

AQUISIÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO BRASILEIRO: SIMULAÇÕES DOS EFEITOS DA REGULAÇÃO SOBRE O RISCO DAS DISTRIBUIDORAS

Mônica Barros*

Marina Figueira de Mello

Reinaldo Castro Souza

Instituto de Energia da PUC-Rio (IEPUC)

Rio de Janeiro – RJ

monica.barros@ibge.gov.br

marina@econ.puc-rio.br

reinaldo@ele.puc-rio.br

* *Corresponding author* / autor para quem as correspondências devem ser encaminhadas

Recebido em 06/2007; aceito em 02/2008 após 1 revisão

Received June 2007; accepted February 2008 after one revision

Resumo

O novo ambiente regulatório da energia elétrica no Brasil introduziu grandes mudanças na área de comercialização. Principalmente a adoção dos leilões de compra centralizada nos quais o governo adquire energia para os consumidores cativos. Nesse novo quadro institucional, as distribuidoras têm a responsabilidade de estimar a energia requerida para atendimento de suas áreas de concessão e são punidas caso cometam erros de previsão. As estimativas a menor são mais duramente punidas. Neste trabalho foram feitas simulações dos custos de contratação utilizando como aleatórios os percentuais de contratação da demanda prevista e um modelo de reamostragem do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), empregado no cálculo das punições. Concluiu-se que o sistema é frágil porque modificações no conjunto de usinas considerado pelo software NEWAVE (que determina os CMOs – Custos Marginais de Operação e, indiretamente, os PLDs) levam a resultados muito diferentes no que diz respeito ao valor das punições para uma mesma estratégia de contratação adotada por uma distribuidora.

Palavras-chave: leilões de energia; simulação; regulação econômica.

Abstract

The new regulatory framework in Brazilian electricity sector implemented several changes in the way energy is traded. Energy required by all captive consumers is now centrally purchased by the government. Distributors are only responsible for demand estimation in their concession areas. In case estimations prove wrong, distributors are punished differently for under or overestimations. Underestimations are punished harder. In this paper we simulate energy purchasing costs for a hypothetical utility in which random percentages of the forecasted demand are used. We also develop a resampling scheme for the PLD (Settlement Price), which is used to calculate penalties incurred by utilities. We conclude that, despite a very sophisticated regulatory framework, the system is fragile because changes in the inputs of the *NEWAVE* software (used to calculate the marginal cost of operations (CMO), which directly affects the PLD) yield very different punishment fees for a given (fixed) utility acquisition strategy.

Keywords: energy auctions; simulation; economic regulation.

1. Introdução

A principal modificação introduzida na comercialização de energia pelo governo do presidente Lula foi a centralização das aquisições. A CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada para desempenhar o papel de única compradora em nome dos consumidores cativos. A partir da nova regulamentação (Decreto 5163 de 30/07/2004), as distribuidoras ficaram limitadas a informar os montantes necessários para suas áreas de concessão.

Numa abordagem superficial do problema poderia parecer que o risco das distribuidoras havia sido consideravelmente reduzido. Antes, as distribuidoras eram responsáveis por viabilizar projetos de geração. Era sua a responsabilidade de fazer as aquisições em volume suficiente para atender à demanda de suas áreas de atuação. Isso era muito arriscado porque a atração de investidores era difícil. Nenhum projeto novo conseguia obter financiamento sem um contrato de longo prazo de aquisição da energia gerada. Entretanto, para as distribuidoras, oferecer esse contrato para um empreendedor novo significava abrir mão da aquisição de energia mais barata, quando esta estivesse disponível, o que ocorria frequentemente.

Além disso, como as distribuidoras trabalhavam isoladamente, cada uma cuidando de prover energia para a sua própria área de concessão, não havia meios para viabilizar os projetos grandes, ditos *estruturantes*, que poderiam ampliar a oferta de forma significativa.

Naquela ocasião, com o objetivo de apoiar as distribuidoras em sua missão de viabilizar os novos investimentos, o regulador autorizou-lhes o repasse dos custos de aquisição incorridos para os consumidores finais. Esta garantia foi mal utilizada por algumas distribuidoras que fizeram contratos de longo prazo com empresas geradoras de seu próprio grupo econômico, redirecionando os lucros para o segmento de geração, que não era regulado. A crise por que passou o setor elétrico em 2001 e o racionamento trouxeram à tona essas inadequações.

O modelo regulatório pós-acionamento resolveu a questão do risco para as distribuidoras apenas aparentemente. De fato, elas devem apenas informar de forma precisa qual o consumo previsto para sua área de concessão para os cinco anos subsequentes, e depois não têm mais quaisquer responsabilidades acerca da disponibilidade da energia. Este risco foi transferido para o governo federal, para o regulador, para os geradores que garantem o fornecimento e, em última instância, para a sociedade como um todo. Com base no somatório da carga estimada pelas distribuidoras, o Ministério das Minas e Energia providencia as aquisições.

No novo modelo, as distribuidoras informam as cargas necessárias para suas áreas de concessão e são punidas caso os montantes contratados sejam diferentes da demanda de sua área de concessão. A distribuidora não informa apenas o montante que será necessário adquirir, ela deve também definir em quais leilões isto deve ser feito preferencialmente. Assim, toma duas decisões importantes envolvendo riscos, com efeitos sobre seu lucro:

- **Primeira decisão:** *Quanto encomendar a cada leilão individual?*
- **Segunda decisão:** *Como estimar a encomenda total e distribuí-la por cada um dos 60 meses subsequentes?*

É fácil compreender porque as duas decisões são arriscadas. Na medida em que não sabe qual será o preço final dos leilões, a distribuidora formula hipóteses sobre seu provável resultado para embasar a decisão de quanto encomendar. No período 2004-2006 beneficiaram-se as distribuidoras atendidas preferencialmente com energia comercializada

nos leilões de energia existente. Entretanto, essa decisão de quanto solicitar a cada leilão é severamente restrita pela difícil compatibilização dos produtos comercializados, em termos de quantidades e prazos com os montantes descontratados no mesmo período.

Também, na medida em que não sabem qual vai ser o preço ou o consumo futuro de sua área de concessão, as distribuidoras fazem previsões dos seus mercados para apoiar as encomendas. No futuro próximo, em consequência da implantação do novo modelo regulatório, os custos de aquisição de todas as concessionárias convergirão para um mesmo valor: o custo médio das aquisições feitas pelo regulador nos leilões em seu nome. Em muitos casos, esse valor será diferente do custo anterior de aquisição e acarretará mudanças nos preços. A mudança nos preços provocará alterações nas quantidades demandadas de difícil previsão, significando risco. Tais mudanças não serão apenas nos níveis absolutos das tarifas, mas também em termos relativos, pois subsídios ao consumo industrial vêm sendo progressivamente eliminados, tornando o consumo domiciliar mais barato.

Este artigo apresenta uma simulação de contratação em leilões procurando minimizar as perdas decorrentes das penalidades por super ou subcontratação para o período 2007 a 2011 para uma distribuidora hipotética. A solução deste problema não é simples, pois existem diversas componentes aleatórias que afetam o custo de contratação e as penalidades associadas, dentre elas: a demanda a ser realizada no futuro e as condições hidrológicas futuras. Estas últimas são um dos principais determinantes do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, empregado no cálculo de penalidades e que apresenta alta volatilidade.

