Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica através da Medida Ômega

Leonardo Lima Gomes*
Luiz Eduardo Brandão**
Antonio Carlos Figueiredo Pinto***

Resumo

A reestruturação do setor elétrico brasileiro propiciou o surgimento de um mercado livre de energia. Objetivando obter resultados acima das margens normais neste mercado, algumas empresas buscam aumentar seus lucros fazendo operações descasadas, nas quais numa ponta o preço é travado no longo prazo, e na outra, o preço é de curto prazo. Neste trabalho, tomou-se como referência uma comercializadora que, devido a uma meta de lucro, deverá buscar fazer operações descasadas entre vendas, compras e compras sazonais com vendas uniformes. Foi elaborada uma metodologia para encontrar a melhor carteira de operações descasadas a qual maximiza o resultado da empresa tendo-se uma meta de resultado e restrições de *Value at Risk* – VAR. Os possíveis resultados das operações descasadas são simulados concomitantemente com a simulação de preços à vista de energia elétrica. Utilizando como critério de seleção de carteira a maximização da medida Ômega (Ω) com restrições de VaR, encontrou-se como resultado ótimo uma composição entre as operações de compra descasada e compra sazonal com venda uniforme.

***Palavras-chave*:** seleção de carteira; energia elétrica; medida ômega; simulação.

Códigos JEL: G11.

Abstract

The Brazilian electric power industry has been undergoing significant structural changes, including the creation of a free market for electricity. To obtain above average margins, some firms attempt to increase profits by entering into uncovered trading positions, where the long term price is locked in on one side, while on the other side the firm is subject to variations in the short term spot price. In this article we consider the case of an electricity trading company that takes long and short positions in electricity. A model is proposed for the analysis and decision of the best electricity portfolio, based on the optimization of the Omega measure, subjected to Value at Risk – VaR restrictions. In order to adopt the Omega measure the short term prices are simulated. The results indicate that the portfolio decision is a composition between uncovered buy and seasonal buy with flat sell.

***Keywords*:** portfolio selection; electricity; omega measure; simulation.

Submetido em Maio de 2009. Aceito em Novembro de 2009. O artigo foi avaliado segundo o processo de duplo anonimato além se de ser avaliado pelo editor. Editor responsável: Eduardo Facó Lemgruber.

*PUC, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: leonardolima@iag.puc-rio.br
**PUC, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: brandao@iag.puc-rio.br
***PUC, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: figueiredo@iag.puc-rio.br

Revista Brasileira de Finanças 2010 Vol. 8, No. 1, pp. 45–67
ISSN 1679-0731, ISSN online 1984-5146
©2010 Sociedade Brasileira de Finanças

1. Introdução

Até 1997 o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) era basicamente um monopólio estatal administrado por empresas federais e estaduais. A partir do segundo semestre daquele ano, no entanto, o processo de privatização promovido pelo Governo Federal levou a uma forte reestruturação do setor e o nos anos seguintes o SEB passou a experimentar um acentuado processo de mudança dentro dos moldes do Projeto de Reestruturação do Setor (Projeto RE-SEB) coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Algumas das principais características deste projeto foram:

- A desverticalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização;
- Os segmentos de produção e comercialização passaram a ser uma atividade competitiva com preços contratados definidos pelo mercado;
- O livre acesso dos geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição;
- Criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) hoje chamado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ambiente onde há a contabilização e a liquidação das transações de energia elétrica.

O processo de reestruturação iniciado em 1997 propiciou o surgimento de um mercado livre de energia, fundamentalmente, entre geradoras, comercializadoras e empresas com grande consumo de energia (consumidores livres). De acordo com o decreto no 5.163 de 30 de Julho de 2004, regulamentou-se a existência do Ambiente de Contratação Livre (ACL), definido como o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Empresas de comercialização e geração de energia elétrica negociam energia no ACL livremente, sendo que as transações podem ser classificadas em dois tipos: operações casadas e operações descasadas. No caso das operações casadas, os montantes comprados e vendidos são os mesmos, havendo uma margem fixa sem risco de mercado. Já nas operações descasadas, numa ponta o preço é travado no longo prazo mediante a negociação e registro de um contrato bilateral na CCEE, e na outra, o preço é de curto prazo obtido pela compra ou venda de energia elétrica no mercado a vista, deixando a empresa exposta ao risco de mercado, mas também possibilitando auferir maiores ganhos.

