

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PUC-Rio

TEXTO PARA DISCUSSÃO
Nº 440

TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
E
PERSPECTIVA DE EXCESSO DE DEMANDA

Rogério L. F. Werneck
rwerneck@econ.puc-rio.br

NOVEMBRO 2000

1. INTRODUÇÃO

2. EXCESSO DE DEMANDA E POLÍTICA TARIFÁRIA

3. MODELOS COM INCERTEZA SOBRE DEMANDA E CAPACIDADE

4. OPERACIONALIDADE, INCERTEZA E AGREGAÇÃO

5. SIMULAÇÕES

6. COMENTÁRIOS FINAIS

1. INTRODUÇÃO¹

Desde o início de 1999, observou-se uma rápida reversão de expectativas acerca do desempenho da economia brasileira. Mesmos 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 à mudança do regime cambial no começo de janeiro. Mal refeito 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 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

¹ Este artigo é resultado de um projeto de pesquisa que contou com o apoio da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.

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 que o PIB viesse a sofrer uma queda tão pronunciada. E, em meados do segundo semestre, já se aventava a possibilidade de que o produto agregado acabasse de fato mostrando expansão real próxima a 1% em 1999, como de fato acabou ocorrendo.

Tudo indica 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 e uma taxa ainda mais alta em 2001, 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 desta 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 dificuldades mais óbvias poderão ser evitadas, de forma a assegurar que esta nova e tão esperada fase de expansão acabe tendo duração tão longa quanto possível.

Naturalmente, esta 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 estas 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, à curto prazo, são particularmente limitadas. É este exatamente o caso do setor elétrico, que vem trabalhando, já 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. São mais do que conhecidos os problemas de escolha de um critério adequado, bem como a ineficiência e as dificuldades operacionais envolvidas nesta forma de lidar com demanda excedente.² 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 deste tipo poderia ensejar.

Mas a verdade é que o racionamento 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 isto parece não ser suficiente para explicar por que formas de lidar com excesso de demanda baseadas em política tarifária tenham 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 vozes discordantes, tem sido dominado historicamente por uma cultura baseada na crença de que preços não têm papel relevante na determinação da demanda de

² Uma simples leitura do Decreto No. 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.

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 isto 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 isto 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 palatável do que incerteza sobre a própria disponibilidade de energia.

O fato é que, face à 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 atenção para esta 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 dos regimes especiais de tarifação para enfrentar situações de excesso de demanda no mercado de energia elétrica.

A análise destas 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 deste tipo para se analisar de forma mais sistemática e rigorosa a extensão das possibilidades de manejo dos regimes especiais de tarifação, 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 desta questão. Na quarta seção, discute-se como dar operacionalidade a este 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 última seção.

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. Esta relutância é bem analisada e argutamente criticada por Vickrey (1970). Na verdade, a utilização da política tarifária para fazer face a estas 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 uma maneira ou de outra, todas estas dificuldades estão presentes na formação do quadro de alto risco de excesso de demanda de energia elétrica que hoje 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 desta 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 eletro-intensivos 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 dessas empresas. E 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.³ O grande interesse demonstrado por tais empresas nesta 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 deste 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.⁴ A mesma disposição parecem estar mostrando as muitas empresas que têm se preocupado em fazer dispendiosos investimentos em

³ Ver “Mineiros trocam energia por lucro”, *Gazeta Mercantil*, 35 de julho de 2000.

⁴ Ver, por exemplo, “Governo nega, mas empresas falam em racionamento branco”, *Valor Econômico*, 1º de junho de 2000, “Indústria raciona energia para evitar risco de colapso”, *Folha de S. Paulo*, 21 de maio de 2000 e “Governo admite que pode conter consumo”, *Folha de S. Paulo*, 7 de junho de 2000.

geração própria com o único objetivo de aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia em horários de pico.⁵

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. Evidências que 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 a demanda de ponta.⁶ Tal desafio certamente poderá ser enfrentado com mais sucesso se também for indagado o que é possível fazer para que a demanda de ponta se mantenha dentro da limitação de capacidade instalada 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 nisto, 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

⁵ Para um excelente relato das reais motivações que vêm inspirando este tipo de investimento, ver a matéria “Grupo Estado investe em gerador”, *O Estado de S. Paulo*, 8 de dezembro de 1999, em que se analisa como uma empresa jornalística decidiu patrocinar uma inversão de US\$ 2 milhões em uma unidade própria de geração.

⁶ Para uma análise detalhada da das dificuldades recentes envolvidas neste desafio, ver ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2000).

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 também ser notado que o excedente gerado pela elevação de preços requerida para eliminar o excesso de demanda não tem de ser necessariamente apropriada 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, face ao excesso de demanda, seria desejável que uma parcela desta 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 deste 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.⁷

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 desta 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 lado, significa redução de custos esperados no cenário de excesso de demanda, já que a demanda excedente esperada cai com o aumento de tarifa, e isto 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 nestas linhas, os modelos aventados acima 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. Este quadro de referência analítico poderá servir de base para esforços futuros de desenvolvimento

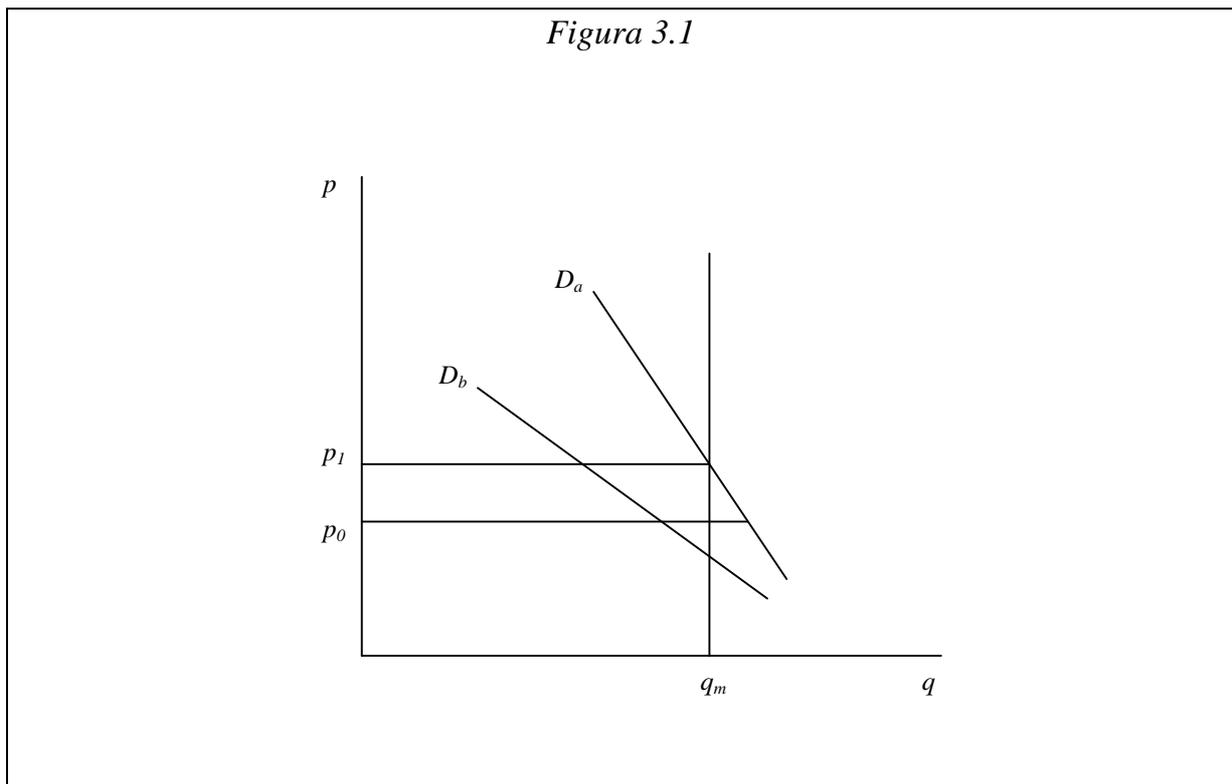
⁷ Para uma discussão das circunstâncias que estabelecem limites à possibilidade de se recorrer à política tarifária para fazer face a modificações inesperadas nas condições de oferta e demanda no setor elétrico, ver Turvey e Anderson (1977).

