

## 4

# Análise de Risco no Mercado de Energia Elétrica

### 4.1.

#### Introdução

Nos capítulos anteriores, procurou-se descrever os mercados de eletricidade e a formação do preço spot de energia. No presente capítulo é abordada a questão dos riscos hidrológicos e dos riscos econômico-financeiros no mercado de compra e venda de eletricidade, especialmente no Brasil. O objetivo principal é apresentar os meios usuais de se medir e tratar os riscos de compra/venda no mercado de eletricidade.

Com o advento das reformas do setor elétrico, aumentaram-se consideravelmente os riscos para os agentes do setor, pois os mesmos ficaram expostos ao preço do mercado atacadista de energia (MAE). Para se proteger dessa alta volatilidade do preço da energia no curto prazo e minimizar suas exposições, os agentes precisam de instrumentos eficazes de gerenciamento de seus riscos.

Em qualquer estratégia de proteção (*hedge*), uma informação muito importante é o preço futuro, isto é, o preço spot em uma data futura, uma vez que em cada decisão tomada no presente, em função do preço previsto, estará sempre embutido um risco (Mo et al, 2001). De fato, em um ambiente competitivo, investidores, compradores e vendedores não precisam apenas de *insights* sobre o preço, mas, também, avaliações do risco de comprar e vender energia com base em previsões do preço (Deb et al, 2000).

Assim, antes mesmo de se criar modelos de previsão do preço spot é importante identificar os diferentes tipos de riscos envolvidos no problema, conhecer instrumentos de mitigação e os fatores que podem afetar os preços, permitindo assim que os modelos de previsão passem a considerar intrinsecamente os principais riscos existentes.

De modo geral, os riscos estão associados às perdas financeiras de uma eventual remuneração não adequada aos investimentos realizados. Existem vários

tipos de riscos, quase todos ligados aos mercados futuros e de opções no mundo das finanças e investimentos, tais como o risco de liquidez, operacional, crédito, mercado, legal, commodities etc<sup>1</sup>.

Além destes tipos de riscos, a indústria de eletricidade apresenta riscos ligados ao desbalanço entre a oferta e a demanda; riscos associados aos custos de geração e à capacidade de transmissão; etc. Particularmente em sistema hidrotérmicos com base hidráulica, como o brasileiro, o risco hidrológico – em geral associado às vazões aos reservatórios e seus níveis – é um dos mais importantes devido à relação existente entre o preço spot e essas variáveis.

Uma forma de se gerenciar o risco hidrológico em sistemas hidrotérmicos com base hidráulica, como o brasileiro, é estabelecer um mecanismo de realocação de energia (MRE) multilateral. Tal mecanismo assegura que, sob condições normais de operação, os geradores hidráulicos e térmicas com CCC (conta de consumo de combustível) terão uma receita, relativa a um crédito de energia proporcional à sua contribuição para a capacidade de energia firme de suprimento do sistema.

Neste capítulo são apresentados os fatores de risco mais importantes em um sistema baseado em hidroeletricidade. Os riscos hidrológicos são analisados pelas séries históricas de preço spot e das principais variáveis que o afetam. Em seguida, são também abordados os riscos financeiros presentes na estratégia de contratação de energia, assim como as principais medidas de risco e os principais instrumentos financeiros usados na proteção dos agentes.

## **4.2. Volatilidade do Preço Spot no Brasil**

No terceiro capítulo foi mostrado como se obtém o preço spot de energia elétrica no Brasil a partir do custo marginal de operação (CMO). Nesta seção, fornece-se uma breve análise descritiva do CMO. Observa-se que os custos marginais possuem uma alta dispersão e, em geral, ela é maior nos períodos úmidos (novembro a abril), sendo grande parte de sua volatilidade atribuída aos níveis de afluência, entre outras variáveis.

---

<sup>1</sup> Mais detalhes sobre estes e outros tipos de riscos do mercado financeiro, veja, e.g. Hull (2000 e 1997); Silva Neto (2000) e Duarte Jr. (1996).