2. Previsão da Demanda

A decisão da distribuidora de quanto encomendar a cada leilão depende de uma estimativa de sua demanda para os cinco anos subsequentes. Deve-se considerar não apenas a possível trajetória do preço da eletricidade na área de concessão, mas também muitas outras variáveis que afetam o consumo. Idealmente, esta avaliação deveria ser feita em separado para cada classe de consumidores, considerando-se todas as variáveis que afetam aquela classe. Variações na base de consumidores, no nível e distribuição da renda, nos estoques e preços dos equipamentos e eletrodomésticos, nas possibilidades de substituição, deveriam ser cuidadosamente consideradas em cada caso.

Neste trabalho, ajustamos um modelo preliminar para a evolução do consumo total anual de energia de uma distribuidora hipotética da região sudeste. No modelo empregaram-se como variáveis explicativas, o próprio consumo com defasagem de um ano, o PIB do estado em que está situada a concessionária em questão, os preços do gás e energia elétrica, deflacionados, e uma variável de intervenção para o racionamento de 2001/2002.

As projeções desse modelo serão empregadas nas simulações da seção 4. Especificamente, a média e o desvio-padrão das projeções a cada ano serão utilizados como parâmetros da distribuição da demanda prevista no modelo de simulação apresentado.

3. Modelo de Simulação do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

No caso de um sistema puramente térmico, a decisão de operação é bastante simples. O despacho das usinas é feito por ordem de mérito, da mais barata até a mais cara, até que a demanda seja atendida. O custo marginal de operação é o custo da entrada em operação da

usina mais cara em cada instante de tempo, e não são necessárias quaisquer hipóteses sobre o comportamento dos custos futuros.

No sistema hidrotérmico brasileiro, o custo marginal de operação é matematicamente obtido da mesma forma que no caso puramente térmico, ou seja, é equivalente ao multiplicador de Lagrange associado à restrição de atendimento à demanda. Mas, no despacho hidrotérmico, a função de custos é dada pela soma da função de custo imediato e custo futuro. Isso porque, uma excessiva geração hidroelétrica hoje, que tem custo zero, pode significar um alto custo futuro com geração térmica caso os reservatórios fiquem muito baixos. Este fato faz com que o custo marginal represente a variação de custo devido ao acréscimo de geração térmica no estágio atual somado a variação de custo devido ao acréscimo ou decréscimo de geração térmica nos estágios posteriores (função de custo futuro).

Assim, no sistema brasileiro, a disponibilidade, ou a capacidade de geração das usinas hidráulicas num dado instante de tempo depende das afluições ocorridas até aquele instante e das decisões operativas já tomadas, ou seja, decisões associadas ao despacho hídrico, térmico, vertimentos, déficits de energia e intercâmbios energéticos entre submercados. Logo, o custo mínimo num dado horizonte de tempo deve levar em consideração diferentes cenários de afluição que, por sua vez, levam a diferentes decisões operativas.

O modelo *NEWAVE* calcula a política ótima de operação do sistema, considerando custos presentes e futuros. Normalmente, emprega-se um horizonte de 5 anos, em base mensal, e séries de afluições estocásticas geradas através de modelos conhecidos como PAR(p) (Modelos Autorregressivos Periódicos de Ordem p). Numa simulação típica realizada através do sistema *NEWAVE* são geradas 2000 séries temporais de afluições para todo o período de estudo, isto é, para o período de 60 meses em que os custos totais de operação são calculados. A predominância de usinas hidroelétricas no parque gerador brasileiro torna a questão da aleatoriedade das vazões importante no problema de otimização do custo total de operação no horizonte de tempo considerado, pois o custo futuro é função de afluições futuras, aleatórias, enquanto o custo imediato é função do despacho atual das usinas térmicas e hidráulicas, este último considerado zero. Deve-se notar, no entanto, que este custo marginal só será zero (correspondendo ao custo da água, ou seja, da geração hidráulica), em situações de reservatórios cheios no presente e no futuro, isto é, decorrentes de séries de afluição com hidrologia muito favorável.

O programa *DECOMP* também procura obter uma operação ótima do sistema hidrotérmico, mas num horizonte de tempo mais curto. O *DECOMP* resolve o problema do planejamento da operação no curto prazo de um sistema hidrotérmico. Ele desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do *NEWAVE* na etapa anterior. Suas principais características são o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo *NEWAVE*, os resultados são discretizados para o primeiro mês através do uso do *DECOMP*. Em seguida, define-se O PLD semanal, que é indiretamente baseado no Custo Marginal de Operação, mas situa-se num intervalo de variação limitado definido anualmente pelo regulador. Por exemplo, em 2007, o PLD esteve restrito ao intervalo (R\$ 17,59 por MWh a R\$ 534,50 por MWh).

O PLD semanal não é objeto do nosso estudo, pois é empregado apenas nas transações de curto prazo realizadas no mercado livre (não regulado). As punições no mercado cativo (objeto do nosso estudo) são calculadas a partir de uma média anual dos PLDs mensais. As penalidades às distribuidoras por sub ou sobrecontratação de energia são aplicadas utilizando

um PLD anual que é média ponderada dos valores mensais que vigoraram nos 12 meses anteriores. A ponderação leva em conta a sazonalidade da distribuição do consumo ao longo do ano.

O PLD influencia o valor das punições, entre outras razões, porque a energia comprada a menor tem que ser adquirida no mercado à vista cujo preço é determinado pelo PLD. Do mesmo modo, os excedentes devem ser vendidos no mercado à vista. Como as condições de repasse desses valores para os consumidores, definidas no Decreto 5163 de 30/07/2004, não garantem a igualdade, surgem as punições e prêmios a que estão sujeitas as distribuidoras.

Nesse trabalho, o PLD médio anual, utilizado como base de cálculo para as punições, é simulado por meio de um algoritmo em quatro passos descrito abaixo:

- Passo 1)* Estimação dos fatores sazonais mensais da série de carga de energia do subsistema onde se localiza a concessionária (Sudeste, neste caso).
- Passo 2)* Estimação pelo *NEWAVE* dos CMOs do subsistema em questão no período 2007 a 2011.
- Passo 3)* Obtenção de 2000 realizações da série de PLD médio de cada ano.
- Passo 4)* Reamostragem das 2000 séries de PLD de 2007 (e das 2000 de 2008, e das 2000 de 2009 e etc...) de forma a permitir que o PLD seja inserido como uma componente aleatória no modelo.

Passo 1) O resultado da estimação dos fatores sazonais mensais da série de carga de energia do subsistema onde se localiza a concessionária são 12 fatores sazonais multiplicativos baseados na carga desta região. Estes fatores sazonais foram calculados ajustando-se um modelo de amortecimento exponencial Holt-Winters multiplicativo à carga de energia do subsistema sudeste empregando-se dados mensais a partir de março de 2002 (após o período do racionamento).

O objetivo desta escolha foi obter pesos a serem aplicados a cada um dos PLDs mensais. Certamente, este procedimento não é único. Poderiam ter sido escolhidos outros fatores de ponderação para a criação de um PLD médio anual. A racionalidade na escolha destes fatores sazonais a partir da carga foi: a carga é alta nos meses de verão (e assim os fatores sazonais são altos nesses meses). Ao mesmo tempo, o PLD tende a ser baixo nos meses de verão, e assim a ponderação escolhida introduz um viés de baixa no cálculo do PLD médio anual.

Outra opção, também razoável, teria sido escolher os fatores sazonais obtidos das séries do PLD. Duas dificuldades emergem: não existe uma única série de PLD, mas 2000 séries geradas. Além disso, mesmo que fosse escolhido um “representante” dentre estas 2000 séries (por exemplo, a mediana) e, a partir desta, calculados os fatores sazonais, este procedimento tenderia a elevar substancialmente a estimativa do PLD médio anual, pois os fatores sazonais dos PLDs dos meses “secos” (no inverno) seriam bastante superiores àqueles dos meses do período úmido.

