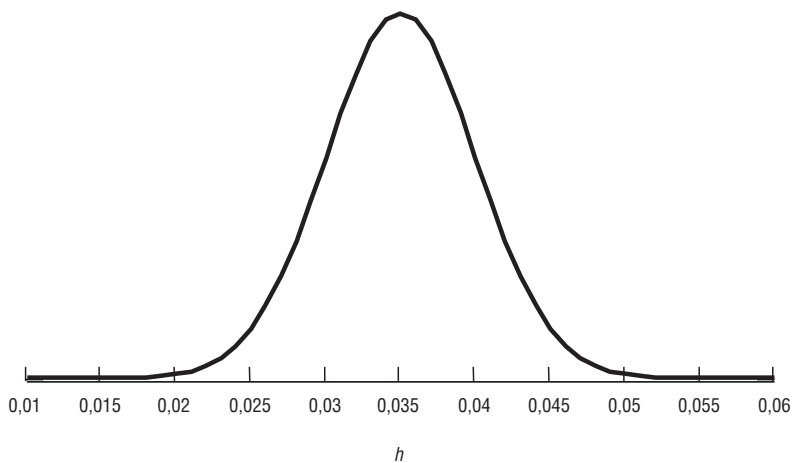


GRÁFICO 9

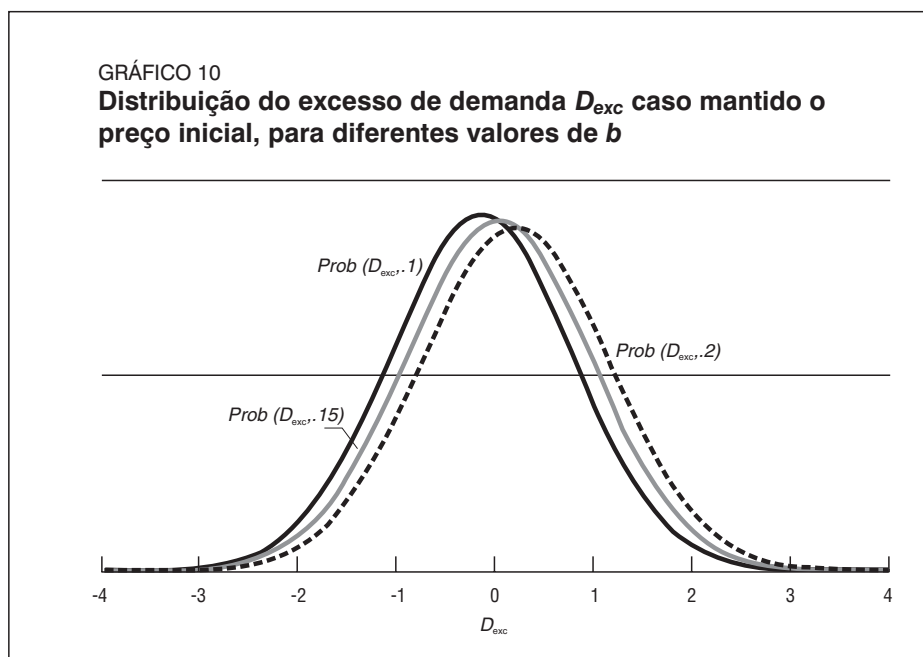
**Distribuição presumida para  $h$**

$d_{norm}(h, \mu_h, \sigma_h)$



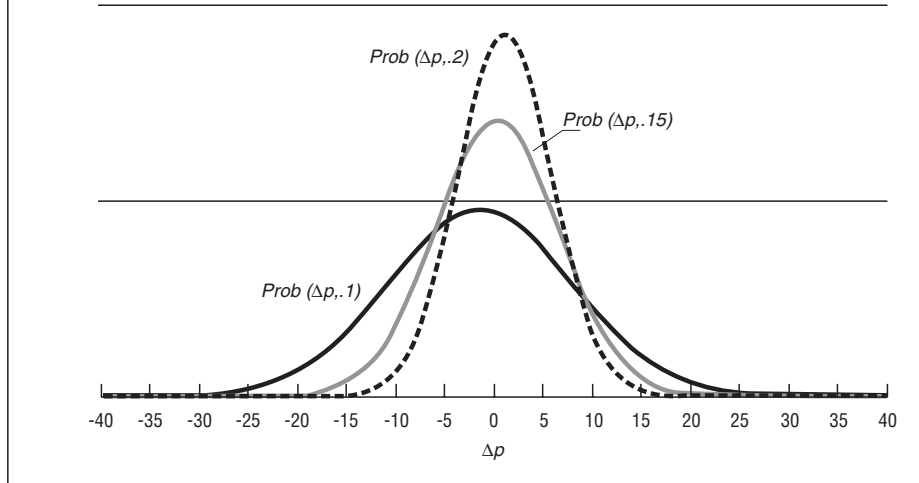
pode ser feita nas equações (18) e (19) para que sejam obtidos os parâmetros da distribuição do excesso de demanda  $D_{exc}$ , caso fosse mantido o preço inicial.

Essa última distribuição pode ser observada no Gráfico 10, para três valores diferentes de  $b$ .<sup>9</sup> Pode-se constatar que a conjugação das hipóteses adotadas — sobre a incerteza acerca da capacidade máxima  $q_m$  e da intensidade do deslocamento  $h$ , associado à elevação do nível de atividade — dá lugar a distribuições de probabilidade do excesso de demanda  $D_{exc}$  ao preço inicial, em que, *grosso modo*, haveria 50% de probabilidade de ocorrência de excesso de demanda positivo. O que certamente parece um quadro bem mais pessimista do que vem sendo considerado razoável no setor elétrico. Ainda que se tente aferir o risco implícito nessas distribuições de outra forma, o quadro simulado ainda parece um tanto pessimista. Mesmo na distribuição situada mais à esquerda, correspondente ao valor mais baixo de  $b$ , seria de mais de 10% a probabilidade de ocorrência de um excesso de demanda superior a 1, marca que corresponderia a 1% da demanda observada no ano anterior. Contudo, esse pessimismo é conveniente quando a questão central é indagar com a necessária prudência qual seria a elevação de preço requerida para se evitar excesso de demanda. Isso pode ser analisado no Gráfico 11, que mostra a distribuição da variável  $\Delta p$ , a variação de preço requerida