A Figura 11 mostra o gráfico da série mensal do CMO para os quatro subsistemas SE, S, NE e N, entre agosto de 1995 e agosto de 2001. De acordo com o gráfico, os subsistemas Sudeste e Sul e os subsistemas Norte e Nordeste possuem custos marginais de operação parecidos, ao menos até 1999. Isso era esperado, pois até 1999 esses dois sistemas eram considerados como um único subsistema para definição do CMO.

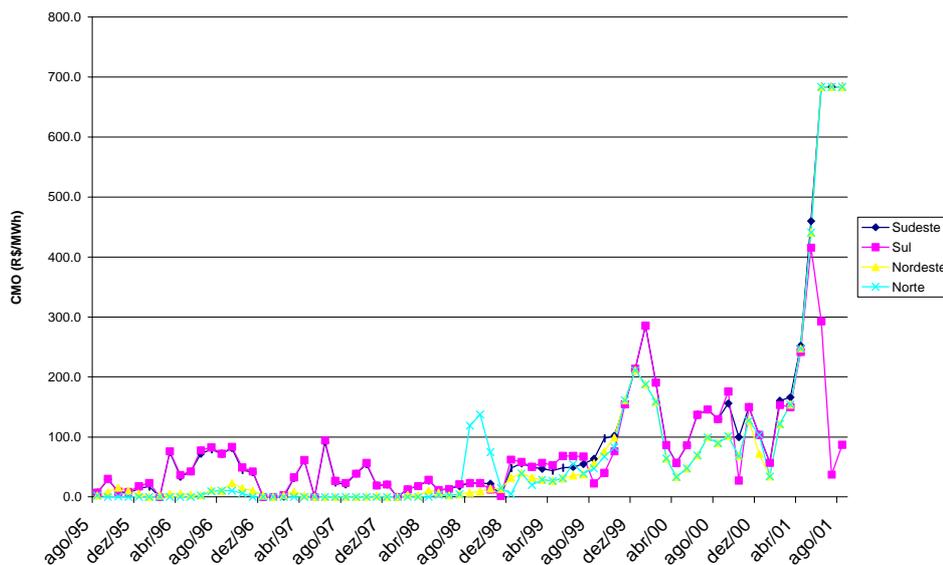


Figura 11. Custo marginal de operação nos quatro subsistemas  
(Fonte: ONS)

Pode-se observar, ainda, que os custos marginais ficam próximos de zero na maioria das vezes (alta probabilidade de estar próximo a zero), podendo alcançar, no entanto, valores altos em alguns poucos casos. De fato, “sistemas predominantemente hidráulicos são projetados para atender o mercado sob condições hidrológicas desfavoráveis, que ocorrem esporadicamente. Como consequência, a maior parte do tempo há sobra de energia, o que implica em custos marginais muito baixos” (Vieira Filho et al, 2000b). Observe-se, assim, que o custo marginal é fortemente relacionado às vazões afluentes aos reservatórios e seus níveis.

A Figura 12 mostra a série de variação percentual do CMO, calculada em relação ao mês anterior, do subsistema SE/CO, entre janeiro de 1996 e dezembro de 2002. Observe-se que mais de um terço dos dados (43%) têm variações superiores a 50%, sendo que quatro valores da série apresentam uma variação

percentual superior a 500%, indicando que pode ocorrer alterações bruscas no preço de um mês para o outro.