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

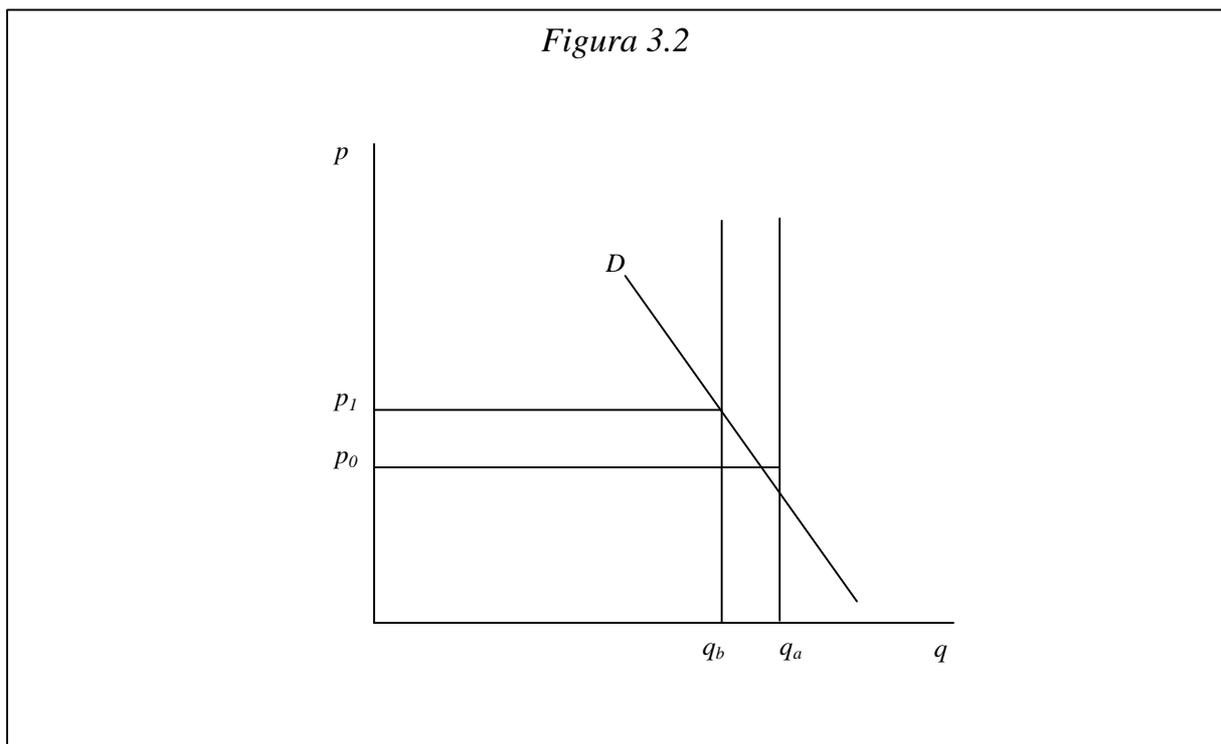
Uma análise preliminar do papel que pode ser desempenhado pela política tarifária em situações de excesso de demanda pode ser feita com auxílio do gráfico da Figura 3.1. Tomando-se inicialmente o caso em que não há incerteza pelo lado da oferta, presume-se que, operando à capacidade máxima, o sistema seja capaz de fornecer uma quantidade q_m de energia elétrica. Mas, dada a 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

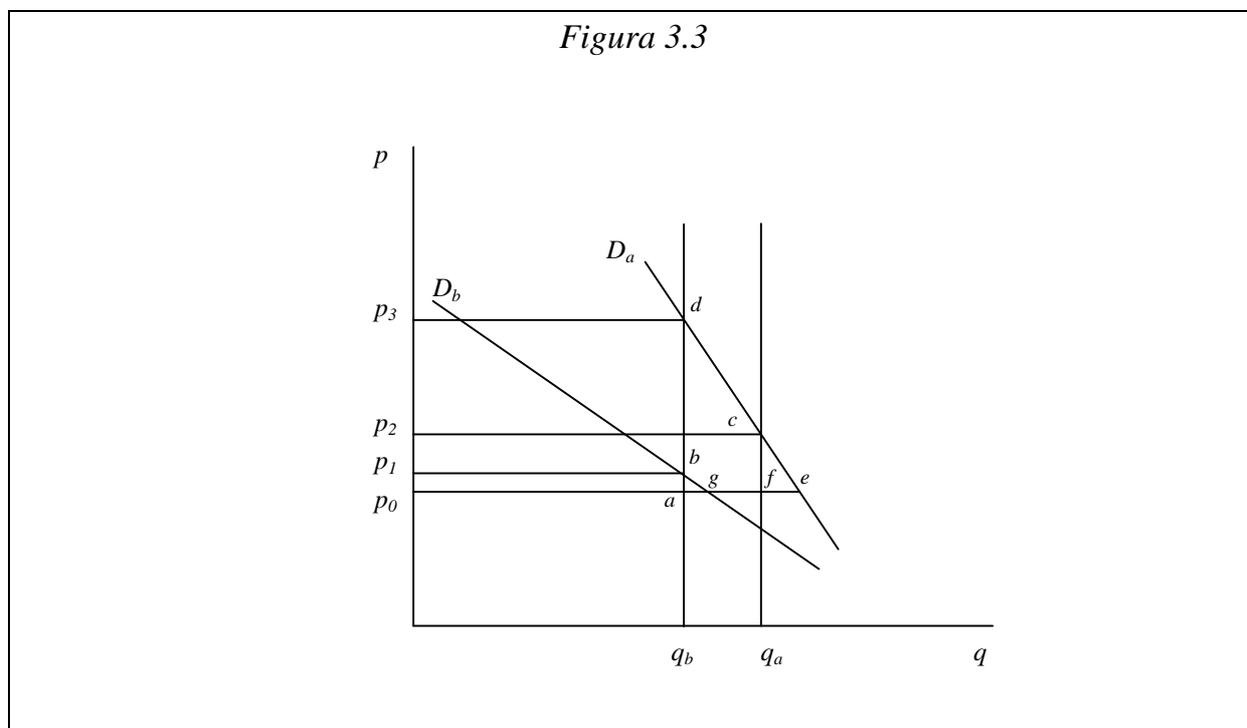
acionamento quantitativo poderão ser evitadas se a tarifa puder ser elevada para p_1 , de forma a induzir, via preço, uma redução da quantidade demandada suficiente para limitá-la à oferta disponível.

O mesmo tipo de análise pode ser feito no caso simétrico, representado no gráfico da Figura 3.2, 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.



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 da Figura 3.3. O gráfico contempla dois cenários para demanda e dois cenários

para capacidade. As várias possibilidades a se considerar podem ser analisadas com auxílio da tabela abaixo.



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 p_0 , excesso de demanda dado pelo segmento ag . E seria necessário elevar a tarifa para p_1

<i>Cenários</i>	<i>Capacidade baixa</i>	<i>Capacidade alta</i>
<i>Demanda baixa</i>	<p>Ao preço p_0, excesso de demanda dado pelo segmento <u>ag</u></p> <p>Ao preço p_1, demanda limitada à oferta disponível</p>	<p>Ao preço p_0, excesso de oferta dado pelo segmento <u>gf</u></p>
<i>Demanda alta</i>	<p>Ao preço p_0, excesso de demanda dado pelo segmento <u>ae</u></p> <p>Ao preço p_3, demanda limitada à oferta disponível</p>	<p>Ao preço p_0, excesso de demanda dado pelo segmento <u>fe</u></p> <p>Ao preço p_2, demanda limitada à oferta disponível</p>

para limitar a demanda à capacidade. Já no caso de capacidade alta com demanda alta, o excesso de demanda ao preço 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 .

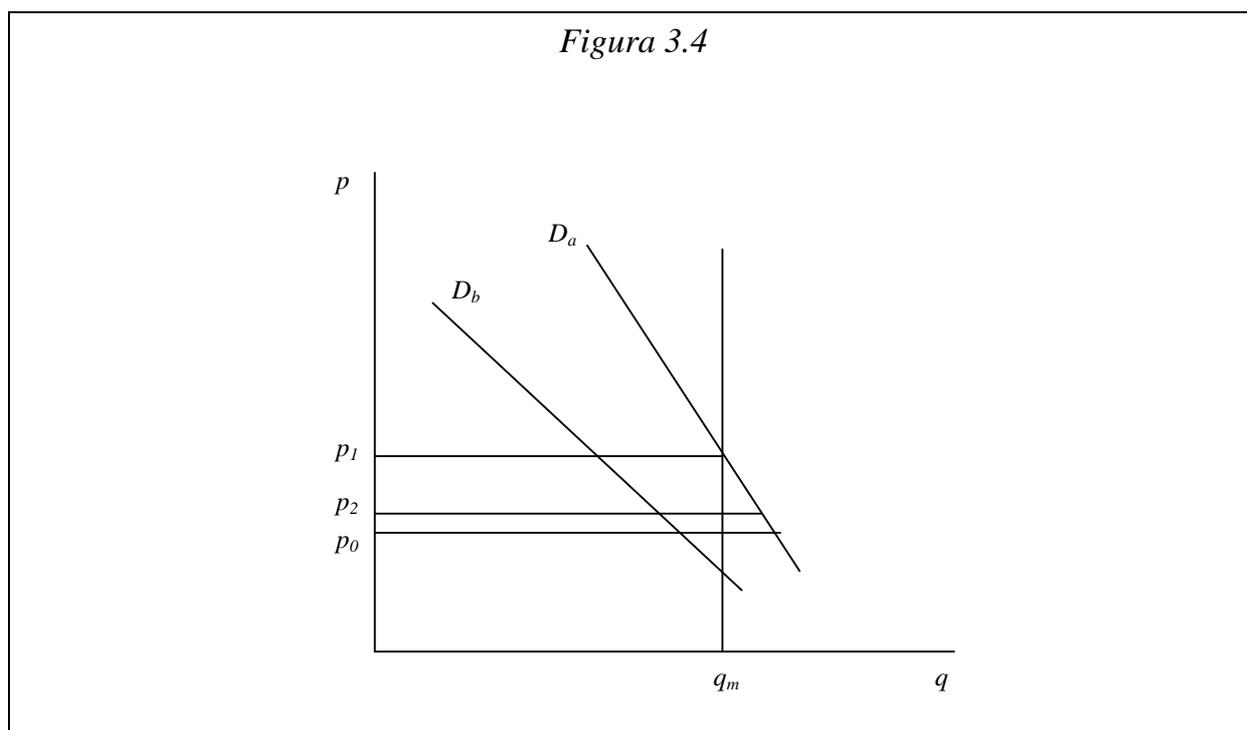
A análise do gráfico da Figura 3.3 ajuda a perceber um aspecto fundamental da questão. O aumento de preço requerido para se evitar um racionamento quantitativo tenderá a ser tão mais pronunciado quanto mais grave o quadro de excesso de demanda a enfrentar. E há que se perguntar até que ponto é lícito supor que, qualquer que seja a elevação de preço requerida, a tarifa sempre poderá ser livremente reajustada para limitar a quantidade demandada à 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 ineficaz. É claro que, quaisquer que sejam os custos envolvidos na elevação de tarifa, é sempre importante contrapor-los aos da solução alternativa. Os custos envolvidos na imposição um racionamento quantitativo serão também tão mais elevados quanto maior o excesso de demanda a eliminar. Mas, mesmo que se tenha isto em conta, vale a pena reexaminar a questão de forma a acomodar a existência de restrições ao reajuste de tarifas.