9 A sensibilidade dessa distribuição a  $b$  decorre exatamente do que foi discutido na nota de rodapé 8.

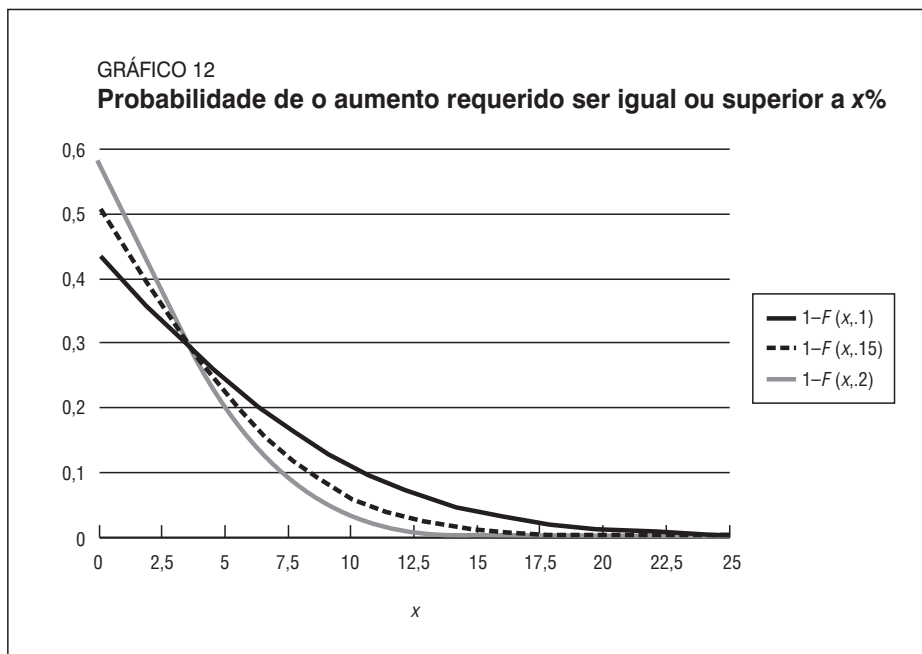
GRÁFICO 11

**Distribuição da variação de preço requerida  $\Delta p$  para diferentes valores de  $b$** 

para igualar a demanda à oferta disponível, para três hipóteses diferentes acerca do valor de  $b$ .

A parte relevante da distribuição é aquela em que a variável assume valores positivos. Os valores negativos correspondem a situações em que a capacidade supera a demanda e há, portanto, excesso de *oferta*. Indicam apenas de quanto o preço teria de ser *reduzido* para igualar a demanda à oferta. A comparação das três distribuições do Gráfico 11 torna-se mais fácil quando se examinam as distribuições cumulativas correspondentes, para variações de preços maiores do que zero. Sendo  $F(x)$  a distribuição cumulativa que determina a probabilidade de  $\Delta p \leq x$ , pode-se examinar no Gráfico 12, para os três valores de  $b$ , o gráfico da função  $1 - F(x)$ , ou seja, da distribuição cumulativa decrescente que determina a probabilidade de o aumento de preço requerido ser superior a um dado  $x$ , para valores positivos de  $x$ . Consta-se que, no caso em que a demanda é mais inelástica ( $b = 0,1$ ), há menos de 11% de probabilidade de o aumento de preço requerido ser superior a 10%. No caso em que a demanda é mais elástica ( $b = 0,2$ ), a probabilidade correspondente é de apenas 3%.

De acordo com esses resultados, o mais provável é que o aumento de preço requerido para evitar excesso de demanda seja relativamente módico. Contudo, há que se ter em mente que a especificação linear da função-demanda utilizada nesse modelo de simulação pode estar contribuindo para uma subestimação signifi-



cativa dos aumentos requeridos de preços. Faz sentido, portanto, verificar quão robustos se mostram esses resultados quando se adota uma especificação isoelástica para a função-demanda.

## 5.2 - Simulações com um modelo com demanda isoelástica

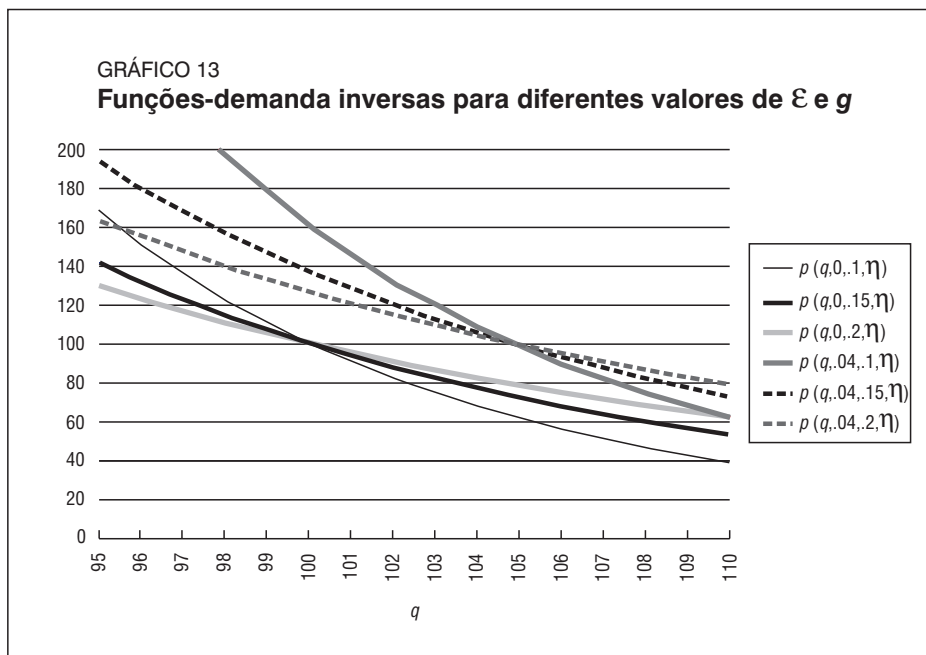
Neste modelo, parte-se de uma função-demanda com elasticidades constantes dada por:

$$q = cp^{-\varepsilon} y^{\eta} \quad (20)$$

onde  $\varepsilon$  é a elasticidade-preço e  $\eta$  a elasticidade-renda. Tal como no modelo anterior, pode-se presumir, sem qualquer perda de generalidade, que o preço  $p$ , a quantidade demandada  $q$  e o nível de produto agregado  $y$  sejam todos, inicialmente, iguais a 100. E pode-se imaginar uma família de funções-demanda desse tipo, todas passando por esse mesmo ponto inicial, mas cada uma delas com uma elasticidade-preço distinta e com o valor da constante  $c$  devidamente ajustado. Se na equação dessa família de funções-demanda que tem em comum esse mesmo ponto de passagem for explicitada a taxa de crescimento  $g$  do produto agregado,

substituindo-se  $y$  por  $100(1+g)$ , e se a equação resultante for resolvida para  $p$ , pode-se obter uma família de funções-demanda inversas, escritas genericamente como  $p(q, g, \varepsilon, \eta)$ . Quando  $g=0$ , tem-se o feixe de curvas situado à esquerda do Gráfico 13, que tem em comum o ponto inicial em que tanto o preço como a quantidade são iguais a 100. Atribuindo-se à elasticidade-renda  $\eta$  o valor 1,2 e presumindo-se uma taxa de crescimento do produto agregado de 4%, obtém-se para o período seguinte novo feixe de curvas que tem em comum um ponto situado à direita do mesmo gráfico. Em cada uma das curvas, tanto em um feixe como em outro, assume-se uma elasticidade-preço diferente. Como no modelo anterior, os três valores (0,1, 0,15 e 0,2) atribuídos a  $\varepsilon$  pressupõem demanda bastante inelástica.

Tal como se fez anteriormente, na discussão do modelo linear, pode-se agora imaginar que, no Gráfico 13, o ponto à esquerda corresponda à situação do ano 2000 e o ponto à direita à demanda esperada em 2001. O que ocorre se, em 2001, a capacidade máxima de oferta  $q_m$  disponível no sistema for apenas 103, nesse gráfico? Se o preço permanecesse em 100, estaria configurada uma situação de excesso de demanda. Mas a demanda excedente poderia ser eliminada se o preço fosse devidamente elevado. E, é claro, o aumento de preço teria de ser tanto menor quanto mais elástica fosse a demanda.



Mais uma vez, a magnitude do excesso de demanda, ao preço inicial, e o aumento de preço requerido para eliminá-lo dependem, de um lado, da real extensão do deslocamento da demanda advindo da expansão do produto agregado e, de outro, da capacidade máxima de oferta  $q_m$  efetivamente disponível no sistema em 2001. Para se levar devidamente em conta a incerteza envolvida, há que se adotar hipóteses plausíveis sobre as distribuições de probabilidade de  $q_m$  e da taxa de crescimento econômico  $g$ . Mas, neste modelo, os desdobramentos dessas hipóteses deverão ser explorados por meio de simulações de Monte Carlo. E, portanto, não é necessário presumir que  $q_m$  e  $g$  tenham distribuições facilmente tratáveis do ponto de vista analítico. O que se vai supor, para efeito das simulações, é que as duas variáveis são independentes e têm distribuições normais truncadas. No caso da capacidade  $q_m$ , a hipótese é que a distribuição tenha média 104, desvio-padrão 0,75, valor mínimo 102 e máximo 106, como mostrado no Gráfico 14. Isso significa supor que a capacidade em 2001 seria pelo menos 2% maior do que a *demandada observada em 2000*. Já na distribuição da taxa de crescimento  $g$ , a média seria 0,035, o desvio-padrão 0,005 e os valores extremos, 0,02 e 0,05, como se pode ver no Gráfico 15. Presume-se, portanto, que haja 50% de probabilidade de que a economia cresça a mais de 3,5%.