Passo 2) Estimação pelo *NEWAVE* dos CMOs do subsistema em questão (Sudeste, neste caso) no período 2007 a 2011. Empregou-se o *deck* padrão da CCEE referente ao mês de fevereiro de 2007. Neste trabalho usa-se a expressão consagrada “*deck* do *NEWAVE*” para designar o conjunto de entradas (usinas, carga prevista, preços, etc.) consideradas para a apuração dos Custos Marginais de Operação do sistema em cada período. Esse conjunto varia porque novos empreendimentos podem entrar em operação ou ter sua capacidade

ampliada ou reduzida. Também, as usinas podem ser incluídas ou excluídas em função da disponibilidade de matérias-primas, por exemplo.

São geradas nesta etapa 2000 séries de CMO para cada um dos 58 meses subsequentes: mar/2007, ..., dez/2011. Os CMOs empregados nesta análise são os relativos ao segundo patamar de carga (carga média), que geralmente correspondem ao patamar de maior duração num mês.

Passo 3) Obtenção de 2000 realizações da série de PLD médio de cada ano através de:

$$PLD_i = \frac{w_1 CMOrestr_{1i} + w_2 CMOrestr_{2i} + \dots + w_{12} CMOrestr_{12,i}}{12} \quad (1)$$

onde $i = 2007, 2008, \dots, 2011$, e

$w_1 =$ é o fator sazonal do mês de janeiro (constante em todos os anos)

$w_2 =$ é o fator sazonal do mês de fevereiro (constante em todos os anos)

$w_{12} =$ é o fator sazonal do mês de dezembro (constante em todos os anos)

$CMOrestr =$ CMO restrito ao intervalo (17,59, 534,50), ou seja, é o CMO de cada mês sujeito às restrições que o PLD deve observar. Por simplificação supomos que estes limites (R\$ 17,59/MWh e R\$ 534,50 por MWh) estão fixos ao longo de todo o período 2007 a 2011.

Passo 4) As 2000 séries de PLD de 2007 (e as 2000 de 2008, as 2000 de 2009 e etc...) são reamostradas para uso no modelo de simulação da próxima seção permitindo que o PLD seja inserido como uma componente aleatória no modelo. É importante notar que não foi feita qualquer hipótese sobre a distribuição de probabilidade desta variável, estamos usando a sua distribuição empírica, ou seja, reproduzindo o comportamento dos dados gerados no passo 3) acima. O processo de reamostragem consiste em amostrar com reposição os dados já observados, permitindo ampliar o tamanho da amostra original sem alterar suas características essenciais. Desse modo, após o *bootstrap*, as 2000 séries de PLD em cada ano geram amostras de PLD tão grandes quanto o necessário para uso do modelo de simulação.

De forma a preservar a dependência temporal contida nos CMOs gerados pelo modelo *NEWAVE*, o modelo de reamostragem utiliza, numa dada simulação, a MESMA série gerada pelo *NEWAVE* para os anos de 2007 a 2011. Por exemplo, se numa dada simulação, a série sorteada tenha sido a k -ésima das 2000 séries de CMO, o PLD médio de 2007 é calculado a partir dos CMOs gerados em 2007 para esta mesma k -ésima série, o PLD médio de 2008 também emprega os CMOs desta k -ésima série e assim sucessivamente até 2011, ou seja, não se empregam séries diferentes para o cálculo do PLD médio em 2007 e nos anos posteriores. Isso preserva a dependência temporal existente entre os CMOs no cálculo do PLD médio, pois sabemos que algumas séries resultam em CMOs consistentemente altos ao longo do tempo, e é desejável que esta característica seja mantida no cálculo do valor médio anual.

Os PLDs simulados no período 2007 a 2011 exibem alta variabilidade e portanto, considerá-los como fixos (não aleatórios) nos modelos de simulação das quantidades contratadas seria uma simplificação excessiva do problema, que poderia mascarar uma componente importante do risco.

As Figuras 1 a 5 a seguir apresentam os histogramas das distribuições simuladas (a partir do processo de reamostragem) dos PLDs médios dos anos 2007 a 2011. Estas distribuições são

altamente assimétricas, com a prevalência de preços baixos em 2007 e aumento gradual de preços a partir de 2008, coincidindo com uma situação de incerteza sobre a oferta de energia no período. Depois de 2009, as distribuições empíricas dos PLDs são claramente bimodais, indicando duas situações distintas, envolvendo ou não déficit de energia (acionamento).

É importante mencionar que estes resultados foram obtidos a partir dos CMOs gerados no “deck” do *NEWAVE* de Fevereiro de 2007. A partir de Janeiro de 2007, os “decks” de entrada do *NEWAVE* tornaram-se mais “realistas”, desconsiderando as usinas térmicas que não tinham garantia de gás suficiente para despacho caso solicitadas pelo ONS – Operador Nacional do Sistema. Isso evidenciou a escassez de gás natural no Brasil, e provocou um sensível aumento nos CMOs projetados pelo *NEWAVE*.

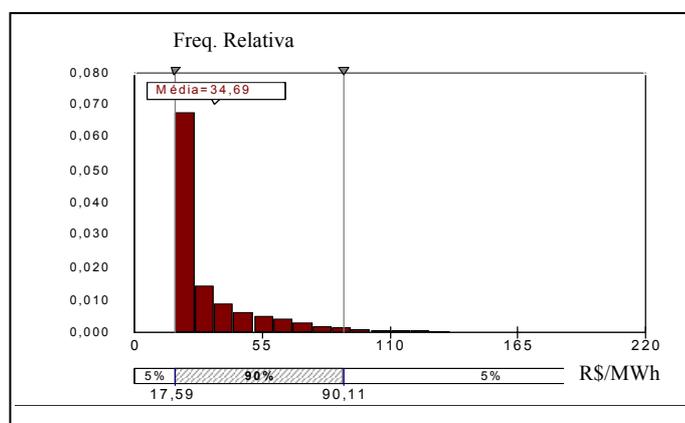


Figura 1 – Distribuição do PLD Médio em R\$ por MWh – 2007.

O valor médio do PLD (em R\$ por MWh) simulado em 2007 está em R\$ 34,69, e o valor mediano é cerca de R\$ 22. O desvio padrão é alto, da mesma ordem de grandeza da média e mediana, mas 95% dos valores situam-se abaixo de R\$ 90, bastante inferiores ao limite máximo do PLD do ano.

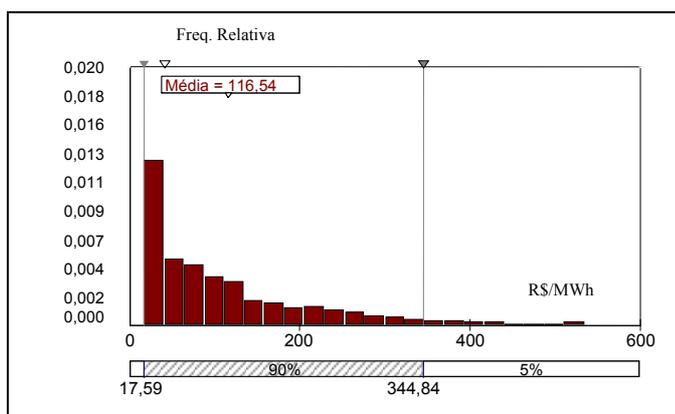


Figura 2 – Distribuição do PLD Médio em R\$ por MWh – 2008.