3.1 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 neste 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 da Figura 3.4, 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 sobrevir 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.



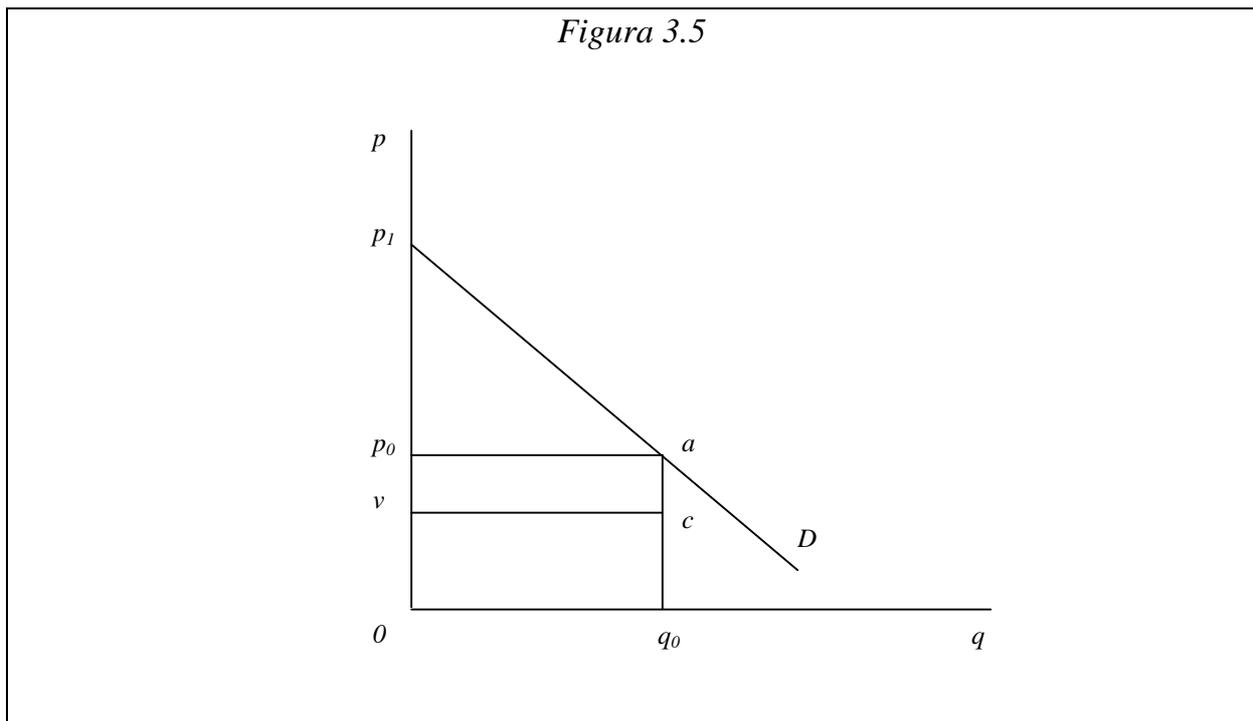
Do ponto de vista dos consumidores, um preço intermediário, não tão baixo quanto p_0 mas não tão alto como p_1 pode fazer mais sentido. Um acréscimo na tarifa, a partir de p_0 , certamente representa uma perda de benefício esperado, caso sobrevenha um cenário de demanda baixa. Mas em compensação, no cenário de demanda alta, significa uma redução de custos esperados, uma vez que o excesso de demanda será tanto menor quanto maior a tarifa e, portanto, menores serão as inconveniências do racionamento que terá que 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 desta 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,

$$B(q) = \int_0^q p(q) dq \quad [3.1]$$

No gráfico da Figura 3.5, o benefício propiciado pela quantidade q_0 , por exemplo, é dado pela área $0q_0ap_1$. A intuição é bastante simples. Observando-se 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 estão dispostos a pagar p_0 .



É por isto que o valor atribuído ao consumo de todas as q_0 unidades é dado pela área Oq_0ap_1 . Se puder pagar por todas elas o mesmo preço p_0 , os consumidores estarão despendendo apenas o equivalente à área Op_0aq_0 , para ter acesso ao consumo de q_0 unidades que lhes propiciam um benefício dado pela área Oq_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

$$V(q) = B(q) - p(q)q \quad [3.2]$$

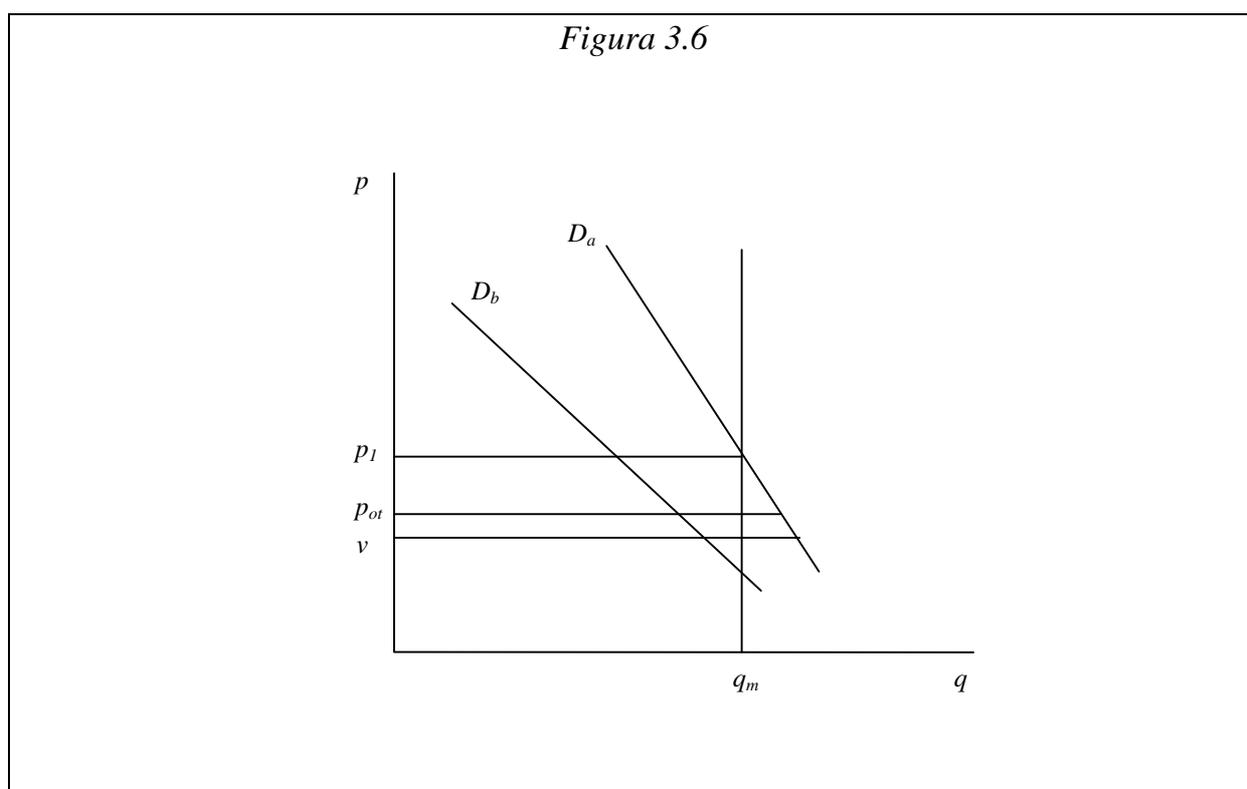
Do valor p_0q_0 , despendido pelos consumidores com as q_0 unidades, uma parte corresponde aos custos sociais de produção e o restante ao que se denomina excedente dos produtores. Se puder ser adotada a hipótese simplificadora de que a produção se dá a custos marginais de curto prazo constantes v , o excedente bruto dos produtores (bruto porque inclui custos de capital) seria dado pela área vp_0ac . Isto 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 destas unidades. É fácil constatar que esta diferença, dada no 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 a 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 à zero, a perda líquida seria medida pelo excedente do consumidor V_i .⁸

Esta constatação pode ser o ponto de partida para uma discussão mais rigorosa do argumento esboçado acima sobre a fixação *ex ante* da tarifa, quando existe perspectiva

⁸ A rigor, pode-se argumentar que a perda seria *pelo 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).

de excesso de demanda.⁹ Tome-se mais uma vez a situação descrita pelo gráfico da Figura 3.6, similar à representada na Figura 3.4. 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_I , não haveria excesso de demanda mesmo no cenário de demanda alta. Mas p_I 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. Neste cenário, cuja probabilidade de ocorrência se supõe conhecida e igual a p , existe uma probabilidade f_i de que em decorrência do racionamento quantitativo requerido pelo excesso de demanda, o i -ésimo consumidor seja privado do consumo de energia elétrica.¹⁰ Cada consumidor não afetado pelo

⁹ Na derivação abaixo, segue-se de perto Rees (1984). Mas a essência dos resultados obtidos está registrada na literatura pelo menos desde o final dos anos sessenta. Ver, por exemplo, Turvey (1970).

¹⁰ É fácil perceber que f_i é uma probabilidade condicional.

acionamento, no cenário de demanda alta, terá um excedente V_i que, por conveniência, pode ser redefinido em função de p , como

$$V_i(p) = \int_p^{p_z} q_{ia}(p) dp \quad [3.3]$$

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 neste 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 isto, pode-se escrever o benefício social líquido esperado como

$$N = \pi \left[\sum_i (1 - \phi_i) V_i + (p - v) q_m \right] + (1 - \pi) (B(q_b) - v q_b) - \beta q_m \quad [3.4]$$

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 $(1 - p)$. O último termo mede o custo de capital, que terá que 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 b .