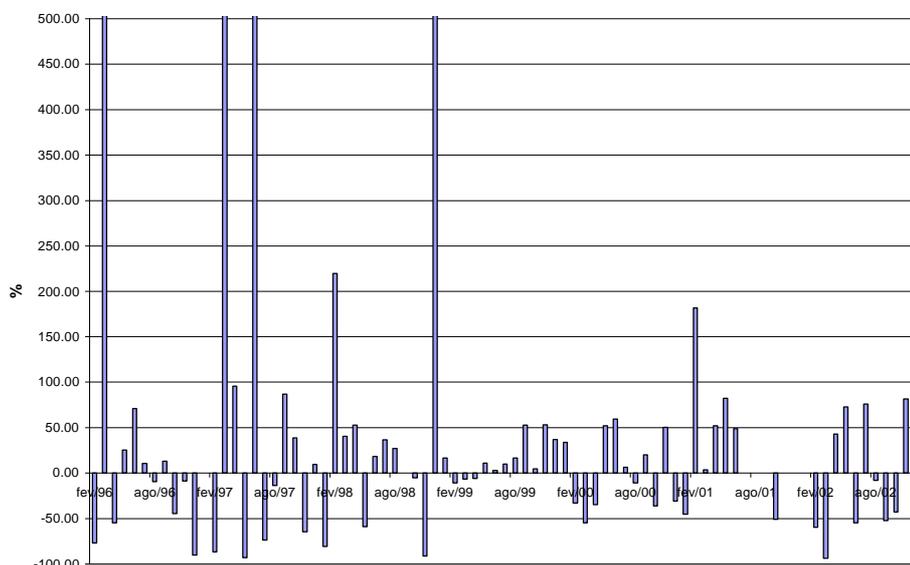


Figura 12. Variação percentual do CMO em relação ao mês anterior

(Fonte: ONS)

A Tabela 3 mostra as principais estatísticas descritivas do CMO por subsistema. Observe-se que os coeficientes de assimetria são bem maiores do que zero, indicando que as distribuições dos preços spot têm assimetria positiva. Além disso, verifica-se que o coeficiente de achatamento é maior do que 3 em todos os casos, indicando o pouco achatamento das distribuições e uma concentração de valores em torno da média. O histograma do CMO do subsistema Sudeste é mostrado na Figura 13.

Tabela 3. Estatísticas descritivas do CMO por subsistema (ago/95 a jul/01)

	Mín	Máx	Média	Desvio Padrão	Assimetria D.P.	Curtose D.P.
<b>Sudeste</b>	0,00	684,00	95,41	144,58	3,11	10,05
<b>Sul</b>	0,00	415,60	71,25	77,59	2,12	5,52
<b>Nordeste</b>	0,00	684,00	72,06	146,60	3,34	11,31
<b>Norte</b>	0,00	684,00	74,14	147,31	3,24	10,84

Fonte: ONS

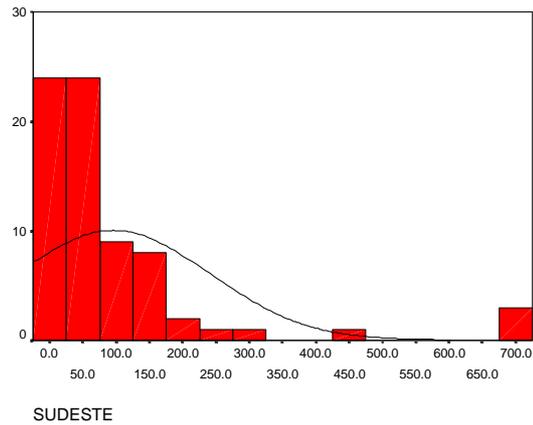


Figura 13. Histograma da série histórica do CMO do sudeste (R\$/MWh)

(Fonte: ONS)

### 4.3. Riscos Hidrológicos

Para um sistema hidrotérmico predominantemente hidráulico como o brasileiro, indubitavelmente os principais fatores de riscos são decorrentes da hidrologia. As vazões afluentes aos reservatórios geralmente possuem uma marcante componente sazonal, embora sejam fontes de grande variabilidade (dispersão) e volatilidade (baixa correlação temporal).

Associadas às vazões estão duas das maiores fontes de incerteza no problema de previsão do preço spot no Brasil: as variáveis energia natural afluente (ENA) e energia armazenada (EARM). Nesta seção, faz-se uma análise descritiva das séries históricas dessas variáveis. Inicialmente, a Figura 14 e a Figura 15 mostram os respectivos gráficos das séries de ENA e EARM, entre janeiro de 1996 e agosto de 2001.