O valor máximo do PLD simulado em 2008 alcança o limite superior. A média é cerca de R\$ 117 por MWh, e o desvio padrão R\$ 108/MWh. Nota-se claramente a existência de valores extremos com maior frequência que na distribuição simulada do ano anterior.

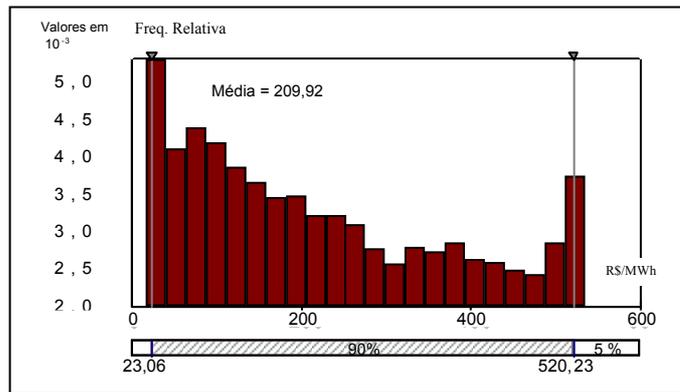


Figura 3 – Distribuição do PLD Médio em R\$ por MWh – 2009.

O PLD máximo simulado em 2009 novamente alcança o valor limite. A média alcança cerca de R\$ 210/MWh e o desvio padrão R\$ 155/MWh. A mediana atinge R\$ 169/MWh.

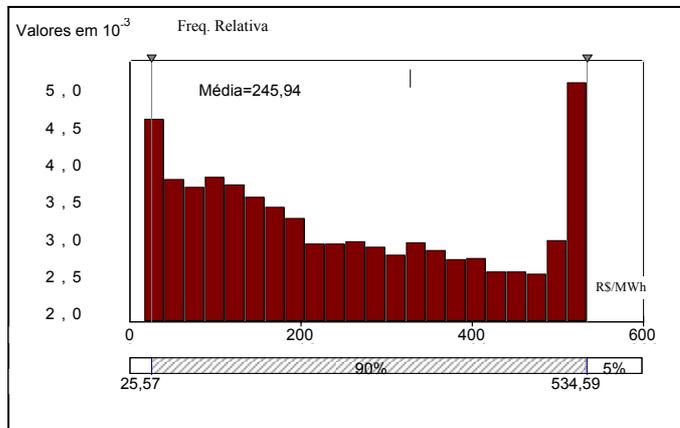


Figura 4 – Distribuição do PLD Médio em R\$ por MWh – 2010.

O PLD máximo simulado em 2010 novamente alcança o valor limite. A média é aproximadamente R\$ 246/MWh e o desvio padrão R\$ 167/MWh. A mediana atinge R\$ 207/MWh.

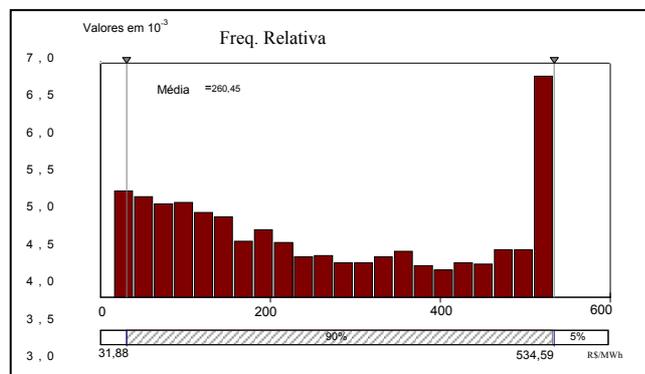


Figura 5 – Distribuição do PLD Médio em R\$ por MWh – 2011.

O PLD máximo simulado, a exemplo do ocorrido a partir de 2008, alcança o valor limite. A média é aproximadamente R\$ 260/MWh e o desvio padrão R\$ 177/MWh. A mediana atinge R\$ 219/MWh.

4. Modelo de Simulação dos Custos de Contratação

Foi construído um modelo de simulação para o custo anual de contratação de energia no período 2007 a 2011 como função dos seguintes fatores:

- Percentual de contratação da demanda estimada no ano;
- Previsão de demanda (MWh);
- Desvio padrão da previsão de demanda;
- Demanda realizada (MWh);
- Valor de Referência (R\$/MWh); O VR – Valor de Referência definido na regulação vem a ser a média ponderada dos preços obtidos nos leilões de energia nova. (Ver artigo 34 do Decreto 5163 de 30/07/2004).
- Mix da Empresa (R\$/MWh); O Mix da empresa é a média dos custos de aquisição de energia ponderada pelas quantidades adquiridas nas diferentes modalidades: leilões de energia nova ou existente, contratos bilaterais e outros.
- PLD médio anual (R\$/MWh).

O modelo de simulação foi implementado em Excel usando o suplemento *@Risk* da *Palisade Corporation*. Este suplemento permite a geração de variáveis aleatórias com diversas distribuições, contínuas ou discretas, e sua simulação. O modelo de simulação desenvolvido aqui envolve previsões cinco anos à frente. As três variáveis de entrada do modelo de simulação (percentuais de contratação, PLDs médios e demandas realizadas) são simuladas em bases anuais para os anos 2007 a 2011, totalizando 15 variáveis aleatórias de entrada no modelo. Estas variáveis, quando combinadas entre si e com os outros fatores determinísticos listados acima, produzem custos simulados para o período 2007 a 2011 e um custo total do período. Estes custos são as variáveis “dependentes”, ou “saídas” do modelo.

O percentual de contratação da demanda estimada no ano que minimiza o custo é a variável que idealmente procuraríamos otimizar. Ela representa o percentual de contratação ideal a cada ano, de tal forma que o custo total num período especificado seja mínimo. Para uso na

simulação, tomou-se o percentual de contratação como uma variável aleatória Uniforme no intervalo 0,95 a 1,1, ou seja, em cada ano pode-se contratar algum valor entre 95% e 110% da demanda prevista pelo modelo mencionado na seção 2. Considerou-se este intervalo de percentuais de contratação como bastante adequado em situações reais, já que o atual modelo do setor impõe penalidades às distribuidoras por erros de previsão bem menores em termos percentuais quando a previsão é exagerada. Por exemplo, o “não-repasse” aos consumidores por sobrecontratação ocorre sempre que o percentual de contratação ultrapassar 103% da demanda realizada.

A previsão de demanda é o valor estimado para a concessionária hipoteticamente concebida. Trata-se de um valor fixado (determinístico) na nossa simulação, que foi encontrado a partir do modelo postulado na seção 2. O mesmo ocorre com o desvio padrão da previsão.

Até que a demanda realizada seja efetivamente observada, nada poderíamos dizer sobre o fato da empresa estar sub ou sobrecontratada. Para que possamos criar um modelo de simulação, é necessário que esta variável seja considerada como uma variável aleatória, e possa ser simulada. Qual a distribuição apropriada? Os modelos usuais poderiam sugerir a distribuição Normal, com média igual à demanda prevista e desvio-padrão igual ao desvio-padrão de previsão, ambos usados como dados de entrada no modelo de simulação.

No entanto, preferimos adotar outra escolha, uma distribuição Normal truncada à esquerda num ponto x_0 situado abaixo da média da distribuição Normal original. Qual o objetivo desta decisão? Eliminar valores inferiores ao ponto de truncamento x_0 , e, portanto, forçar a simulação das demandas realizadas a produzir valores mais elevados. Como as punições são assimétricas, e as subestimativas na contratação são punidas com mais rigor que as sobreestimativas, este procedimento, mantidos todos os outros fatores constantes, aumenta o risco de subcontratação de uma empresa, evidenciando os efeitos de um possível aumento imprevisto na demanda.