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

$$\frac{\partial N}{\partial p} = \pi \left[\sum_i (1 - \phi_i) \frac{\partial}{\partial p} V_i + q_m \right] - \pi \sum_i V_i \frac{\partial \phi_i}{\partial q_a} \frac{\partial}{\partial p} q_a + (1 - \pi) (p - v) \frac{\partial}{\partial p} q_b = 0 \quad [3.5]$$

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

$$\pi \left[q_m - \sum_i (1 - \phi_i) q_{ia} \right] \quad [3.6]$$

já que, da equação [3.3] acima, pode-se concluir que derivada de V_i em relação a p é igual a $-q_{ia}$. O somatório na expressão [3.6] estabelece a quantidade consumida esperada no cenário de demanda alta, no qual se apela para o racionamento. Constatado isto, é fácil ver que a expressão dentro do colchete da expressão [3.6] terá que ser nula para que o esquema de racionamento, subjacente à probabilidade f_i de que o i -ésimo consumidor seja privado do consumo de energia elétrica, seja consistente e assegure que a quantidade consumida esperada seja restrita à quantidade máxima disponível q_m .

Sendo nulo o primeiro termo, a condição [3.5] pode ser reescrita de uma maneira que afinal estabelece de forma mais rigorosa a regra que deve nortear a determinação da tarifa ótima, a que se fez alusão acima. O que a condição estabelece de fato é que

$$(1 - \pi) (p_{ot} - v) \frac{\Delta q_b}{\Delta p} = \pi \sum_i V_i \frac{\Delta \phi_i}{\Delta q_a} \frac{\Delta q_a}{\Delta p} \quad [3.7]$$

Para bem interpretá-la, é importante notar que

$$\phi_i = \phi_i [q_a(p), q_m] \quad [3.8]$$

ou seja, que a probabilidade de que o i -ésimo consumidor seja 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 , reduz o excesso de demanda esperado e provoca uma queda em f_i . Em outras palavras, a probabilidade de que o i -ésimo consumidor seja 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 f_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 que o racionamento recaia sobre o consumidor i sendo reduzida em Df_i , a diminuição da perda esperada para este consumidor no cenário de demanda alta é medida por $V_i Df_i$, já que V_i é o que perderia caso sobre ele recaísse o racionamento. Somando-se para todos os consumidores e lembrando que a probabilidade de ocorrência do cenário de demanda alta é p , tem-se a expressão do lado direito da equação [3.7], que estabelece simplesmente de quanto é reduzida a perda de bem estar que seria imposta pelo racionamento quando se eleva marginalmente a tarifa p .

Este 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. Neste cenário, uma elevação prévia Dp induziria uma queda na quantidade demandada Dq_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 [3.7].

O que esta 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.

Neste ponto, vale a pena voltar a equação [3.8] e examiná-la com mais cuidado. Como se viu acima, ela simplesmente estabelece, de forma genérica, que a probabilidade de que o i -ésimo consumidor seja 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,

$$\phi_i = \phi_i [q_a(p), q_m] \quad [3.8]$$

Para que o significado desta 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 vir a ser privado do consumo em consequência do racionamento é igual para todos os consumidores, e dada por

$$\begin{aligned} \phi_i = \phi &= \frac{q_a - q_m}{q_a} = 1 - \frac{q_m}{q_a} & \text{se } q_a > q_m \\ \phi_i &= 0 & \text{se } q_a \leq q_m \end{aligned} \quad [3.9]$$

É fácil ver que, neste 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 é zero. Contudo, em um cenário em que $q_a > q_m$, ϕ_i é positiva, e uma elevação prévia em p reduz o excesso de demanda no cenário de demanda alta e, portanto, a probabilidade de que

qualquer consumidor venha a ser afetado pelo racionamento, caso tal cenário venha a prevalecer. Ao benefício associado a esta redução de ϕ_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 nesta 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 aceitar 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 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 este arcabouço analítico, já foi possível estabelecer a ampla possibilidade da utilização da política tarifária para lidar com situações de excesso de demanda. Seja quando é lícito assumir que a tarifa pode ser livremente elevada a qualquer momento, seja quando a hipótese mais realista que se pode fazer é que a tarifa tem de ser fixada antes de se conhecer exatamente os cenários de demanda e capacidade que serão afinal observados. Constatou-se que, mesmo neste 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 isto, é necessário que tais modelos sejam apropriadamente especificados, de forma a que possam ser usados para exercícios de simulação. Em princípio, há muitas maneiras aceitáveis de se avançar nesta especificação.

No que diz respeito ao tratamento da incerteza, há alternativas a se considerar. É comum que os desdobramentos das incertezas envolvidas em questões deste 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 deste tipo, há metodologias mais avançadas que parecem bem mais adequadas para ajudar antever os desdobramentos da incerteza subjacente à questão. Metodologias que, ademais, permitem uma aferição quantitativa dos riscos envolvidos.

Já 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 estas técnicas sejam aplicadas à análise da questão em pauta. Um modelo de simulação baseado neste 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 desta 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 destas variáveis. E isto permite aferir de forma muito menos impressionista o risco de que o valor de uma dada variável supere, por exemplo, uma determinada marca crucial na decisão envolvida.

É fácil perceber a utilidade dessa metodologia para o 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 destas possibilidades. Face ao 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 destas 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 o caso fosse dominante a termoeletricidade. 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. Neste 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 desta capacidade, um tratamento mais desagregado do que o adotado nos modelos seria não só mais adequado como absolutamente natural. Não parece haver maiores dificuldades neste aspecto. Já há, no setor elétrico, longa experiência acumulada de aferição desta 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 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 desta 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, dada a importância central do comportamento da demanda de pico, talvez a desagregação requerida devesse ir bem além disto, de forma a permitir entendimento mais adequado dos componentes desta demanda potencialmente mais sensíveis a preço.

Nos exercícios de simulação que deverão ser 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 ilustrativo. 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 este enfoque que pode e deve ser adotado em simulações de mais fôlego, baseados em modelos bem mais desagregados do setor elétrico, que fogem ao escopo do presente 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 na Figura 3.3, na qual se presume uma função demanda inversa linear. Assim, parte-se de uma função demanda escrita simplesmente como

$$q = a - b p \quad [5.1]$$

Sem qualquer perda de generalidade, pode-se presumir que, inicialmente, tanto o preço quanto a quantidade demandada sejam iguais a 100. Isto 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 neste ponto de passagem. Como é sobre b que a atenção deve estar centrada, o seu papel pode ser realçado imaginando-se uma família de funções demanda deste tipo, todas elas passando pelo ponto em que preço e quantidade demandada são iguais a 100. Cada uma das funções correspondendo a um valor distinto de b . Isto naturalmente requer que o valor do parâmetro a seja devidamente determinado em função do valor atribuído a b . É fácil verificar que a equação desta família de funções demanda que tem este mesmo ponto de passagem pode ser obtida fazendo-se

$$a = 100 (1 + b) \quad [5.2]$$

na equação [5.1].

Na verdade, a especificação de função demanda dada por [5.1] 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. Ou seja,

$$q = a (1 + h) - b p \quad [5.3]$$

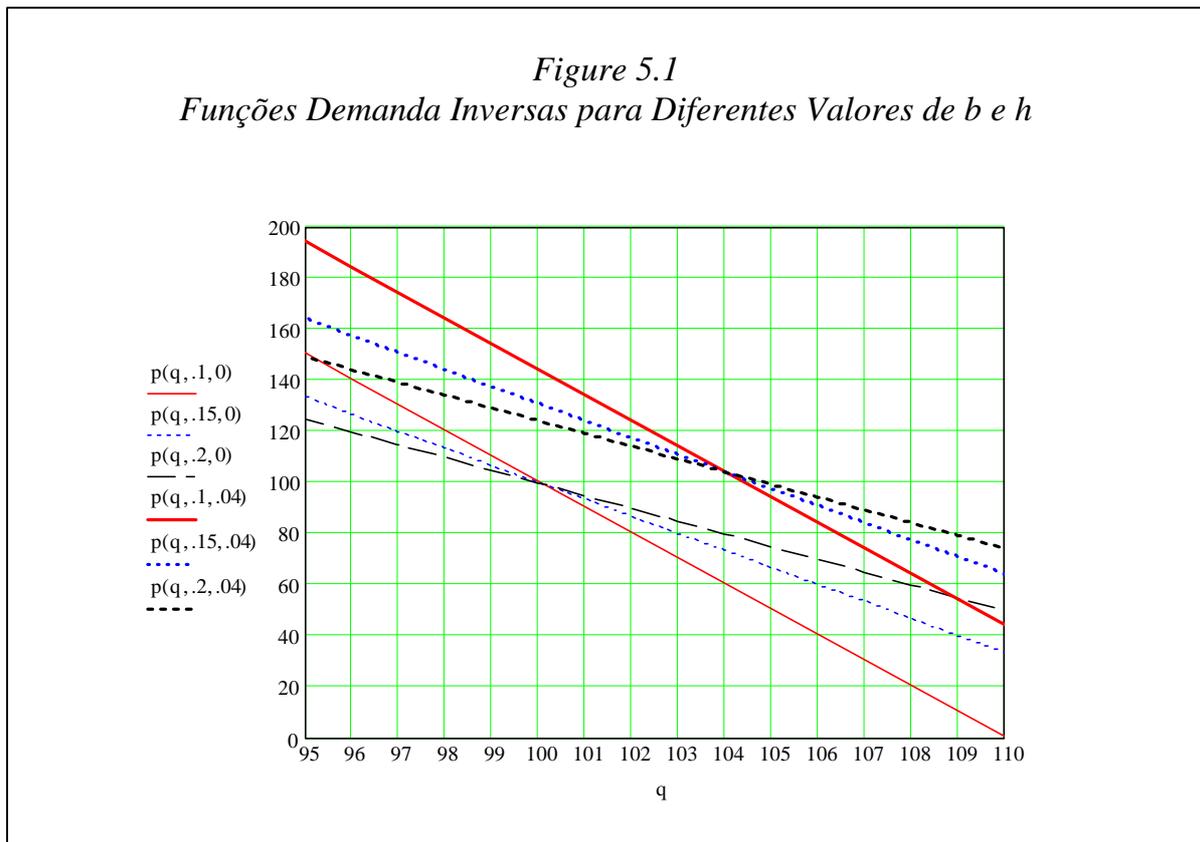
Inserindo-se nesta expressão a equação [5.2], e resolvendo-se para p , obtém-se a expressão