É comum que na gestão da carteira de contratos das comercializadoras ou geradoras, a maior parcela da carteira seja composta por operações casadas. Entretanto, objetivando obter resultados acima das margens normais das operações casadas, várias empresas buscam aumentar seus lucros fazendo operações descasadas dentro de parâmetros de controle de risco aceitos por gestores e acionistas.

Dentre as operações descasadas normalmente feitas, encontram-se as vendas descasadas, as compras descasadas e as compras sazonais com vendas uniformes. Nas vendas descasadas a empresa vende energia por meio de contratos de longo prazo e compra no mercado à vista. Nas compras descasadas, é o oposto, ou seja, a empresa compra energia por meio de contratos de longo prazo e vende no mercado à vista. No caso das compras sazonais com vendas uniformes, as empresas compram energia de forma sazonal, por exemplo, de termelétricas movidas a bagaço de cana, sendo a energia produzida durante a safra sazonal da cana-de-açúcar. Na venda uniforme, a quantidade de energia (MWmed) entregue em todos os meses será a mesma.

Ressalta-se que as empresas que realizam operações descasadas têm uma preocupação muito grande em controlar o risco e consequentemente o tamanho do descasamento. Geralmente estas empresas utilizam o *Value at Risk* (VaR) para controlar a exposição ao risco de mercado.

Tomando-se como referência uma empresa comercializadora que possui uma carteira de contratos de energia elétrica calcada em operações casadas, e que, devido a uma meta orçamentária de obtenção de lucro a um dado nível de risco, deverá buscar fazer algumas operações descasadas; este artigo procura responder à seguinte questão de pesquisa:

"Qual é a Melhor Carteira Incremental de Operações Descasadas que Maximiza o Resultado da Empresa tendo-se uma Meta de Resultado e uma Restrição de VaR?"

No sentido de responder a esta questão, foi escolhido como critério de seleção de carteira a maximização da medida Ômega (Ω) dado um nível de VaR. A medida Ω foi escolhida porque consegue incorporar todos os momentos estatísticos da distribuição dos resultados simulados para a carteira. A medida Ω também leva em conta um nível de retorno ou valor meta chamado de "limite" (L) definido exogenamente, o qual é a fronteira entre o que se considera como ganho e como perda.

Além de procurar responder a uma pergunta associada a um problema real, este artigo contribui com a utilização de uma técnica recente de otimização de carteira que é a maximização da medida Ω com restrição de VaR. Adicionalmente, apresenta variáveis e especificidades do SEB pouco exploradas em trabalhos científicos brasileiros.

O artigo está organizado da seguinte forma. Na próxima seção é feita uma revisão da literatura de finanças sobre otimização de carteiras e medidas de risco. Na seção 3 são descritas quais são as principais características do mercado brasileiro de energia elétrica relacionadas a este artigo, e a metodologia adotada é apresentada na seção 4. Na seção 5 é realizado um exemplo numérico com dados e análises de sensibilidade que se aproximam da realidade de uma comercializadora de energia elétrica no Brasil, e em seguida concluímos.

2. Revisão da Literatura e Conceituação da Medida Ômega (Ω)

2.1 Alguns métodos de escolha de carteiras

O trabalho de Markowitz (1952) foi o precursor na análise de decisão em formação de carteiras. O autor utilizou a variância do retorno da carteira como medida de risco. Em seu trabalho, deseja-se obter uma carteira de risco mínimo sujeito a restrições de uso do capital e de limite mínimo de retorno na carteira. O risco sobre o retorno pode ser tratado como uma variável aleatória, sendo que apenas o segundo momento da distribuição de probabilidades do retorno é o indicador que define a maior ou menor exposição ao risco ao qual o ativo está submetido.