Assim, a demanda realizada será sempre maior ou igual a x_0 . Neste trabalho adotamos a premissa de truncar a distribuição da demanda realizada em 95% da média prevista. O resultado deste truncamento é introduzir um viés “de alta” tornando admissíveis apenas as cargas acima de 95% do valor originalmente previsto.

O valor de referência foi tomado como determinístico e igual a R\$ 84,58/MWh (corresponde ao valor fixado pela Aneel em outubro de 2006 para o ano de 2007 (R\$ 77,70) corrigido pelo IPCA do período entre janeiro de 2005 e dezembro de 2006).

O “mix” da empresa foi postulado em R\$ 86,70/MWh para todo o período considerado. Este valor é uma estimativa feita pelos autores dos custos médios das compras realizadas nos leilões de energia entre 2004 e 2006.

O PLD médio anual (em R\$/MWh) é aleatório e simulado a partir das 2000 séries geradas pelo *NEWAVE* usando o “deck” de Fevereiro de 2007, construído da forma descrita na seção anterior.

Deve-se notar que os custos anuais de contratação são variáveis aleatórias, pois são funções de variáveis aleatórias e de constantes. O custo anual de contratação é formado a partir das seguintes componentes:

- Custo de aquisição da energia;
- Perda por não repasse aos preços dos custos de aquisição (caso de subcontratação);
- Multa por subcontratação;
- Custo da sobrecontratação (acima de 103% da demanda).

Ou seja, o custo anual de contratação é formado por quatro componentes, uma delas a própria contratação de energia e as outras três penalidades por sub ou sobrecontratação. Não foram consideradas as punições no intervalo entre 100% e 103% da demanda. Nesse intervalo, o distribuidor tem direito de repassar a sobrecontratação para os preços cobrados aos consumidores. Deve também vender o excesso de energia no mercado à vista e descontar do repasse feito aos consumidores, as receitas obtidas. Essa punição é, portanto, neutra para a geração de lucros para a distribuidora, o que não ocorre com as demais.

A perda por não repasse no caso de subcontratação é definida como:

$$F_1 = \{PLD - \min(PLD, VR)\} \cdot (q_{sub}) \quad (2)$$

Essa fórmula representa as mais importantes componentes das punições da regulação. Ela não considera todas as nuances para evitar complicar desnecessariamente o argumento.

Onde PLD e VR são, respectivamente, o Preço de Liquidação de Diferenças Médio e o Valor de Referência, e q_{sub} é a quantidade contratada ABAIXO de 100% da demanda realizada. Esta perda ocorre porque a energia que falta para atender o consumo é adquirida ao preço PLD, e na eventualidade deste estar “alto”, o repasse aos consumidores é feito a um custo mais baixo, pelo Valor de Referência. A diferença, se existente, torna-se um custo extra a ser assumido pela concessionária. Note que, da maneira como esta penalidade F_1 foi definida acima, ela é sempre NÃO NEGATIVA, implicando num aumento de custos para a concessionária.

A multa por subcontratação de energia é definida por:

$$F_2 = \max(PLD, VR) \cdot (q_{sub}) \quad (3)$$

Onde as quantidades são as mesmas que na expressão (2). Nota-se que F_2 é, assim como F_1 , uma quantidade NÃO NEGATIVA, e ambas implicam no aumento do custo de aquisição de energia.

Outra penalidade incide sobre a distribuidora no caso de sobrecontratação acima de 103% da demanda realizada. Esta não é uma “penalidade” no sentido literal, mas um custo adicional que não é repassado à tarifa dos consumidores, e calculado através de:

$$F_3 = (q_{sobre}) \cdot (MIX - PLD) \quad (4)$$

Onde q_{sobre} é a quantidade sobrecontratada ACIMA de 103% da demanda realizada no ano, MIX é o custo médio de aquisição da distribuidora e PLD o Preço de Liquidação das Diferenças. Ao contrário das quantidades F_1 e F_2 , F_3 poderá ser negativa (implicando em diminuição no custo) sempre que o PLD exceder o custo da distribuidora, indicando uma possibilidade de lucros na sobrecontratação de energia acima do limite de repasse garantido à tarifa (103% da demanda). Na concepção original do modelo esperava-se que este ganho fosse muito pouco frequente, pois o MIX da concessionária estaria quase sempre acima do PLD e a sobrecontratação acima de 103% resultaria em perdas para a empresa. Mas, no cenário de PLD gerado a partir do *deck* mais recente do *NEWAVE*, de fevereiro de 2007, esta situação se inverte, e o que seria uma situação de perda para a empresa, se transforma numa oportunidade de lucro.

O custo total de aquisição de energia é então:

$$C = F_1 + F_2 + F_3 + MIX \cdot q \quad (5)$$

Onde a última parcela (MIX.q) representa a quantidade efetivamente adquirida para suprir a demanda da concessionária, numa quantidade q a um preço dado pelo custo médio de aquisição (MIX) da empresa. Em termos do modelo de simulação, a quantidade q é definida como:

$$q = p.(DRealizada) \tag{6}$$

Onde p é o percentual de contratação, suposto Uniforme no intervalo 95% a 110%, e D Realizada é a demanda realizada, uma variável aleatória Normal com média e desvio padrão postulados anteriormente e truncada à esquerda em 95% da média da distribuição.

As Figuras 6 a 8 exibem os histogramas dos custos totais de aquisição de energia simulados para os anos 2007 a 2009.

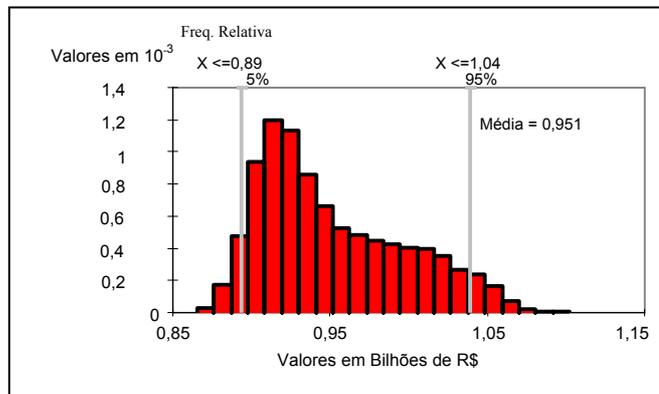


Figura 6 – Distribuição do Custo de Contratação em 2007.

Noventa por cento dos custos (em R\$) em 2007 estão entre 893 milhões e 1039 milhões, e o custo médio é 951 milhões. O desvio padrão do custo simulado em 2007 é aproximadamente R\$ 46,1 milhões. A distribuição do custo total em 2007 é assimétrica, refletindo a assimetria da distribuição do PLD médio deste ano.

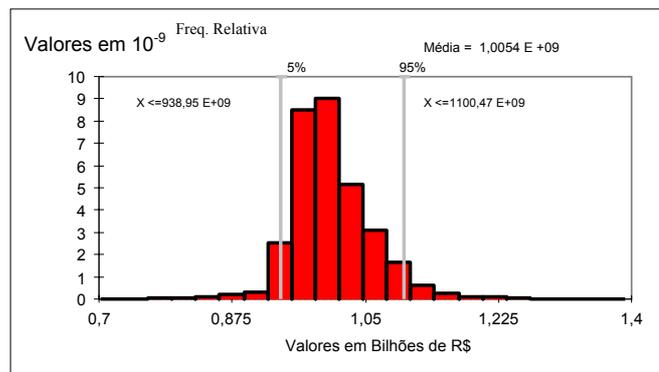


Figura 7 – Distribuição do Custo de Contratação em 2008 em bilhões de R\$.