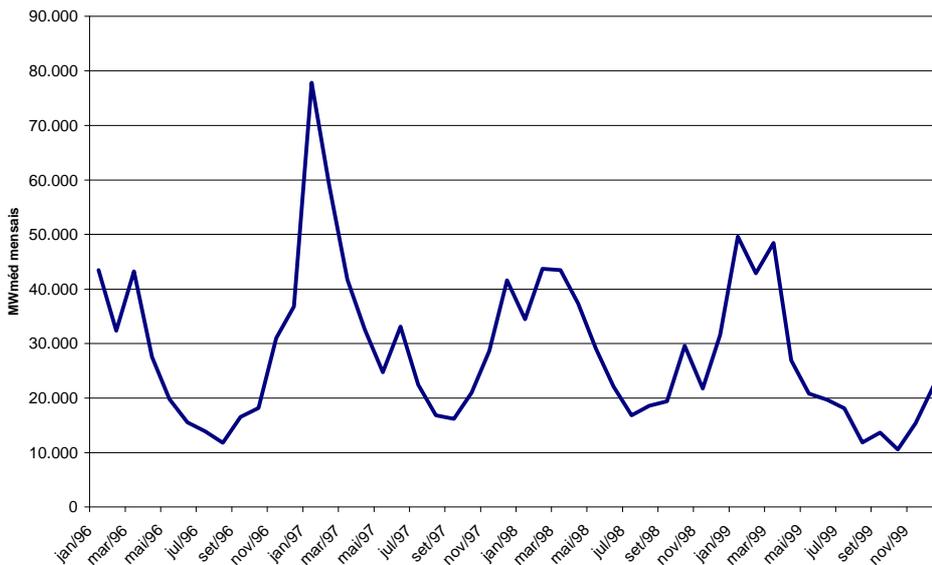


Figura 14. Energia natural afluenta: série histórica (SE/CO) de jan/96 a ago/01 (Fonte: ONS)

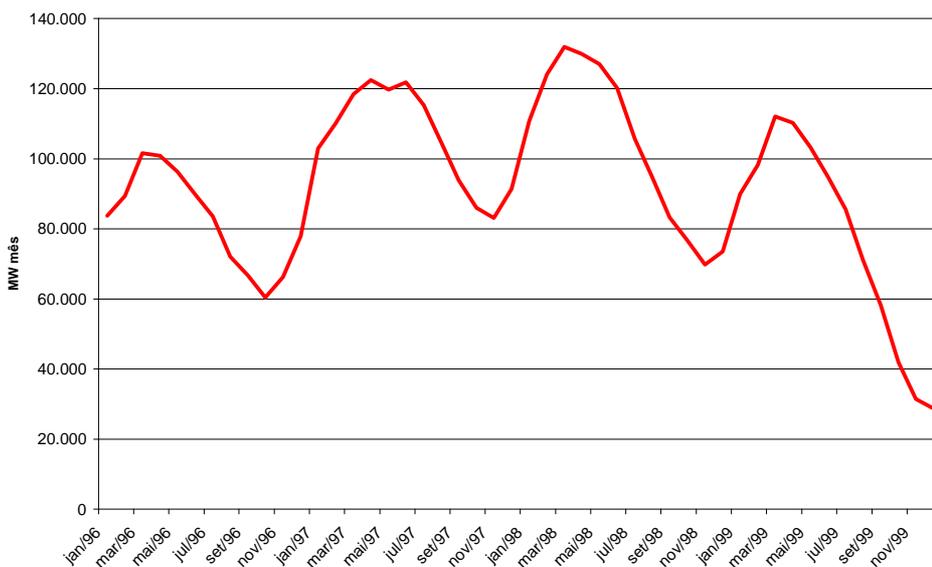


Figura 15. Energia armazenada: série histórica (SE/CO) de jan/96 a ago/01 (Fonte: ONS)

Como se pode notar, as variáveis energia natural afluenta e energia armazenada têm uma variabilidade menor do que a do CMO, possuindo até mesmo um comportamento sazonal, especialmente a ENA que apresenta picos no período úmido (entre novembro e abril) e vales no período seguinte (maio a outubro). Note-se, ainda, que a variável EARM depende da quantidade de água que chega aos reservatórios e da operação do sistema.

Pela Figura 15, verifica-se que o nível do reservatório equivalente do Sudeste caiu consideravelmente após 1999, embora ele tenha se normalizado a partir de 2002, logo após o racionamento, com a acentuada queda da demanda.