Seguindo-se o trabalho desenvolvido por Markowitz, surgiram medidas e índices de desempenho utilizados para escolher carteiras. Os resultados formalizados pelos tradicionais trabalhos de Treynor (1965), Sharpe (1966) e Jensen (1968) contribuíram com alguns índices amplamente conhecidos e aceitos no mercado. O índice de Sharpe, por exemplo, avalia o desempenho de uma carteira levando-se em conta a divisão entre o retorno esperado e o desvio padrão do retorno da carteira.

Na evolução dos critérios de escolha de carteiras e controle de risco, surgiu o *Value at Risk* (VaR), forma de quantificação desenvolvida pelo banco JP Morgan (1996). Esta é uma forma sistemática resultante do esforço de determinar, a cada período, qual o valor de perda dado certo nível de significância estatística.

Assim, um $VaR_{95\%}$ traduz, em um número, que há 5% de probabilidade de que um valor maior do que o indicado seja perdido. Por exemplo, para a distribuição de retornos de determinada carteira, o $VaR_{95\%}$ corresponderá ao valor associado a um percentil extremo daquela distribuição, neste caso de 5%.

2.2 A Medida Ômega

Simplificações são realizadas no momento de definir uma medida de desempenho de um ativo ou de uma carteira. A maioria dos indicadores considera a importante simplificação: a média e a variância descrevem completamente a distribuição de retornos.

Estas simplificações são válidas se é assumida uma distribuição normal dos retornos ou valores, mas não necessariamente os retornos dos investimentos possuem uma distribuição normal. Assim, além da média e variância, momentos de ordem superior seriam necessários para representar melhor a distribuição.

Introduzida inicialmente por Keating e Shadwick (2002), a medida Ômega (Ω) consegue incorporar todos os momentos da distribuição, fornecendo uma completa descrição das características do risco-retorno de tal modo que se obtém uma medida intuitivamente atrativa e facilmente calculada. Dessa forma, ao invés de estimar apenas alguns momentos individuais, a medida Ω considera o impacto total da distribuição.

A medida Ω, por definição, leva em conta um nível de retorno ou valor chamado de "limite" (L), definido exogenamente, o qual é a fronteira entre o que se considera como ganho e perda. Por exemplo, se um investidor define um L de 15% de retorno ao ano para determinada carteira, um retorno de 17% a.a. será considerado ganho enquanto um de 14% a.a. será assumido como perda.

Cabe destacar que a definição de um limite (L), também interpretado como uma meta, possui alta aderência com a realidade das empresas e do mercado financeiro. Empresas e investidores estão habituados a definirem metas, abaixo das quais se considera perda e acima das quais se considera ganho.

A utilização da medida Ω é recente, tendo grande potencial para o desenvolvimento de novas aplicações. Alguns trabalhos que empregaram este índice de performance podem ser citados. Kazemi et alii (2003) discutem o uso da medida, trazendo como contribuição a demonstração de que a função Omega $\Omega(L)$ pode ser escrita como uma divisão de dois valores esperados. Ick e Nowak (2006) fazem uma proposta para otimizar uma carteira de ações utilizando a medida Ω. Castro (2008) utiliza a otimização da medida Ω para a análise de escolha de carteiras de projetos com opções reais no setor petrolífero brasileiro.

2.3 Definição e cálculo da medida ômega

Com a finalidade de exemplificar o cálculo da medida Ω será considerada uma distribuição discreta de retornos de um ativo apresentada na Figura 1. A meta (ou limite) de retorno adotada foi de $L = 1,2$.