O custo médio é R\$ 1005 milhões, e 90% dos valores estão (aproximadamente) no intervalo (R\$ 939, R\$ 1100) milhões. O desvio padrão do custo de contratação é cerca de R\$ 54,4 milhões.

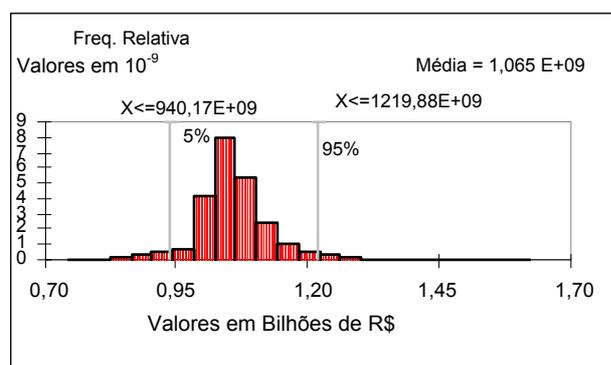


Figura 8 – Distribuição do Custo de Contratação em 2009 em bilhões de R\$.

O custo médio é R\$ 1065 milhões, e 90% dos valores estão no intervalo aproximado (R\$ 940 milhões, R\$ 1220 milhões). Nota-se, em comparação com os anos anteriores, uma elevação dos custos e também do desvio padrão da distribuição simulada, que atinge agora cerca de R\$ 89,7 milhões.

Também, ao realizar uma análise de sensibilidade dos *inputs* do modelo verificamos que o percentual de contratação no ano é o *input* mais importante para determinar o custo em 2009, e o efeito é inverso, ou seja, quanto MAIOR o percentual de contratação MENOR o custo no ano. Isso provavelmente se deve ao aumento substancial observado nos PLDs a partir de 2009, que tende a modificar a estratégia de minimização de custos – com PLD supostos tão altos, é mais barato sobrecontratar do que arriscar qualquer nível, ainda que mínimo, de subcontratação. Os resultados para 2010 e 2011 são semelhantes aos encontrados em 2009, mas há uma acentuada tendência de crescimento dos custos, refletindo o aumento nos PLDs no período. Também, nesses anos, o aumento do percentual de contratação tende a reduzir o custo anual, e o custo é mais sensível às variações no percentual de contratação do que às variações na demanda realizada.

No modelo de simulação aqui desenvolvido os resultados são os custos de contratação, variáveis aleatórias cujas distribuições de probabilidade são desconhecidas, e que dependem de componentes também aleatórias, algumas delas com elevada volatilidade, como o PLD, por exemplo. O @Risk faz uma análise de sensibilidade dos resultados aos dados de entrada identificando os mais relevantes, por meio de uma regressão *stepwise*. O sinal do coeficiente nesta análise de sensibilidade indica se o efeito da variável de entrada é direto ou inverso. Por exemplo, no caso dos custos a partir de 2009, o percentual de contratação tem sinal negativo na análise de sensibilidade, indicando que um aumento neste percentual gera uma redução no custo de contratação.

Na Figura 9 a seguir apresentamos a distribuição simulada do custo total nos 5 anos (2007 a 2011).

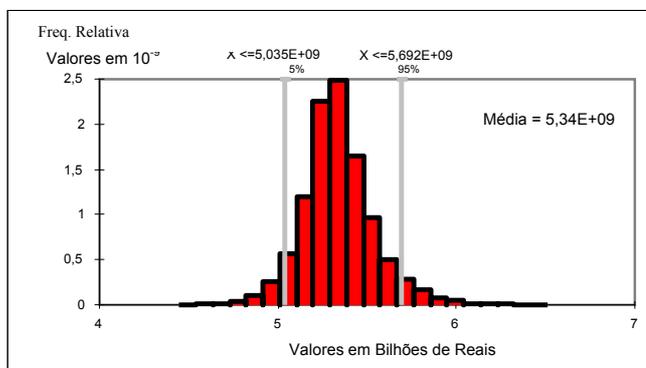


Figura 9 – Distribuição do Custo Total nos 5 anos em bilhões de R\$.

A distribuição é ligeiramente assimétrica (0,52) e com alta curtose (5,18). O custo médio total está em R\$ 5338 milhões, e os limites inferior e superior da distribuição simulada são R\$ 4449 milhões e R\$ 6509 milhões. Estes resultados indicam que o custo total do período de 5 anos está quase que igualmente distribuído em torno da sua média (pois a distribuição é praticamente simétrica), mas observam-se custos extremos (abaixo e acima da média), devido ao elevado valor da curtose. A análise de sensibilidade às entradas do modelo revela que os quatro *inputs* que mais afetam o custo total do período são, em ordem decrescente: 1) o percentual de contratação em 2011 (com efeito inverso sobre o custo); 2) o percentual de contratação em 2010 (com efeito inverso); 3) o percentual de contratação em 2007 (com efeito “direto” – um aumento do percentual leva a um aumento no custo total); 4) o percentual de contratação em 2009 (com efeito inverso).

Esta análise de sensibilidade do custo total sugere uma possível estratégia de minimização dos custos totais:

- Manter os percentuais de contratação altos em 2010 e 2011 e, um pouco menos em 2009.
- Manter o percentual de contratação bem ajustado em 2007 e 2008 evitando custos desnecessários, embora o ano de 2008 seja menos relevante para a determinação do custo total.

Pode-se também estudar individualmente a soma das penalidades de sub e sobrecontratação, isto é, $F = F_1 + F_2 + F_3$ onde F_1 , F_2 e F_3 foram definidos nas equações (2) a (4). As figuras 10 a 12 exibem os valores simulados da componente de perdas F_3 (custo da sobrecontratação acima de 103% da demanda) para os anos 2007, 2011 e para os 5 anos do período.

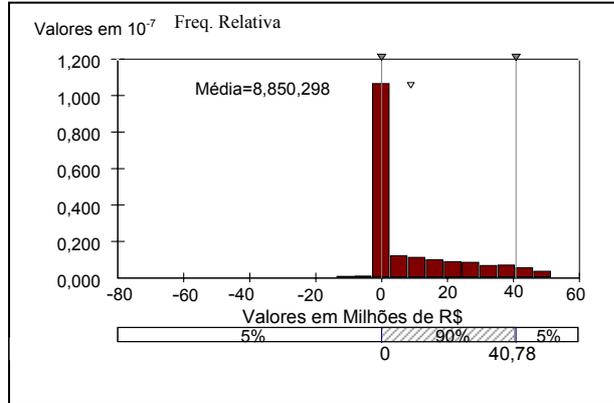


Figura 10 – Distribuição do Custo de Sobrecontratação acima de 103% da demanda em 2007.

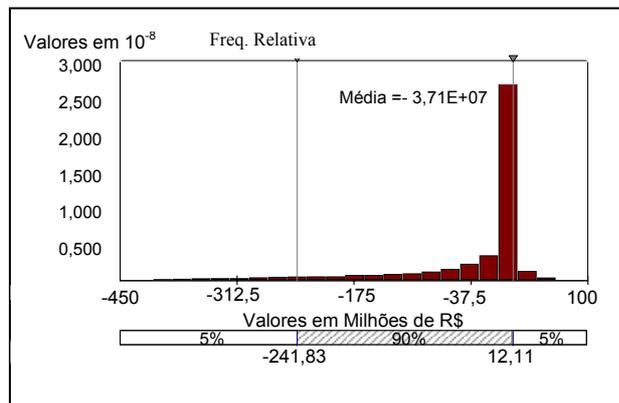


Figura 11 – Distribuição do Custo de Sobrecontratação acima de 103% da demanda em 2011.