A Tabela 4 mostra que o coeficiente de assimetria da EARM é praticamente igual a zero, indicando a existência de simetria em sua distribuição. A ENA, no entanto, apresenta uma assimetria positiva, embora menor do que a apresentada pelo CMO. Os coeficientes de achatamento indicam ligeiro achatamento, negativo e com uma distribuição de caudas curtas para a EARM, e positivo e com caudas longas para a ENA. Os histogramas das duas variáveis são mostrados na Figura 16.

Tabela 4. Estatísticas descritivas da ENA e EARM (jan/96 a dez/01)

	Mín	Máx	Média	D.P.	Assimetria D.P.	Curtose D.P.
<b>EARM</b> (MW mês)	28729,9	131976,8	79471,7	28947,7	-0,04	0,28
<b>ENA</b> (MWméd mensais)	10575,0	77815,0	27428,2	13161,5	1,20	0,28

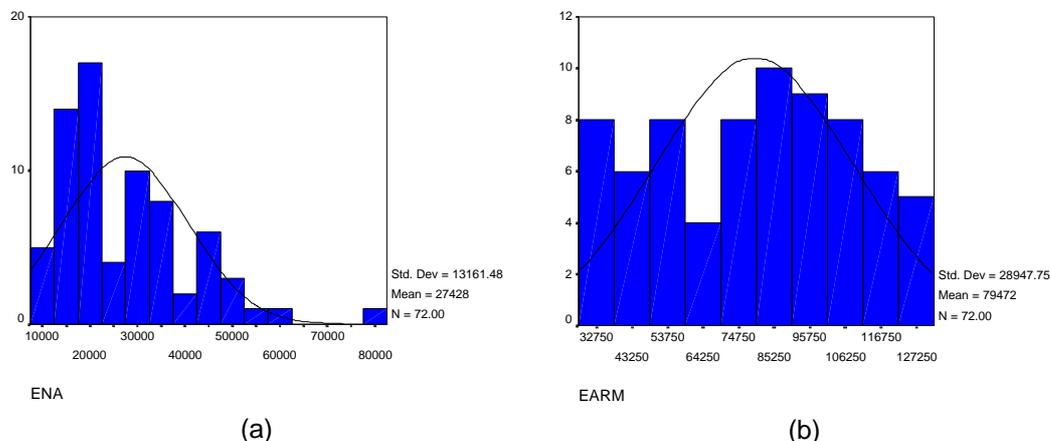


Figura 16. Histogramas das séries históricas de (a) ENA e (b) EARM

#### 4.4. Riscos Financeiros

O sistema hidrotérmico brasileiro é expandido ao risco de 5% para atender ao mercado previsto. Os riscos a que os agentes de distribuição estão expostos são indicados nos períodos onde o preço spot é muito elevado, uma vez que as tarifas são reguladas para os consumidores finais. Por outro lado, os riscos para os

agentes geradores são caracterizados pelos períodos de preço spot baixo, bastante freqüente ao se analisar o histórico. Observe-se que se 100% do mercado for contratado, restará o mercado de diferenças no curto prazo.

No capítulo anterior foram apresentadas as conseqüências operativas em sistemas hidrotérmicos. Em termos financeiros, tem-se, também, uma conseqüência para cada decisão tomada. Considere, por exemplo, uma distribuidora ou uma comercializadora que deseja comprar energia e precisa decidir no presente a melhor estratégia de contratação de energia no futuro. Nesse caso, duas possibilidades podem ocorrer (Figura 17)

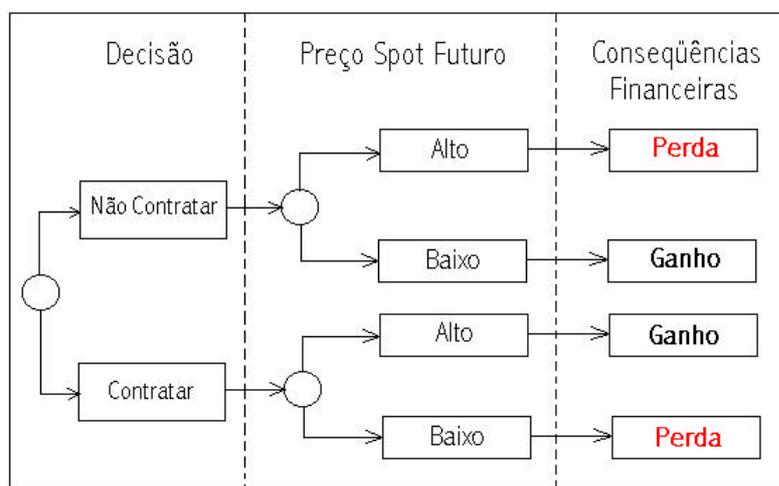


Figura 17. Conseqüências em uma estratégia de contratação (distribuidora)