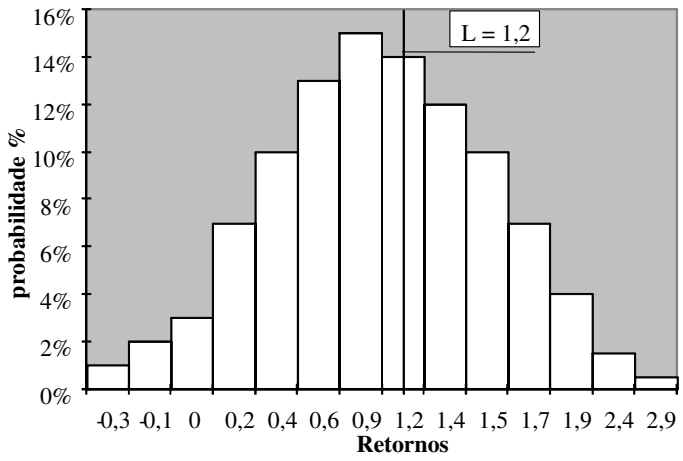


Figura 1
Distribuição de probabilidade dos retornos – exemplo

Esta distribuição servirá para ilustrar o conceito da medida Ω e a forma de cálculo do valor da função Ω para um determinado limite L, dada uma distribuição de retornos esperada para um ativo, seja ele um ativo único ou uma carteira ou coleção deles (Castro, 2008).

Assim, uma vez dada a distribuição e especificado o limite L, pode-se comparar a probabilidade de ganhos e perdas, ponderados pelo seu valor. O ganho esperado de um retorno maior do que L é o valor esperado (condicional) dos retornos que excedem L ou $E[(r-L)|r|L]$. A perda esperada é obtida como $E[(r-L)|r=L)]$.

A Tabela 1 apresenta os dados de retorno (r), excedente de retorno em relação à meta ($r-L$) e as respectivas probabilidades associadas.

Tabela 1
Retorno, excedente de retorno e probabilidade

Retorno (r)	-0,3	-0,1	0,0	0,2	0,4	0,6	0,9
$(r-L)$	-1,5	-1,3	-1,2	-1,0	-0,8	-0,6	-0,3
Probabilidade	0,010	0,020	0,030	0,070	0,100	0,130	0,150
Retorno (r)	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	2,4	2,9
$(r-L)$	0,0	0,2	0,3	0,5	0,7	1,2	1,7
Probabilidade	0,140	0,120	0,100	0,070	0,040	0,015	0,005

O ganho esperado e a perda esperada, no caso da distribuição da Figura 1, podem ser calculados como:

$$\begin{aligned}\text{Ganho Esperado: } E[(r-L)|r|L] &= (0,2x0,12)+(0,3x0,10)\\ &+ (0,5x0,07)+(0,7x0,04)\\ &+ (1,2x0,015)+(1,7x0,005)\\ &= +0,144\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Perda Esperada: } E[(r-L)|r=L] &= (-1,5x0,01)-(1,3x0,02)\\ &- (1,2x0,03)-(1,0x0,07)\\ &- (0,8x0,1)-(0,6x0,13)\\ &- (0,3x0,15)=-0,350\end{aligned}$$

A medida Ômega pode ser definida, então, como $\Omega = -E[(r-L)|r > L]/E[(r-L)|r=L]$. No exemplo apresentado $\Omega = -0,144/-0,350 = 0,410$.

Quando a distribuição de probabilidades deixa de ser discreta, isto é, quando realmente se torna uma função de densidade definida em todo o conjunto dos números reais, e os intervalos de valores de retornos tornam-se menores até o limite em que tendem a zero, a forma serrilhada da curva de distribuição cumulativa aproxima-se de uma linha contínua e o cálculo da função Ômega, para uma certa distribuição de frequência e dado um limite dos retornos requerido L, torna-se o valor $\Omega(L)$ e é o resultado da divisão da área superior pela inferior do gráfico, conforme mostrado na Figura 2.