Que desdobramentos têm essas premissas? As duas variáveis endógenas cujo comportamento se quer estudar são  $D_{exc}$ , o excesso de demanda ao preço inicial, e

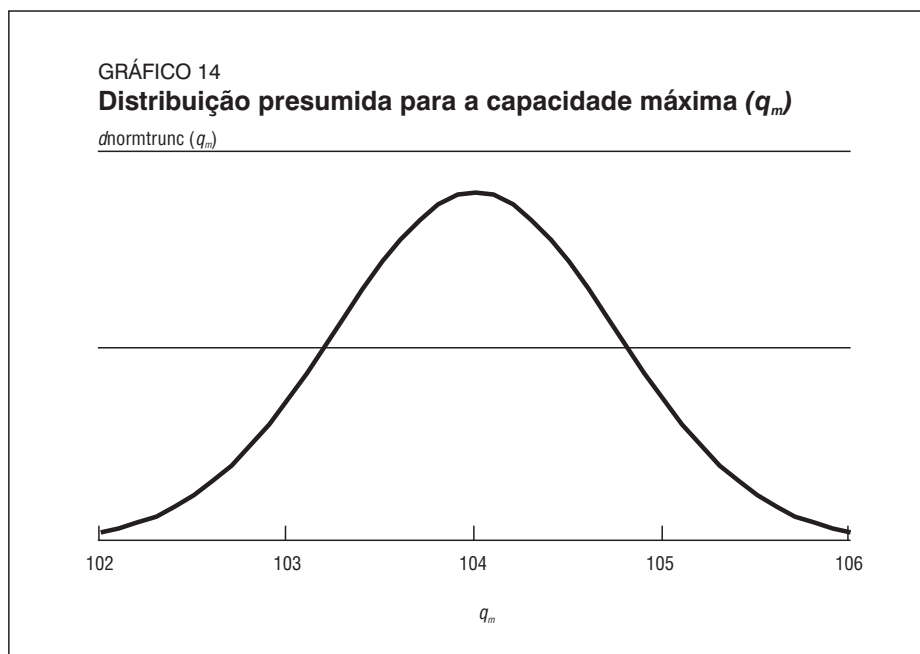
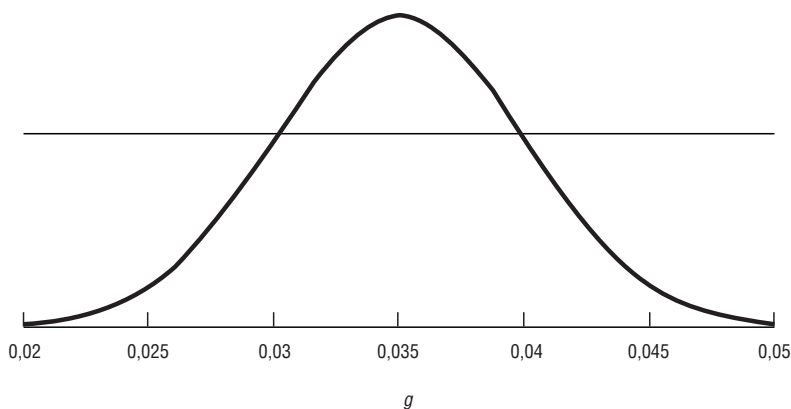


GRÁFICO 15

**Distribuição presumida para a taxa de crescimento ( $g$ )**

*dnormtrunc (g)*



$\Delta p$ , o aumento de preço requerido para eliminar a demanda excedente. Caso  $q_m$  e  $g$  tenham as distribuições presumidas, como seriam distribuídas essas duas variáveis? Para se responder a essa indagação, é preciso primeiro resolver o modelo, obtendo-se expressões para  $D_{exc}$  e  $\Delta p$  em função de  $q_m$  e  $g$ , semelhantes às equações (17) e (14) do modelo anterior. E, depois, utilizar tais expressões para simulações de Monte Carlo.