Caso a empresa decida *não contratar* (deixando para comprar energia no mercado spot no futuro) ou contratar menos energia com suas supridoras do que sua demanda prevista: (i) se o preço spot no futuro for baixo, tem-se um ganho no mercado spot que dependerá do volume de energia que contratou anteriormente de sua supridora, mas (ii) se o preço spot no futuro for alto, a distribuidora terá uma perda financeira que também dependerá do volume de energia que deixou de contratar.

Por outro lado, a decisão *contratar* energia elétrica leva também a duas possíveis conseqüências financeiras futuras: (i) se o preço spot no futuro for alto, tem-se um ganho, mas (ii) se as afluências futuras forem altas, a distribuidora perderá (ou deixará de ganhar), pois geralmente os preços médios dos contratos são bem mais altos que os preços spot em caso de altas afluências (preço spot

baixo). Analogamente, pode-se definir conseqüências financeiras para as estratégias de geradores ou comercializadores que desejam vender energia e precisam decidir no presente a melhor estratégia de contratação de energia no futuro. A seguir, são discutidos alguns instrumentos de proteção da volatilidade dos preços spot utilizados pelos agentes.

#### **4.5. Contratos como Instrumentos de Proteção**

O mercado brasileiro de energia ainda não possui mecanismos eficientes de gerenciamento de risco, tal como ocorre nos mercados de energia mais tradicionais, como Inglaterra e Estados Unidos. Devido à volatilidade dos preços futuros e às incertezas do mercado de eletricidade no Brasil, os comercializadores são levados a posições menos arriscadas.

Um instrumento importante de proteção (*hedge*) contra a volatilidade dos preços do MAE é estabelecer contratos bilaterais (Bjorgan et al, 1999), isto é, contratos firmados e liquidados entre geradores e distribuidoras ou consumidores livres paralelamente ao MAE. Em geral, um contrato é um acordo de longo prazo entre pessoas físicas ou jurídicas a respeito das condições de venda de um bem ou serviço. Ele surge quando um ativo ou *commodity* (aqui, a própria energia elétrica) é trocado por dinheiro. Além disso, todo contrato deve necessariamente especificar comprador e vendedor, forma e quantidade a ser vendida, preço por unidade a ser pago e local de entrega.

Com a criação dos mercados de eletricidade a partir da reestruturação do setor elétrico, surgiram diversos tipos de contratos utilizados como instrumentos financeiros com o objetivo de mitigar os riscos envolvidos. Entre eles, podem-se citar os contratos a termo, futuros e de opções, descritos brevemente a seguir.

Os *contratos a termo* ou *forwards* são operações para liquidação (física e financeira) em uma data futura, determinada por acordo de compra e venda de um ativo em uma data futura definida. Geralmente, este tipo de contrato é parte de uma estratégia para se assegurar o valor do preço futuro, já que os desembolsos são feitos na liquidação do contrato por um preço previamente acordado entre as partes envolvidas.

Os *contratos futuros* são também utilizados para neutralizar o risco fixando o preço que o investidor irá pagar ou receber pelo objeto da negociação. Porém, diferentemente dos contratos a termo, os contratos futuros são padronizados segundo sua quantidade, qualidade, pontos de entrega e data para encerramento dos negócios, embora as transações em sua maior parte sejam puramente financeiras. Este tipo de contrato é estabelecido através de uma bolsa de futuros e, por isso mesmo, tem certas garantias de crédito.