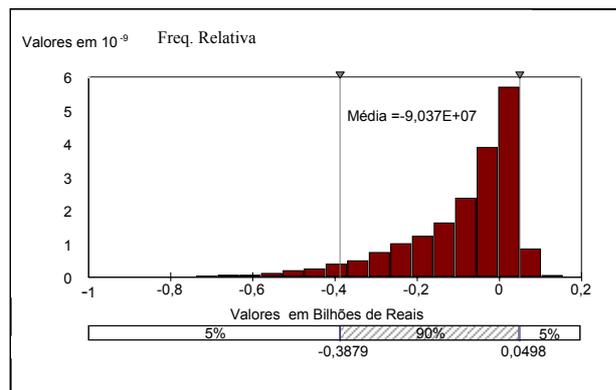


Figura 12 – Distribuição do Custo Total de Sobrecontratação acima de 103% da demanda em 5 anos.

Das figuras anteriores podemos notar que a componente F3 das penalidades é, em muitos casos, uma receita, e não uma despesa! Isso ocorre quando F3 é negativa e se deve ao fato de que os PLDs projetados a partir de 2008 atingem patamares muito elevados, acima do custo de aquisição da distribuidora, ocasionando uma receita e não uma despesa oriunda da sobrecontratação acima de 103% da demanda. Logo, pode-se supor que existe uma probabilidade real de ganhos a partir de 2008/2009 no caso de contratação superior a 103% da demanda projetada.

As figuras 13 a 16 a seguir exibem as distribuições simuladas da função “penalidade” (F) em 2007, 2008 e 2011 e a penalidade total acumulada no período 2007-2011, além das principais estatísticas descritivas de cada distribuição. Deve-se ter em mente que uma penalidade negativa corresponde a um decréscimo no custo de aquisição, ou seja, um aumento na receita da concessionária.

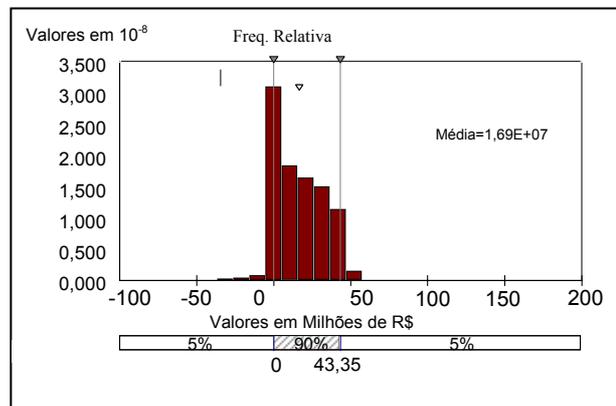


Figura 13 – Distribuição da Função Penalidade em 2007.

A penalidade mínima é aproximadamente -R\$ 68 milhões (indicando um ganho), e a máxima R\$ 163 milhões. A média é cerca de R\$ 16 milhões, e o desvio padrão tem a mesma ordem de grandeza. A distribuição tem assimetria positiva (0,57) e alta curtose (5,36).

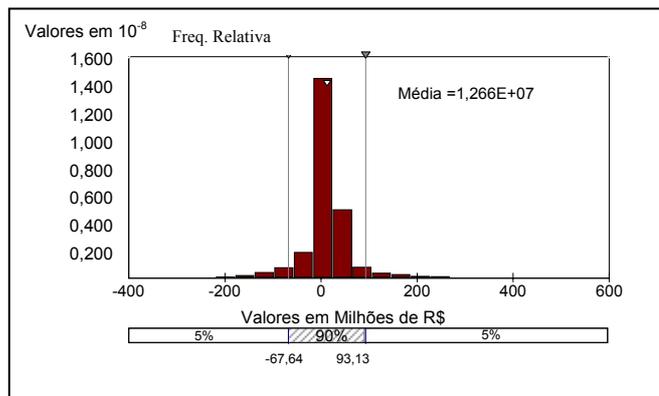


Figura 14 – Distribuição da Função Penalidade em 2008.

A penalidade mínima em 2008 é cerca de R\$ 400 milhões (negativos), e a máxima R\$ 554 milhões. A penalidade média é R\$ 12,6 milhões e o desvio padrão cerca de R\$ 60 milhões. A assimetria é positiva (1,56) e a curtose 16,95. A penalidade mediana é cerca de R\$ 4,6 milhões.

Nota-se que, em comparação com a distribuição das penalidades no ano anterior, grande parte das penalidades em 2008 se situa agora em valores negativos (indicando oportunidade de ganhos). A distribuição é também bem mais dispersa que a de 2007. A partir de 2009, a distribuição se desloca cada vez mais para valores negativos (em relação à do ano anterior), indicando um aumento da possibilidade de ganhos.

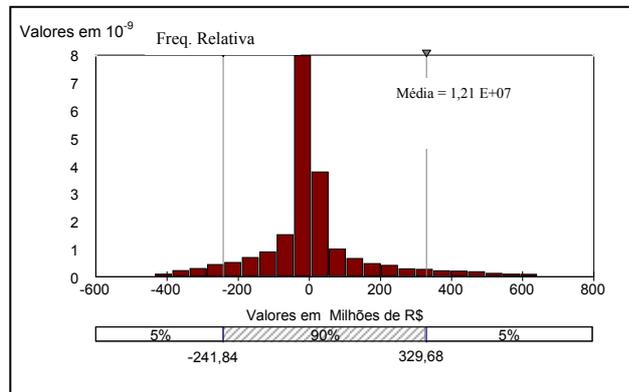


Figura 15 – Distribuição da Função Penalidade em 2011.

A penalidade mínima é aproximadamente –R\$ 433 milhões e a máxima R\$ 643 milhões. A média está em cerca de R\$ 12 milhões, o desvio padrão é alto, aproximadamente R\$ 152 milhões. A assimetria é 0,91 e a curtose 6,13.

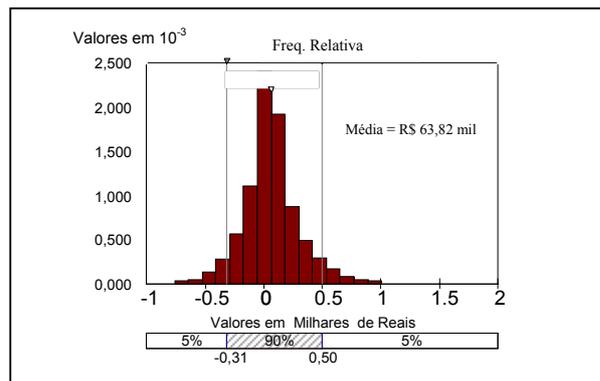


Figura 16 – Distribuição da Função Penalidade – total do período 2007 a 2011.

A distribuição do total das penalidades no período 2007 a 2011 é uma função quase simétrica, em torno de aproximadamente 50 a 65 mil reais, ou seja, a distribuição da soma das penalidades no período está concentrada em torno de valores muito baixos porque perdas

e ganhos se compensam. Este resultado é fortuito, pois combina o comportamento das penalidades em anos de escassez e de abundância de energia. Esta distribuição é praticamente centrada em zero e 95% dos valores estão abaixo de cerca de R\$ 500 mil, que corresponde a menos de um terço do máximo da distribuição. Outro ponto digno de nota é que a distribuição de penalidades (e também da de custos) é diferente dependendo do ano de estudo. Portanto, um procedimento alternativo poderia ser a otimização de cada função penalidade ano a ano, ao invés de tentar uma otimização conjunta ao longo de todo o período.