$$p = \frac{100 (1 + b) (1 + h)}{b} - \frac{1}{b} q \quad [5.4]$$

Quando $h = 0$, esta equação estabelece para cada valor de b , uma função demanda inversa distinta. Mas todas elas passando pelo ponto inicial em que tanto preço como a quantidade demandada são iguais a 100. Quando h assume um valor positivo, todo este 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 nesta equação, p é na verdade $p(q, b, h)$. Na Figura 5.1, apresentam-se dois feixes destas 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. No ponto de interseção do primeiro feixe, estes valores atribuídos ao coeficiente angular b são também às elasticidades-preço da demanda no ponto em que as retas se interceptam, como já se ressaltou acima. 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, na Figura 5.1, o ponto à esquerda corresponda à situação do ano 2000 e que o ponto à direita corresponda à demanda esperada em 2001. O que

ocorre se, em 2001, a capacidade máxima de oferta q_m disponível no sistema for apenas 103, neste 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 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 [5.4]. 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 como

$$\Delta p = \frac{100(1+b)}{b} + \frac{100(1+b)}{b} \cdot h - \frac{1}{b} q_m - 100 \quad [5.5]$$

Esta 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 destes 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 [5.5] permite verificar como tais hipóteses se refletem na distribuição de probabilidade da variável Dp . Isto 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, $N(\mathbf{m}_h, \mathbf{s}_h)$ e $N(\mathbf{m}_{q_m}, \mathbf{s}_{q_m})$, atribuindo-se valores adequados à média e ao desvio-padrão de cada uma delas. Como mostra a equação [5.5], sob tais hipóteses, Dp seria uma transformação linear de variáveis normais independentes. E, como tal, seria também normalmente distribuída, com média e desvio padrão dados por

$$\mu_{\Delta p}(b) = \frac{100(1+b)}{b} + \frac{100(1+b)}{b} \mu_h - \frac{1}{b} \mu_{q_m} - 100 \quad [5.6]$$

$$\sigma_{\Delta p}(b) = \sqrt{\left[\frac{100(1+b)}{b}\right]^2 \sigma_h^2 + \left(\frac{1}{b}\right)^2 \sigma_{q_m}^2} \quad [5.7]$$

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 [5.3] e [5.2], como

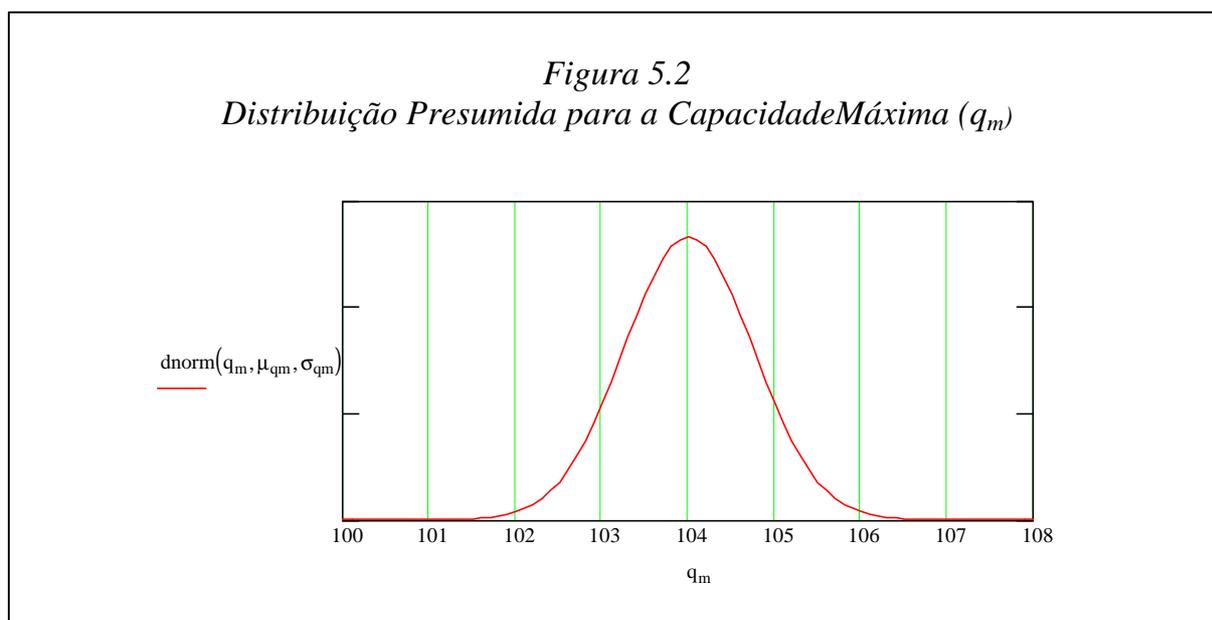
$$D_{exc} = 100 + 100(1+b)h - q_m \quad [5.8]$$

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

$$\mu_{D_{exc}}(b) = 100 + 100(1+b)\mu_h - \mu_{q_m} \quad [5.9]$$

$$\sigma_{D_{exc}}(b) = \sqrt{[100(1+b)]^2 \sigma_h^2 + \sigma_{q_m}^2} \quad [5.10]$$

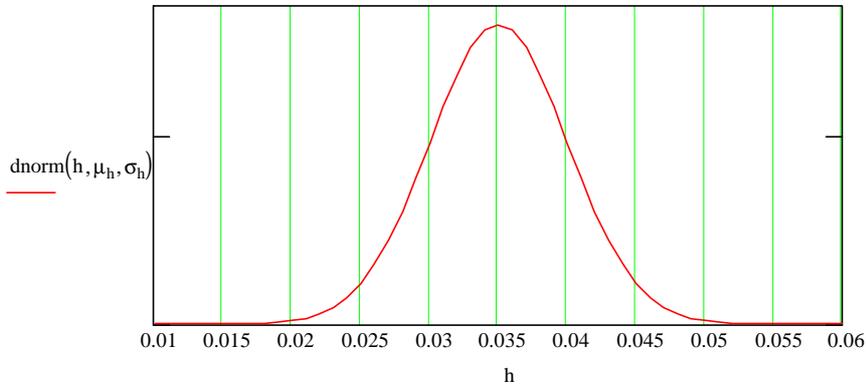
Naturalmente, como explicitado nas equações [5.6], [5.7], [5.9] e [5.10] acima, tanto a distribuição da demanda excedente D_{exc} ao preço inicial, como a distribuição da variação de preço Dp requerida para se eliminar tal excesso, dependem do valor que se atribua ao parâmetro b . Para efeito dos exercícios que se seguem, fez-se a hipótese de que a distribuição de q_m tenha média 104 e desvio padrão igual 0,75, como na Figura 5.2. Isto 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 2001.¹¹ Adotando-se as premissas de que tal distribuição teria uma média 0,035 e desvio padrão 0,005, h seria distribuído como mostrado na Figura 5.3.



A inserção destas hipóteses nas equações [5.6] e [5.7] permite a determinação da média e do desvio padrão de Dp , também em função de b . A mesma inserção pode ser feita nas equações [5.9] e [5.10] para que sejam obtidos os parâmetros da distribuição do excesso de demanda D_{exc} , caso fosse mantido o preço inicial.

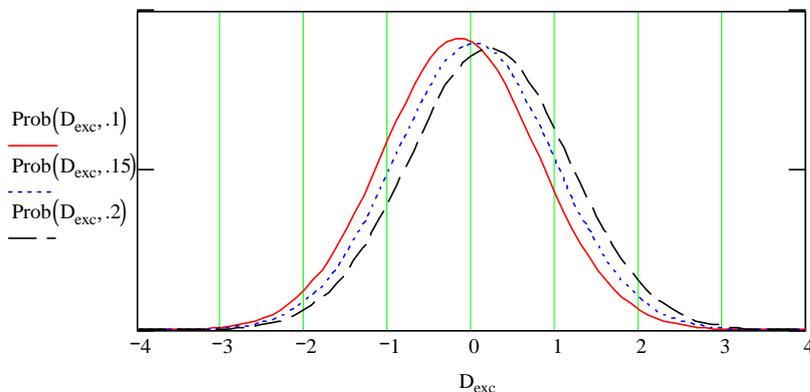
¹¹ Ao contrário do que poderia parecer, isto não significa supor que a elasticidade-renda da demanda é unitária. Substituindo-se a equação [5.2] na [5.3], e derivando-se em relação ao termo $(1+h)$, no ponto em que h é igual a zero, pode-se mostrar que a elasticidade-renda é igual $1+b$. Dados os valores aqui aventados para b , isto significaria elasticidade-renda entre 1,1 e 1,2 no ponto inicial.