O Gráfico 16 apresenta a distribuição do excesso de demanda gerada por essas simulações. Caso o preço fosse mantido no nível inicial, as premissas adotadas, sobre a incerteza que cerca a taxa de expansão da economia e a capacidade que estará disponível em 2001, levam a uma distribuição em que a probabilidade de ocorrência de excesso de demanda positivo seria de cerca de 59%. E a probabilidade de o excesso ser superior a 1 (o que corresponderia a 1% da demanda de 2001) seria de aproximadamente 19%.<sup>10</sup> Mais uma vez, a distribuição traça um quadro mais pessimista do que aparentemente vem sendo vislumbrado no próprio setor elétrico. Mas, como observado, um certo viés pessimista é plenamente justificável quando a questão central é indagar com a necessária prudência qual seria a elevação de preço requerida para se evitar excesso de demanda.

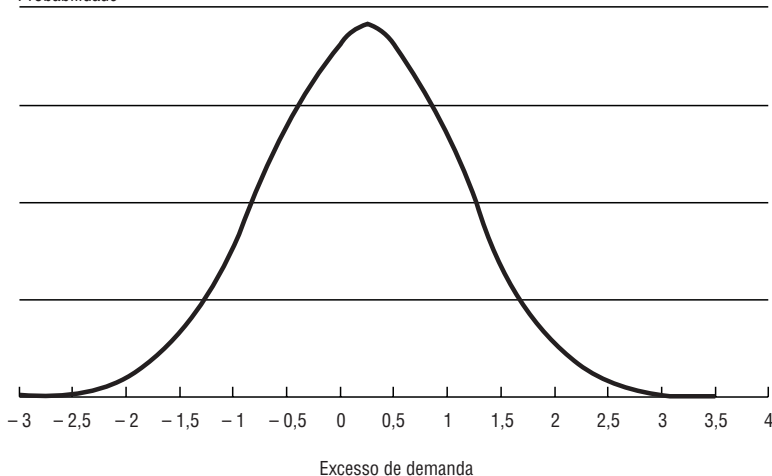
<sup>10</sup> Neste modelo, o excesso de demanda, ao preço inicial, está medido como proporção da demanda de 2001. No modelo anterior,  $D_{exc}$  foi medido como proporção da demanda de 2000 apenas para preservar a conveniência da linearidade.



GRÁFICO 16

**Distribuição do excesso de demanda, caso mantido o preço inicial**

Probabilidade

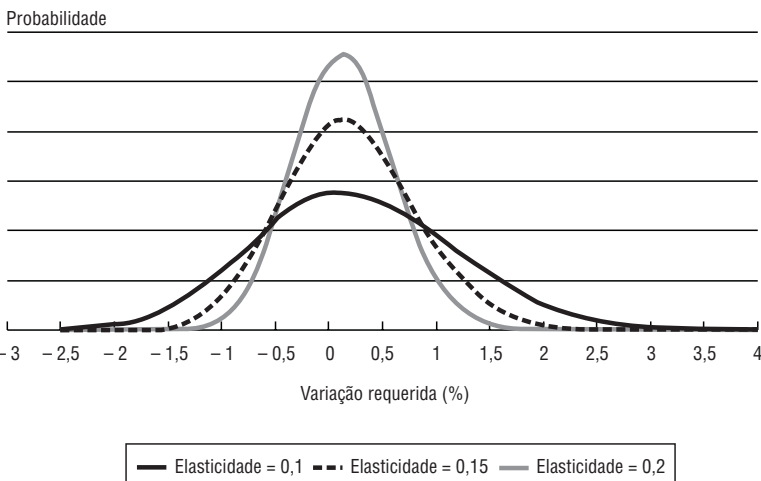


As distribuições da variação requerida de preço, geradas por simulações de Monte Carlo, podem ser examinadas no Gráfico 17. Naturalmente, a mais achatada delas é a que se obtém quando se atribui à elasticidade-preço o valor 0,1. E a que mostra menos dispersão é a que presume demanda mais elástica, com  $\epsilon = 0,2$ . Mais uma vez, a parte relevante de cada distribuição é aquela em que a variável assume valores positivos. Os valores negativos indicam apenas de quanto o preço teria de ser *reduzido* para eliminar o excesso de *oferta*, quando é a capacidade que supera a demanda.