Uma análise de sensibilidade da distribuição da função de penalidades para o total do período revela que os inputs mais relevantes para determinar o “custo total das penalidades” são os percentuais de contratação em 2011, 2010, 2009 e 2008, nesta ordem. Também, quanto maior a contratação nestes anos, menor o custo de penalidades. Logo, um esboço de estratégia ótima de contratação de energia é: para minimizar o custo total das penalidades é necessário aumentar os percentuais de contratação em 2011, 2010 e 2009, corroborando os resultados encontrados na seção anterior deste relatório.

5. Conclusões

No novo modelo do setor elétrico brasileiro cabe às distribuidoras informar os montantes necessários para suas áreas de concessão. Numa abordagem superficial do problema poder-se-ia pensar que o risco das distribuidoras foi consideravelmente reduzido já que não é mais responsabilidade delas garantir a existência da energia necessária ao atendimento de suas áreas de concessão.

Entretanto, ainda há riscos consideráveis por duas razões: em primeiro lugar, não estão disponíveis medidas adequadas das elasticidades-preço da demanda de energia elétrica no Brasil. As distribuidoras enfrentam um ambiente de alta variabilidade dos preços cujas consequências sobre as quantidades demandadas são difíceis de prever. Caso cometam erros em suas estimativas, as concessionárias serão punidas.

Em segundo lugar, o valor das punições é calculado com base em uma componente estocástica altamente volátil, o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) sob a qual as distribuidoras não têm o menor controle. O PLD depende dos níveis dos reservatórios, da expansão do sistema hidrotérmico e de cenários hidrológicos para as vazões futuras. Sendo grande a variabilidade do PLD, a possibilidade de punição decorrente de erros na estimativa da demanda envolve um risco considerável.

As punições do modelo regulatório implementado em 2004 são assimétricas recaindo mais pesadamente sobre as estimativas com valores aquém dos efetivamente observados. Há claros incentivos à sobrecontratação em níveis moderados. Nesse caso, o repasse de preços da energia adquirida às tarifas é permitido até o limite de 103% da demanda realizada, e existem diversos mecanismos para reduzir o excesso de contratação, todos para proteger as empresas sobrecontratadas. Já no caso de subcontratação, as possibilidades de correção das estimativas a menor são mais limitadas e as penalidades maiores.

Apesar do arcabouço regulatório sofisticado, o sistema é frágil porque modificações no conjunto de usinas considerado pelo software *NEWAVE* (que determina os CMOs e, indiretamente, os PLDs) levam a resultados muito diferentes no que diz respeito ao valor das punições para uma mesma estratégia de contratação. Um erro de estimativa da mesma magnitude (em porcentagem da demanda total) pode ocasionar punições muito mais elevadas num período de insuficiência de recursos hídricos do que quando a chuva é abundante, sem

que a distribuidora tenha qualquer controle sobre essas variáveis. Quando não há qualquer controle da situação por parte dos agentes econômicos, punições e prêmios perdem o sentido e não devem ser aplicadas na regulação.

Em janeiro de 2007 foram suprimidas pelo regulador algumas usinas térmicas que não tinham garantias de fornecimento de gás. Isso levou a um substancial aumento dos custos marginais de operação do sistema a partir de meados de 2009, em comparação com os valores anteriores. *Ceteris paribus*, tal eliminação provavelmente terá efeitos sobre a lucratividade futura das distribuidoras sem que elas tenham contribuído para isso. O resultado imediato foi criar oportunidades de lucro para as empresas “excessivamente” sobrecontratadas (acima de 103% da demanda) a partir de 2009, quando o *NEWAVE* parece apontar insuficiência de oferta.

Como as estratégias ótimas de contratação dependem do grau de escassez da oferta de energia, a elevação do PLD pode levar muitas distribuidoras a aumentar o seu nível de contratação, o que terminaria por viabilizar a licitação de um grande número de empreendimentos novos. A entrada em operação de muitos projetos novos pressionaria o PLD para baixo, reduzindo as possibilidades de ganhos no futuro.

Referências Bibliográficas

- (1) Barros, M.; Souza, R.C. & Gutierrez, C.E. (2006). Previsão do Preço Spot de Energia Elétrica via Redes Neurais. 17º SINAPE – Simpósio Nacional de Probabilidade e Estatística, Caxambu.
- (2) Cepel (1999a). DECOMP: Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo. Manual do Usuário v. 7.1 e Manual de Referência.
- (3) Cepel (1999b). NEWAVE I e II: Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados. Manual do Usuário, Especificação Funcional e Manual de Metodologia.
- (4) Decreto 5163 de 30/07/2004: Regulamenta a Comercialização de Energia Elétrica. *Diário Oficial da União*, Volume 141, Número 146-A – Seção 1.0, Página 1, 30/07/2004.
- (5) Maceira, M.E.P.; Duarte, V.S. & Marcato, A.L.M. (2001). Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Manual do Usuário do Modelo NEWAVE v. 9.2. Relatório CEPEL.
- (6) Maceira, M.E.P. (1999). Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-regressivos Periódicos. **In:** *CEPEL*. “NEWAVE I: Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados”.
- (7) Maceira, M.E.P. & Suanno, C.M. (1999). Representação do Sistema Hidroelétrico, Patamares de Mercado e Evolução da Configuração Hidrotérmica no Modelo NEWAVE. **In:** *CEPEL*. “NEWAVE I: Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados”.
- (8) Maceira, M.E.P.; Costa, A.P.C. & Marcato, A.L.M. (1999). NEWAVE: Especificação Funcional. **In:** *CEPEL*. “NEWAVE I: Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados”.

- (9) Marcató, A.L.M. (2002). Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte. Tese de Doutorado. Dept. Eng. Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).
- (10) Medeiros, L. (2003). Previsão do Preço Spot de Energia Elétrica. Tese de Doutorado, PUC-Rio.
- (11) Palisade Corporation (2002). Guide to Using @Risk – version 4.5.
- (12) Palisade Corporation (2001). Guide to RiskOptimizer – Simulation Optimization for Microsoft Excel – Windows Version, Release 1.0.
- (13) Pessanha, A.J. (2007). Estratégia de contratação de energia elétrica em leilões regulados: uma aplicação de um modelo de simulação e otimização. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense.
- (14) Silva, B.N. (2001). Elaboração de um Modelo de Previsão dos Preços Spot de Energia Elétrica no Brasil e Avaliação de uma Termelétrica Utilizando a Teoria das Opções Reais. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio.
- (15) Souza, R.C. (2002). Modeling the Brazilian Spot Price Series. **In:** *Annals of the International Federation of Operational Research Societies – IFORS'2002*, Edinburgh, Scotland (Jul/02), pp.64.
- (16) Souza, R.C.; Medeiros, L. & Bunn, D. (2002). Brazilian Electricity Market and Price Forecasting. **In:** *Annals of the 22th International Symposium on Forecasting ISF/2002*, Dublin, Ireland (June 23-26, 2002), pp. 48.
- (17) Souza, R.C.; Barros, M. & Serapião, F.A. (1996). Metodologia Para Elaboração de Cenários Para A Demanda do Setor Elétrico. *Pesquisa Naval*, **9**, 249-268.
- (18) Winston, W. (2000). *Financial Models Using Simulation and Optimization*. 2nd. edition, Palisade Corporation.
- (19) Winston, W. (2001). *Financial Models Using Simulation and Optimization*. Vol. II, 2nd. edition, Palisade Corporation.