Figura 5.3
Distribuição Presumida para h



Esta última distribuição pode ser observada na Figura 5.4, para três valores diferentes de b .¹² 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

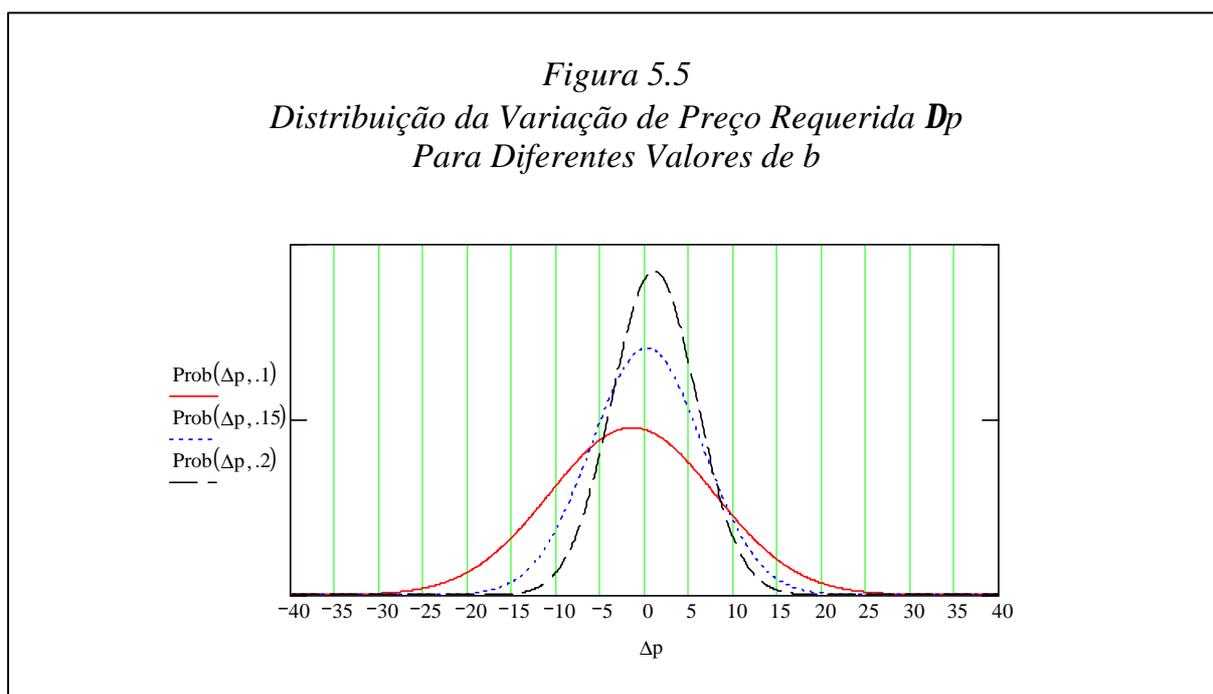
Figura 5.4
Distribuição do Excesso de Demanda D_{exc} Caso Mantido o Preço Inicial, Para Diferentes Valores de b



¹² A sensibilidade desta distribuição a b decorre exatamente do que foi discutido na nota de pé-de-página anterior

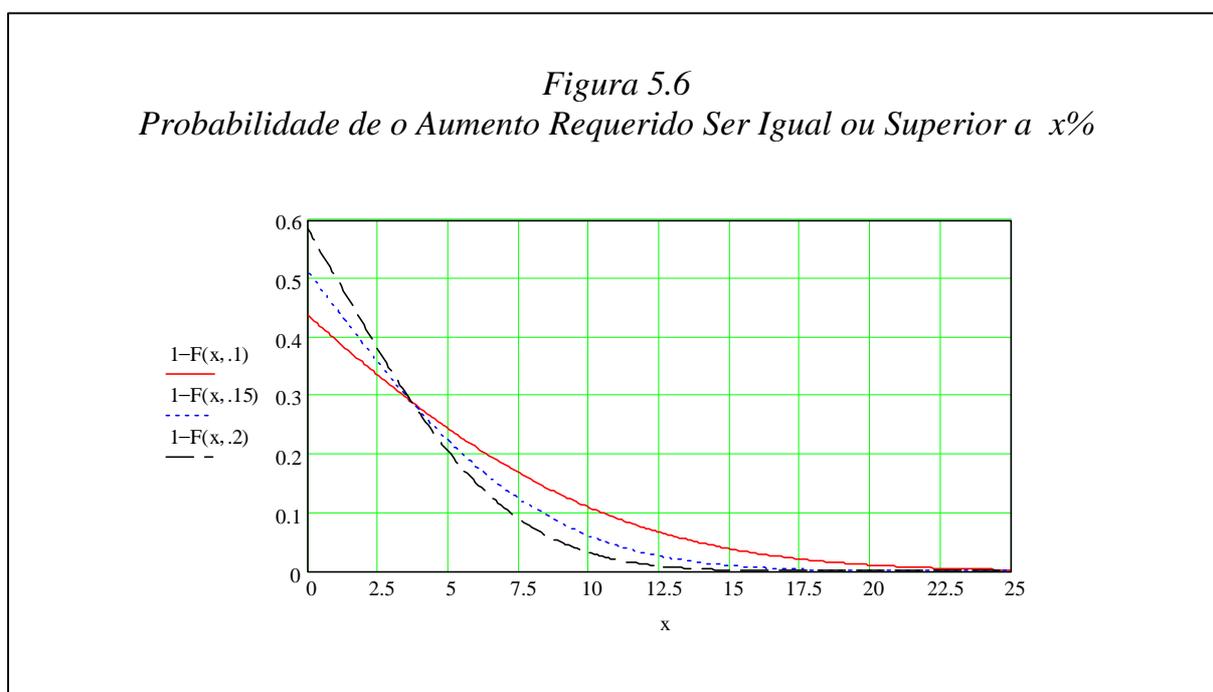
bem mais pessimista do que vem sendo considerado razoável no setor elétrico. Ainda que se tente aferir o risco implícito nestas distribuições de outra forma, o quadro simulado ainda parece um tanto pessimista. Mesmo na distribuição situada mais à esquerda, correspondente ao valor mais baixo de b , seria 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, este 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.

Isto pode afinal ser analisado na Figura 5.5, que mostra a distribuição da variável D_p , a variação de preço requerida 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 demanda à oferta. A comparação das três distribuições da Figura 5.5 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 que $Dp \leq x$, pode-se examinar na Figura 5.6, para os três valores de b , o gráfico da função $1 - F(x)$, ou seja, da distribuição cumulativa decrescente que determina a probabilidade de que o aumento de preço requerido seja superior a um dado x , para valores positivos de x . Constata-se que, no caso em que a demanda é mais inelástica ($b = 0,1$), há menos de 11% de probabilidade de que o aumento de preço requerido seja 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 estes 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 neste modelo de simulação pode estar contribuindo para uma subestimação significativa dos aumentos requeridos de preços. Faz sentido, portanto, verificar quão robustos se mostram estes resultados quando se adota uma especificação isoelástica para a função demanda.

5.1 Simulações com um Modelo com Demanda Isoelástica

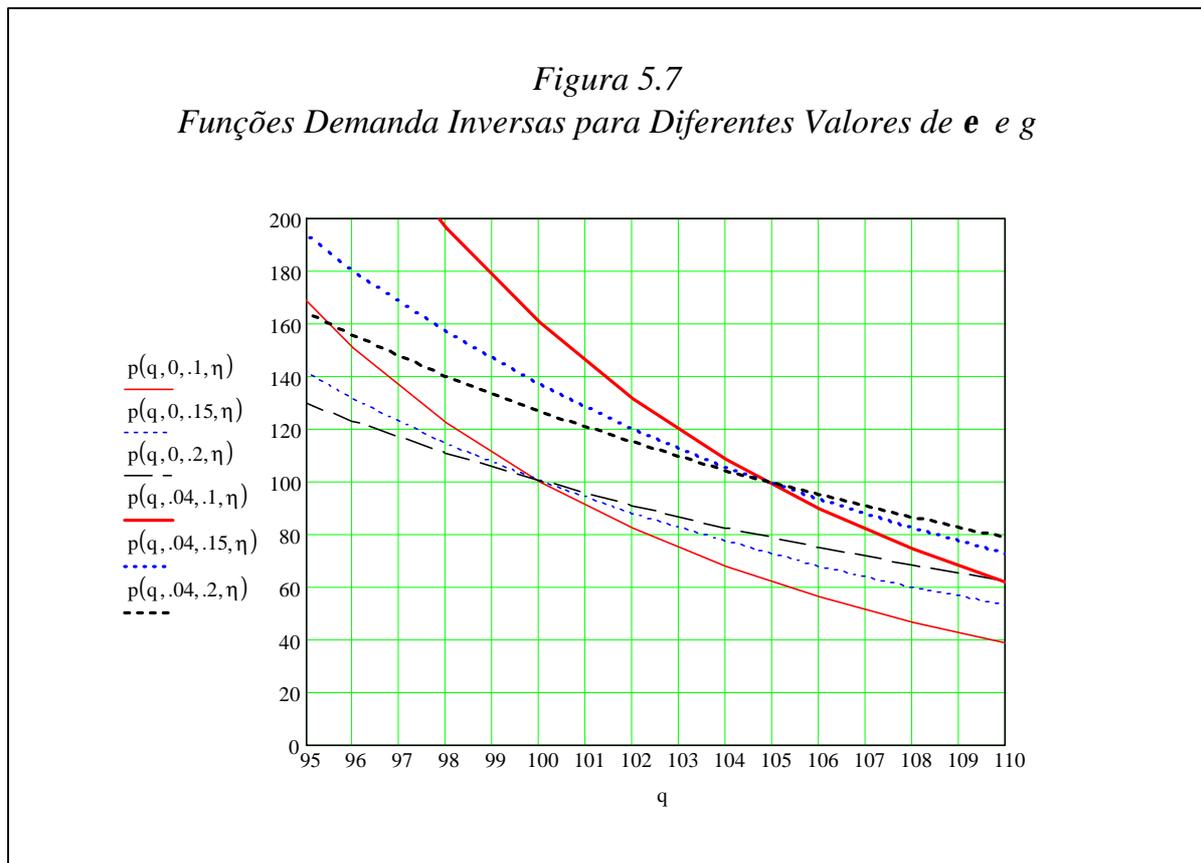
Neste modelo, parte-se de uma função demanda com elasticidades constantes dada por

$$q = c p^{-\epsilon} y^{\eta} \quad [5.11]$$

onde ϵ é a elasticidade-preço e η 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 deste tipo, todas passando por este mesmo ponto inicial, mas cada uma delas com uma elasticidade-preço distinta e com o valor da constante c devidamente ajustado. Se, na equação desta família de funções demanda que tem em comum este 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 $p(q, g, \epsilon, \eta)$. Quando $g = 0$, tem-se o feixe de curvas situado à esquerda do gráfico da Figura 5.7, que têm em comum o ponto inicial em que tanto o preço como a quantidade são iguais a 100. Atribuindo-se à elasticidade-renda η 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 têm em comum um ponto situado à direita do mesmo gráfico. Em cada uma das curvas, tanto em um feixe como noutro, assume-se uma elasticidade-preço diferente. Como no modelo anterior, os três valores (0,1 , 0,15 e 0,2) atribuídos a ϵ pressupõem demanda bastante inelástica.