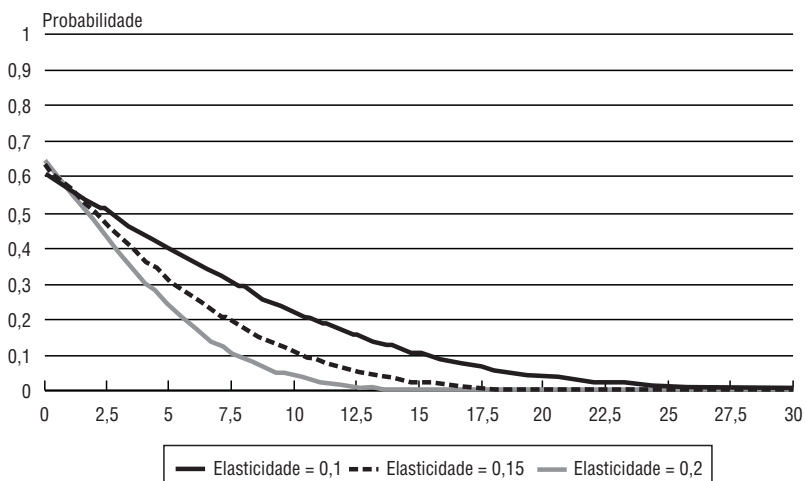
Para facilitar a análise, o Gráfico 18 reapresenta os resultados na forma de distribuições cumulativas decrescentes, para variações de preço maiores do que zero. As três curvas partem de aproximadamente 59% que, como já se viu, ao se analisar a variável  $D_{exc}$ , era a probabilidade de ocorrência de excesso de demanda positivo.<sup>11</sup> A partir desse ponto, é claro, as curvas convergem para zero tão mais rapidamente quanto mais alta a elasticidade suposta. A probabilidade de o aumento requerido superar a marca dos 10%, no caso em que se supõe  $\epsilon = 0,2$ , é de cerca de apenas 3%. Mas sobe para pouco mais de 10% quando  $\epsilon = 0,15$  e chega a aproximadamente 21% quando  $\epsilon = 0,1$ . No caso da curva mais baixa, é praticamente

11 Se as três curvas parecem não partir exatamente do mesmo ponto, no eixo vertical, isso se deve apenas à aproximação imperfeita, advinda de interpolação dos dados gerados pelas simulações em um trecho em que a distribuição cumulativa é especialmente inclinada.

**GRÁFICO 17**  
**Distribuição da variação de preço requerida, para diferentes valores da elasticidade-preço**



**GRÁFICO 18**  
**Probabilidade de o aumento requerido ser maior ou igual a  $x\%$ , para diferentes valores da elasticidade-preço**



nula a probabilidade de o aumento requerido ultrapassar 15%. Mas até a curva mais alta indica uma probabilidade relativamente baixa (cerca de 10%) de o aumento ter de ultrapassar esse limite. Os resultados parecem sugerir, portanto, mesmo quando se adotam hipóteses mais pessimistas sobre a elasticidade, que o aumento de preço requerido provavelmente seria bastante moderado.

## 6 - Comentários finais

Os resultados obtidos na seção anterior devem, é claro, ser tratados com a devida cautela. Mas não há dúvida de que dão grande alento à idéia de se dar mais atenção à possibilidade de lidar com situações de excesso de demanda pelo lado da política tarifária. No entanto, como salientado na Seção 4, mais relevante do que os modelos e os resultados discutidos é o enfoque da questão que aqui se propõe. E que pode ser reaplicado em modelos mais desagregados, que permitam um tratamento mais cuidadoso não só dos determinantes da evolução da capacidade, mas especialmente dos fatores condicionantes da demanda.