Os *contratos de opções* são contratos que fornecem ao comprador o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender uma *commodity* pelo pagamento de um prêmio em condições específicas em uma bolsa de energia até uma data definida (opções americanas) ou numa data pré-definida (opções européias).

Uma opção de compra determina que o detentor da opção tem o direito, mas não a obrigação, de comprar energia a um preço pré-fixado em uma certa data futura. Da mesma forma, uma opção de venda determina que o detentor da opção tem o direito, mas não a obrigação, de vender uma quantidade de energia a um preço pré-fixado em uma certa data futura.

Além das possibilidades citadas até aqui, temos também uma ‘margem de garantia’ que pode ser aplicada para mitigar os riscos. Ela seria um valor que os compradores e vendedores de contratos futuros ficam obrigados a depositar em suas contas, junto à bolsa de futuros, para garantir que seus compromissos sejam honrados.

A livre negociação da energia assegurada somente foi possível no Brasil a partir de 2000, com a criação do MAE, elevando os riscos de compra e venda da energia elétrica. O Brasil, no entanto, ainda se encontra em um estágio inicial de desenvolvimento do mercado de eletricidade, sem instrumentos derivativos padronizados<sup>2</sup>, negociados em bolsas de *commodities*, tal como existe em países como os Estados Unidos e a Inglaterra. Como analisado anteriormente, diferentemente desses países, os preços no Brasil não são fornecidos por uma opção de mercado e sim via modelos computacionais. Apesar disso, é possível criar “contratos de opção” através da inclusão de cláusulas específicas nos contratos de suprimento de energia, cujos efeitos seriam análogos aos da compra e

---

<sup>2</sup> A liquidação das transações de compra e venda de energia realizada bilateralmente tem sido um grande problema para o MAE, devido a diversas pendências judiciais entre as empresas.

venda de opções em bolsas, como uma compra de *call*, compra de *put*, venda de *call* ou venda de *put* (Silveira et al, 2000).

#### 4.6. Medidas de Risco

A análise ou gerenciamento de riscos vem ganhando muita importância nas empresas de energia porque além de identificar as causas dos possíveis riscos (para em seguida mitigá-lo), é possível também medi-los . Frequentemente, as medidas de risco complementam o valor presente esperado na análise comparativa de contratos ou carteiras, pois eliminam da competição aqueles com o risco acima de um dado limite, mesmo quando estes apresentam um alto valor esperado (Veiga, 1999).

Dois termos importantes encontrados no gerenciamento de riscos são robustez (*robustness*), definida como a verossimilhança associada a uma decisão que não gera arrependimentos futuros (*regrettable*), e exposição (*exposure*), uma medida de perda caso uma realização adversa ocorra, frequentemente medida em valores monetários (Pereira et al, 2000:19). Não existe, porém, uma maneira universalmente aceita para se tratar o compromisso risco x retorno. Dentre as medidas de risco mais usadas na prática estão:

- Volatilidade (desvio padrão dos retornos);
- Arrependimento Minimax;
- Value-at-Risk (valor a risco);
- Função Utilidade.

A *volatilidade* é uma medida de risco muito simples e muito usada. Ela pode ser definida simplesmente como o desvio padrão do valor do contrato ou carteira. Um dos problemas em adotar essa medida é que a distribuição do valor do contrato deve ser uma Normal. Como na vida real essa distribuição nunca é Normal, a volatilidade fornece apenas uma aproximação para o nível de incerteza que se tem do valor do contrato (Veiga, 1999:13). Quando essa distribuição não é conhecida, usa-se uma amostra de valores de contrato frequentemente obtida de técnicas de computação intensiva e reamostragens, entre elas a simulação Monte Carlo.

No *arrependimento minimax*, em geral, minimiza-se o máximo arrependimento relativo a cada cenário<sup>3</sup>, sendo o arrependimento a cada cenário a diferença entre o custo real e aquele calculado para um determinado cenário, sabendo-se previamente que ele ocorrerá (de referência). Em análise de portfólios, por exemplo, o máximo arrependimento poderia ser definido como  $\max_i(c_i - j_i)$ , onde  $j_i$  é a rentabilidade do portfólio caso ocorra o cenário  $i$  e  $c_i$  é a rentabilidade do portfólio “ótimo” para o cenário  $i$ . Este critério é também muito utilizado em planejamento da expansão (Miranda & Proença, 1998a, 1998b).