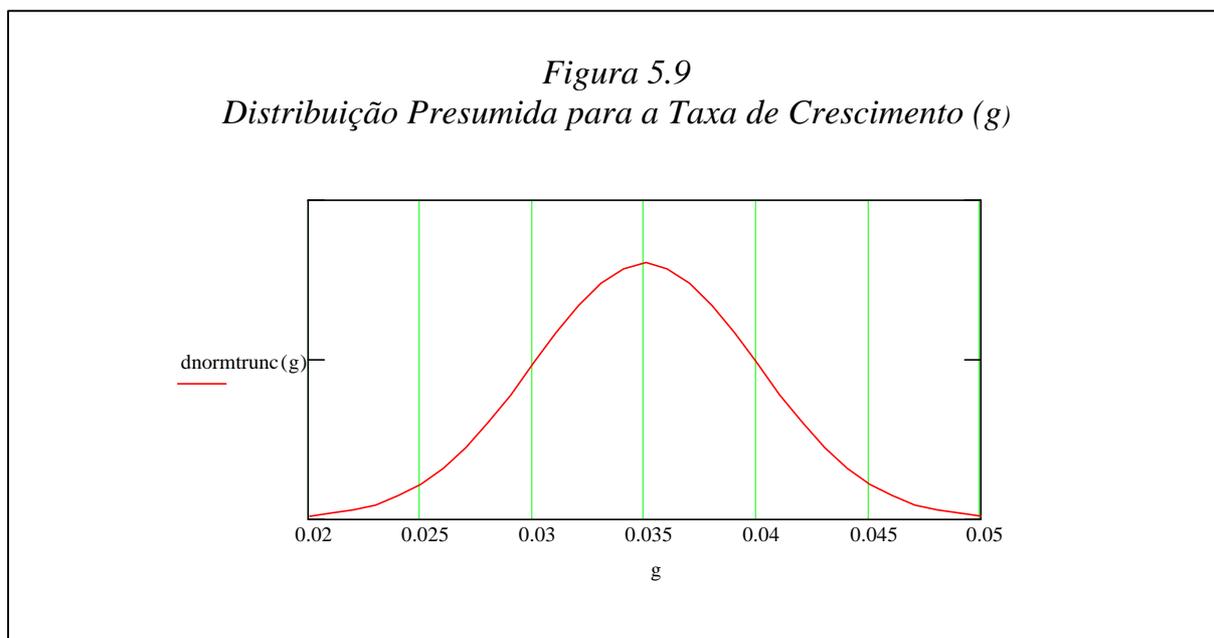
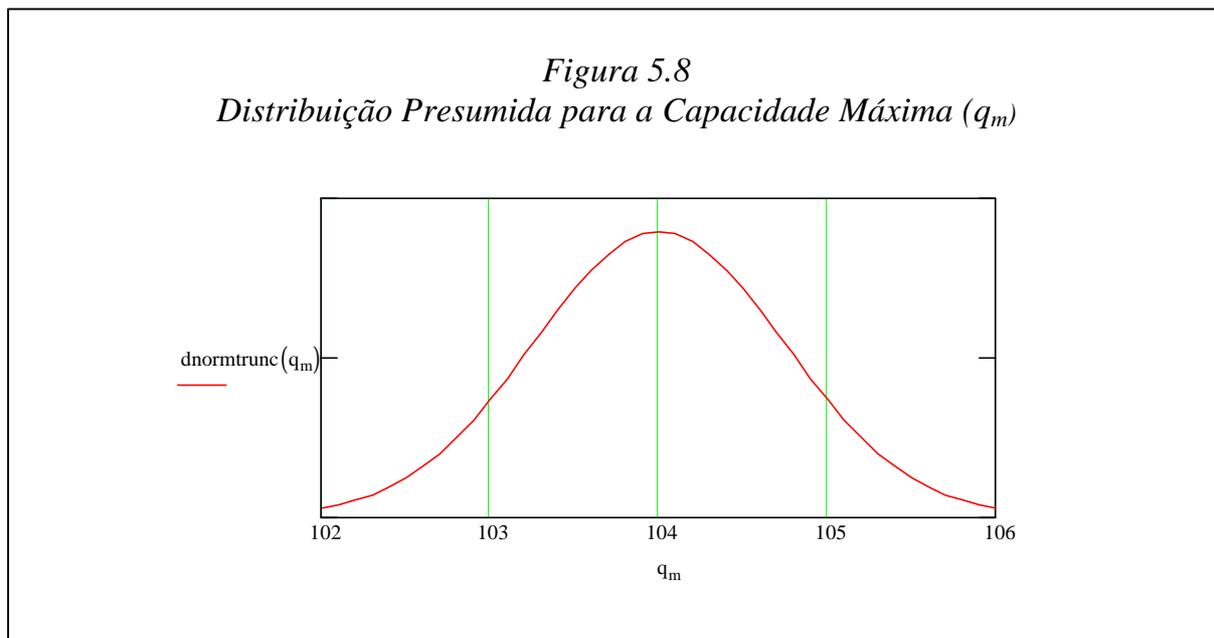
Tal como se fez anteriormente, na discussão do modelo linear, pode-se agora imaginar que, na Figura 5.7, o ponto à esquerda corresponda à situação do ano 2000 e o ponto à direita à demanda esperada em 2001. O que ocorre se, em 2001, a capacidade máxima de oferta q_m disponível no sistema for apenas 103, neste 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 a demanda.



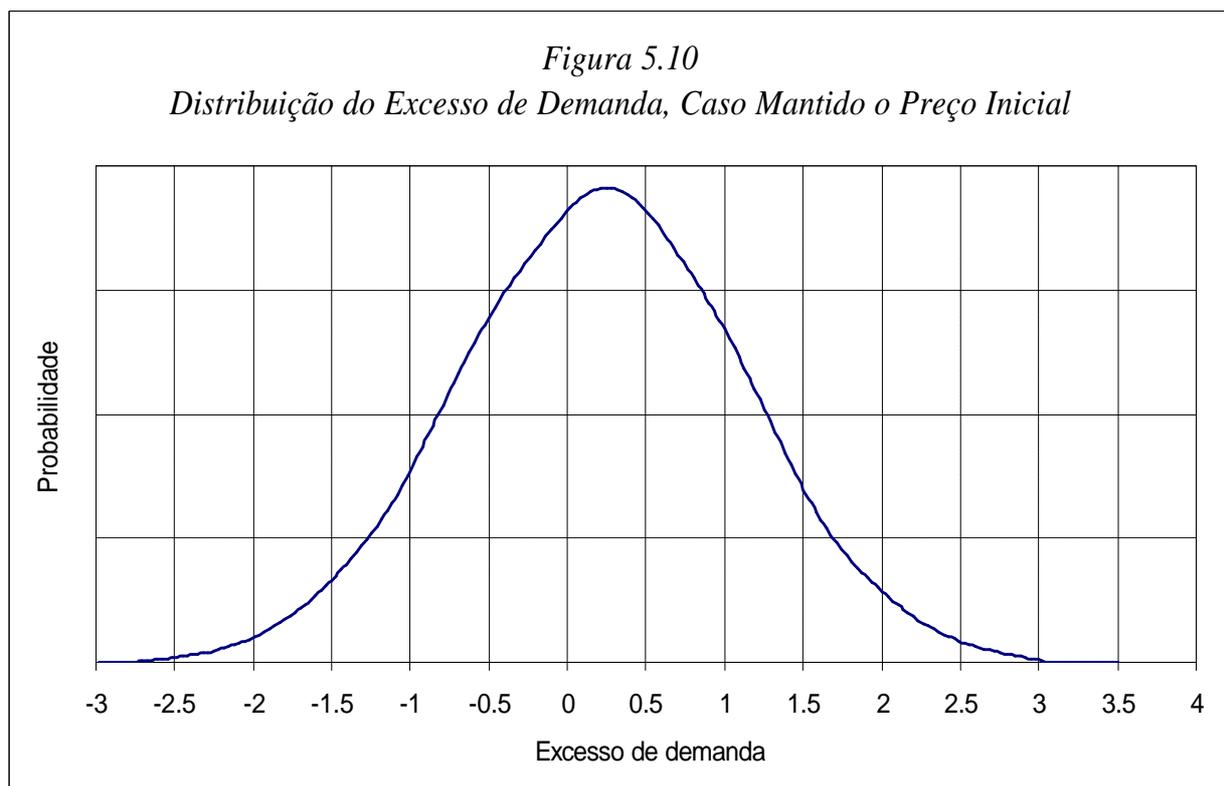
Mais uma vez, a magnitude do excesso de demanda, ao preço inicial, e o aumento de preço requerido para eliminá-lo dependem, de um lado, da real extensão do deslocamento da demanda advindo da expansão do produto agregado e, de outro, da capacidade máxima de oferta q_m efetivamente disponível no sistema 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 destas 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 na Figura 5.8. Isto significa supor que a capacidade em 2001 seria pelo menos 2% maior do que a *demanda 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 na Figura 5.9. Presume-se, portanto, que haja 50% de probabilidade de que a economia cresça a mais de 3,5%.