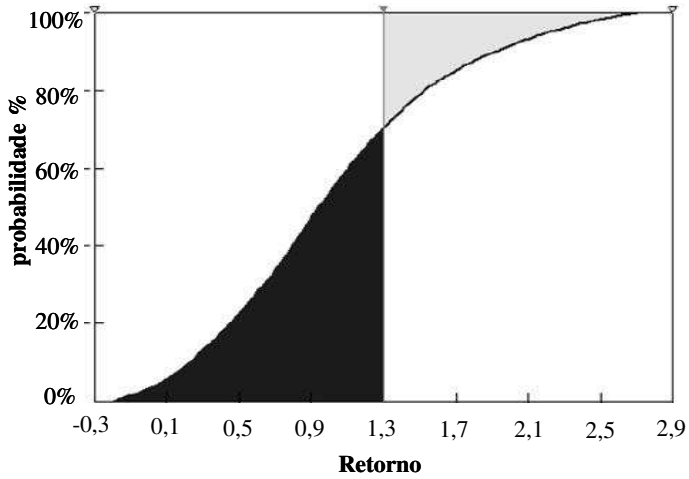


Figura 2
Ilustração das parcelas ganho e perda com todos os valores

A função Ômega, na forma de sua definição e calculada na sua forma contínua, pode ser definida de acordo com a equação:

$$\Omega(L) = \frac{\int_{L}^{B} [1 - F(x)]\, dx}{\int_{a}^{L} F(x) dx} \quad (1)$$

onde:
$F(x)$ = função de distribuição cumulativa (FDC) dos retornos "x";
L = nível mínimo requerido dos retornos;
a = menor retorno;
b = maior retorno.

A função $\Omega(L)$ assim definida engloba todas as características da distribuição de retornos ou valores, incorporando todos os efeitos dos momentos de ordem superior que porventura possam ser relevantes. Mais detalhes sobre a definição e as propriedades da medida Ω podem ser encontrados em Kazemi et alii (2003).

3. Características do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Nesta seção, serão descritas características do mercado brasileiro de energia elétrica a fim de que se possa compreender a modelagem realizada neste artigo. Inicia-se pelas características dos contratos bilaterais. Em seguida, é explicada a formação dos preços de liquidação de curto prazo utilizados na modelagem realizada neste artigo.

3.1 Formato dos contratos bilaterais

A unidade básica negociada em contratos de energia elétrica é o megawatt-hora (MWh), sendo os preços negociados em reais por megawatt-hora (R$/MWh). Um contrato deve especificar as quantidades de energia elétrica a serem entregues durante determinados intervalos de tempo. Por exemplo, seja um contrato especificado para dois meses de entrega, março e abril de 2006. O contrato determina que o fornecedor deverá entregar 74.400 MWh em março e 72.000 MWh PersonName-ProductIDem abril. Seem abril. Se o preço contratado for de 50 R$/MWh, o faturamento do fornecedor deverá ser de R$ 50x74.400 em março e de R$ 50x72.000 em abril.

No exemplo anterior, ao se dividir a quantidade de energia em MWh pelo número de horas de cada mês, encontra-se o valor de 100 megawatt (MW) para ambos. É bastante comum, também, que a quantidade negociada esteja em MW, mais especificamente em MWmédio para indicar que é uma média no período. Assim, no exemplo, a quantidade negociada de 100 MWmédio para março e abril, equivale a 100x744 MWh em março e 100x720 MWh em abril.

Outro item básico a ser especificado no contrato é o local de entrega. O mercado brasileiro é dividido em quatro sub-mercados, sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte, originados a partir das restrições de transmissão. Dependendo da situação do armazenamento de água, da oferta e da demanda, cada sub-mercado pode apresentar preços bastante diferentes, daí a importância da especificação do local da entrega.

Para exemplicar, considere um contrato com as seguintes características:

Ponto de Entrega: Centro de Gravidade do Submercado Sudeste/Centro-oeste;

Duração: Janeiro a Dezembro de 2007;

Quantidade: 50 MWmed;

Preço: 90 R$/MWh.