O conceito de *Value-at-Risk* (VaR) também é muito simples e representa o valor de risco mínimo que pode assumir um contrato ou carteira para um dado nível de probabilidade. Em outras palavras, é o valor monetário das perdas a que um contrato ou carteira está sujeita em um período de tempo, dado um determinado intervalo de confiança (Silva Neto, 2000). Por exemplo, se uma carteira tem um VaR de R\$ 30.000, em um determinado mês ou período, com um intervalo de confiança de 95%, isto equivale dizer que há 5% de probabilidade da carteira perder mais de R\$ 30.000 nesse mês. Um dos problemas identificados por Veiga (1999) nesse tipo de medida de risco é que raramente são observados valores abaixo do valor da probabilidade associada, o que faz com que sua estimativa seja imprecisa.

Observe-se que o VaR e o critério de arrependimento analisam apenas os cenários “ruins”, não levando em consideração os lucros dos  $(1-\alpha)\%$  de cenários restantes. As *Funções de Utilidade* (FU) corrigem este problema considerando todos os cenários possíveis. Neste método, as receitas são indicadas como “unidades de utilidades”, de risco neutro, e o objetivo é maximizar a utilidade esperada, permitindo uma grande flexibilidade quando se deseja modelar a preferência do investidor com relação a risco x retorno (Pereira et al, 2000). Para exemplos da aplicação da FU, consulte também Aires et al (2002).

Após a medição do risco associado a cada contrato e calculado seu valor esperado, é razoável que o investidor opte por carteiras que maximizem o seu valor esperado. É preciso, no entanto, atentar para o fato de que ao fazer isso ele

---

<sup>3</sup> Pode-se minimizar também, em outras situações, o arrependimento médio ou o máximo benefício (De la Torre et al, 1999).

estará aumentando o seu risco, pois, em geral, existe uma correlação negativa entre o valor e o risco do contrato ou carteira.

A Figura 18 mostra o gráfico VaR x valor esperado dos contratos, indicando um exemplo de curva das carteiras eficientes (Veiga, 1999, Bjorgan et al, 1999). Para cada combinação de períodos, quantidades e preços definidos nos contratos, define-se uma carteira (que é representada por um círculo na figura). Então, ao preencher toda a região do plano risco x retorno, a curva que a delimita é a curva eficiente. Um critério sugerido por Veiga (1999) é estabelecer inicialmente um limite máximo para o risco do contrato ou carteira (linha pontilhada da Figura 18). Dentro deste universo, escolhe-se o contrato ou a carteira que apresenta o maior valor esperado.

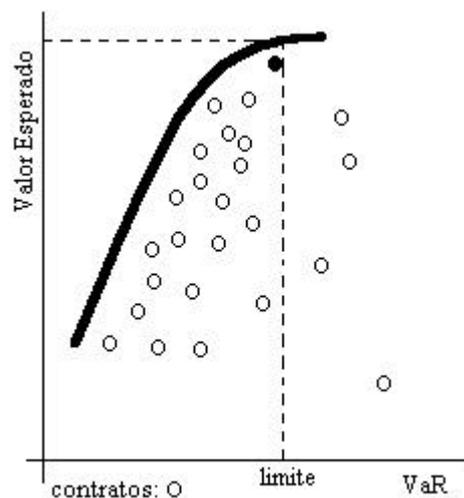


Figura 18. Curva das carteiras eficientes

Com relação ao problema de decidir a quantidade de energia a ser contratada no MAE, esta quantidade depende fundamentalmente do preço dos contratos no curto prazo, e este por sua vez, do preço do mercado atacadista de energia (PMAE) esperado. No próximo capítulo, propõe-se um modelo de previsão do preço PMAE com base em sistemas neuro-fuzzy e nos programas do planejamento da operação. Este modelo será capaz de fornecer uma distribuição esperada do preço spot e, assim, viabilizar o cálculo de medidas de risco, além de fornecer importantes subsídios para as estratégias de contratação de energia elétrica dos agentes comercializadores.