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

o aumento de preço requerido para eliminar a demanda excedente. Caso q_m e g tenham as distribuições presumidas, como seriam distribuídas estas duas variáveis? Para se responder a esta indagação, é preciso primeiro resolver o modelo, obtendo-se expressões para D_{exc} e Dp em função de q_m e g , semelhantes às equações [5.8] e [5.5] do modelo anterior. E, depois, utilizar tais expressões para simulações de Monte Carlo.

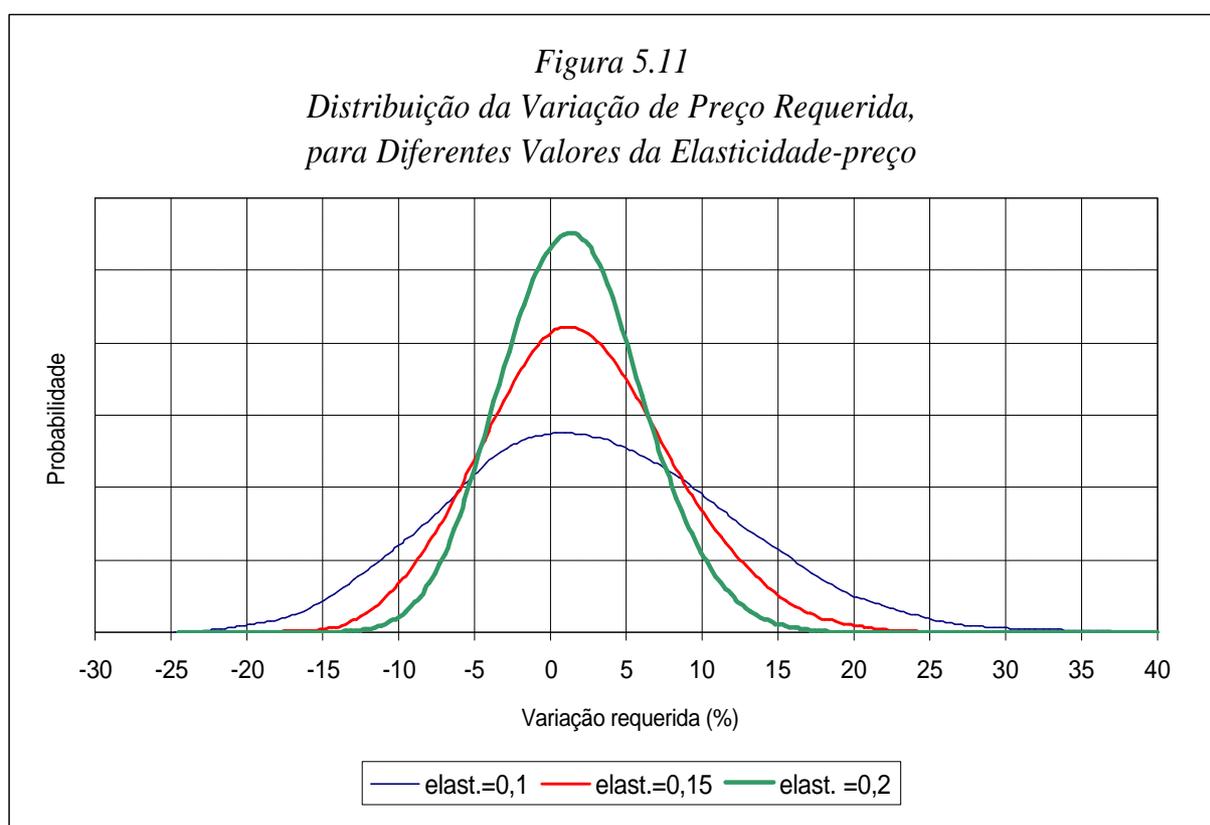


A Figura 5.10 apresenta a distribuição do excesso de demanda gerada por estas simulações. Caso o preço fosse mantido no nível inicial, as premissas adotadas, sobre a incerteza que cerca a taxa de expansão da economia e a capacidade que estará disponível em 2001, levam a uma distribuição em que a probabilidade de ocorrência de excesso de demanda positivo seria de cerca de 59%. E a probabilidade de que o excesso seja superior a 1 (o que corresponderia a 1% da demanda de 2001) seria de aproximadamente 19%.¹³ Mais uma vez, a distribuição traça um quadro mais pessimista do que aparentemente vem sendo vislumbrado no próprio setor elétrico. Mas, como já notado acima, um certo viés pessimista é plenamente justificável quando

¹³ 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.

a questão central é indagar com a necessária prudência qual seria a elevação de preço requerida para se evitar excesso de demanda.

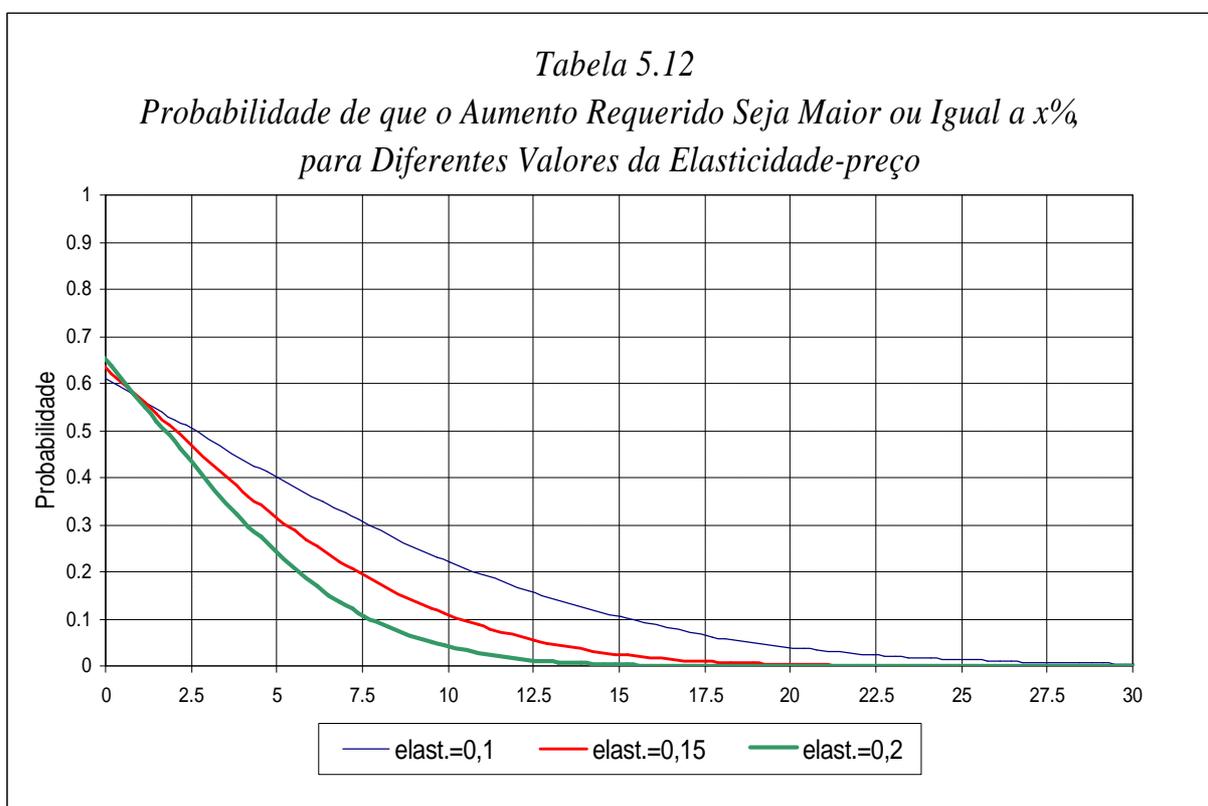
A distribuições da variação requerida de preço, geradas por simulações de Monte Carlo, podem ser examinadas na Figura 5.11. Naturalmente, a mais achatada delas é a que se obtém quando se atribui à elasticidade-preço o valor 0,1. E a que mostra menos dispersão é a que presume demanda mais elástica, com $e = 0,2$. 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, a Figura 5.12 representa 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 se viu acima, ao se analisar a variável D_{exc} , era a probabilidade de ocorrência de excesso de demanda positivo.¹⁴ A

¹⁴ Se as três curvas parecem não partir exatamente do mesmo ponto, no eixo vertical, isto 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.

partir deste ponto, é claro, as curvas convergem para zero tão mais rapidamente quanto mais alta a elasticidade suposta. A probabilidade de que o aumento requerido supere a marca dos 10%, no caso em que se supõe $e = 0,2$, é de cerca de apenas 3%. Mas sobe para pouco mais de 10% quando $e = 0,15$ e chega a cerca de 21% quando $e = 0,1$. No caso da curva mais baixa, é praticamente nula a probabilidade de que o aumento requerido ultrapasse 15%. Mas até a curva mais alta indica uma probabilidade relativamente baixa (aproximadamente 10%) de o aumento ter de ultrapassar este 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 última seção 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 esta 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 têm 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 pico 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.

REFERÊNCIAS

Arnott, R., K. Arrow, A. Atkinson e J. Drèze (orgs.) (1994). *Public Economics, Selected Papers by William Vickrey*, Cambridge: Cambridge University Press.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2000). “Planejamento Anual da Operação Energética, Ano 2000”, Abril, mimeo..

Rees, R. (1984). *Public Enterprise Economics* (2nd edition, LSE Handbook in Economic Analysis Series). Londres: Widenfeld and Nicholson.

Turvey, R. (1970). “Public Utility Pricing and Output under Risk: Comment”, *American Economic Review*, vol. LX, n. 3.

Turvey, R. e D. Anderson (1977). *Electricity Economics*. Baltimore: The Johns Hopkins University Press / The World Bank.

Vickrey, W. (1970). “Responsive Pricing of Public Utility Services”, (1970 Seminar, New England Telephone, mimeo.), incluída na coletânea de artigos do autor organizada por Arnott, Arrow, Atkinson e Drèze (1994).