Há muito mais a se saber sobre a sensibilidade da demanda às tarifas. Trabalhou-se aqui com um nível de agregação extremamente alto, em que se supôs a demanda total de energia elétrica dependente de um único preço. Desdobrada essa demanda em seus vários segmentos e tratados os preços com hipóteses mais condizentes com as nuances da política tarifária que realmente se pratica no setor elétrico, é bem possível que se detecte uma sensibilidade a preços muito mais alta do que em geral se supõe. Especialmente quando se tem em mente que a tarifação em bloco abre a possibilidade de impor aumentos até proibitivos de tarifa na margem, que dificilmente deixariam de ter impacto significativo sobre a demanda de energia. Aumentos tarifários na margem poderiam ser extremamente efetivos caso, de fato, a demanda de energia venha a ter de ser restrita aos limites da capacidade de oferta disponível. E certamente seriam absorvidos com muito mais facilidade pela economia.

### Abstract

*For many years the Brazilian electricity industry has been operating close to full capacity and always depending on reasonably favorable climatic conditions to meet demand expansion, in spite of the slow pace of economic growth. Having now to face again the energy demand of a burgeoning economy, the industry is worryingly discerning the specter of an electricity shortage. A situation of excess demand of energy can be turned into a problem even worse than it already is if the only conceived solution to deal with it is the imposition of quantitative rationing schemes. It is only natural that electrical utilities and the authorities that would be responsible for the enforcement of such measures are much worried about the serious economic and political distress they may cause. But it is well known that quantitative rationing is not the only way to deal with excess-demand situations. There are other solutions which are far more rational, easier to implement and much less costly from both economic and political viewpoints. However, the possibility of dealing with*

excess demand from the price side has been always rebuffed by the Brazilian electricity industry, based on an unshakable deeply-rooted belief in the irrelevance of prices in the determination of energy demand. The main purpose of this article is to explore an analytical framework that allows a clearer understanding of how the electricity pricing policy may be used to deal with excess-demand situations. The problem is approached with models that assume uncertainty about both capacity and demand. Resorting to Monte Carlo simulations, such models allow an analysis of the possibilities of using prices to eliminate excess demand, for different assumptions about the relevant parameters and exogenous variables. The aggregation level adopted in the stylization of the electricity market is undoubtedly much higher than would be advisable. But the same approach can be easily replicated in more ambitious simulation exercises, based on much less aggregated models of the electricity market, that are beyond the scope of the present article.

## Bibliografia

ARNOTT, R., ARROW, K., ATKINSON, A., DRÈZE, J. (orgs.). *Public economics, selected papers by William Vickrey*. Cambridge: Cambridge University Press, 1994.

FOLHA DE S. PAULO. Indústria racionaliza energia para evitar risco de colapso, 21 de maio 2000a.

———. Governo admite que pode conter consumo, 7 de jun. 2000b.

GAZETA MERCANTIL. Mineiros trocam energia por lucro, 3 de jul. 2000.

O ESTADO DE S. PAULO. Grupo Estado investe em gerador, 8 de dez. 1999.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Planejamento Anual da Operação Energética, Ano 2000*. Abr. 2000, mimeo.

REES, R. *Public enterprise economics*. 2nd edition. Londres: Widenfeld and Nicholson, 1984 (LSE Handbook in Economic Analysis Series).

TURVEY, R. Public utility pricing and output under risk: comment. *American Economic Review*, v. LX, n. 3, 1970.

TURVEY, R., ANDERSON, D. *Electricity economics*. Baltimore: The Johns Hopkins University Press / The World Bank, 1977.

VALOR ECONÔMICO. Governo nega, mas empresas falam em racionamento branco, 1º de jun. 2000.

VICKREY, W. *Responsive pricing of public utility services*. Seminar, New England Telephone, 1970, mimeo [incluída na coletânea de artigos do autor, organizada por Arnott, Arrow, Atkinson e Drèze (1994)].

(Originais recebidos em abril de 2001. Revistos em junho de 2001.)