A energia será entregue no submercado sudeste/centro-oeste sem perdas de distribuição de janeiro a dezembro de 2007 ao preço fixo de 90 R$/MWh. As quantidades em MWh serão calculadas mensalmente pelo produto 50 MWmed x número de horas no mês.

3.2 Preços de liquidação das diferenças (PLDs) e do mercado de curto prazo

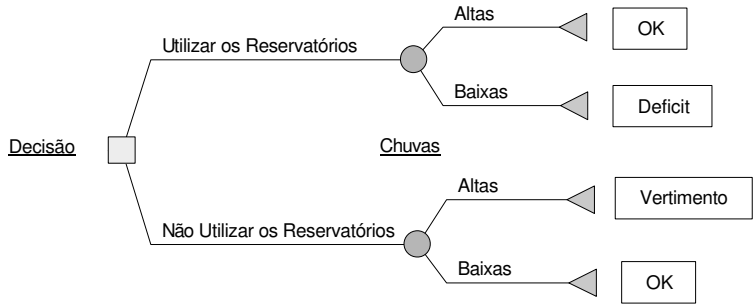
O Preço de Liquidação das Diferenças – *PLD* é utilizado para liquidar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. O *PLD* baliza a formação dos preços no mercado à vista, os quais são normalmente formados pelo *PLD* mais um ágio. O ágio surge devido à necessidade dos agentes fecharem seus balanços mês a mês devido a uma regra de mercado que impõe penalidades severas caso contrário (569,59 R$/MWh segundo as regras de mercado da CCEE em 2008). Neste artigo, adotou-se a premissa de ágio igual a 20 R$/MWh, sendo o preço à vista igual a $PLD + 20$ R$/MWh. A formação do *PLD* se faz pela utilização dos dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a otimização da operação. O significado do *PLD* dentro do contexto da otimização da operação será explicado na seção 3.4.

O Brasil adotou um esquema de decisão de operação (geração de energia elétrica) centralizado realizado por modelos de otimização (um modelo de curto prazo acoplado a um de longo prazo, chamado Newave) cujo objetivo é minimizar o custo total de operação do sistema hidrotérmico ao longo de um horizonte de planejamento. Esses modelos utilizam o método de programação dinâmica dual estocástica (Pereira e Pinto, 1991). A fim de conceituar melhor a formação de preço no sistema hidrotérmico brasileiro, torna-se necessária uma abordagem sobre como é feita a operação sob uma ótica econômica.

3.3 Operação de um sistema hidrotérmico

A característica mais evidente de um sistema com geração hidroelétrica é poder utilizar a energia que está armazenada nos reservatórios para atender à demanda evitando, desta maneira, gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidro está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro.

Assim, ao se utilizar hoje as reservas de energia hidro com o objetivo de minimizar os custos térmicos, no caso de uma seca severa no futuro poderá haver um racionamento que gere um alto custo para a sociedade. Se, por outro lado, ao se preservar as reservas de energia hidro através de um uso mais intensivo de geração térmica, e as afluências futuras são elevadas, poderá ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representa um desperdício de energia. Esta situação está ilustrada na Figura 3.



Nota: Vertimento – Termo utilizado no setor elétrico que representa a não utilização forçada da água para gerar energia em situações de enchimento dos reservatórios.

Figura 3
Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos

Assim, o operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato do uso da água com o benefício futuro de seu armazenamento, conforme ilustrado na Figura 4.

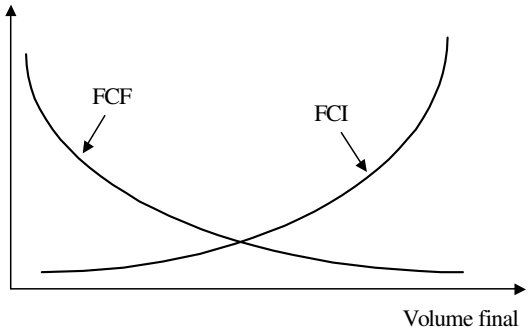


Figura 4
Custo imediato e futuro

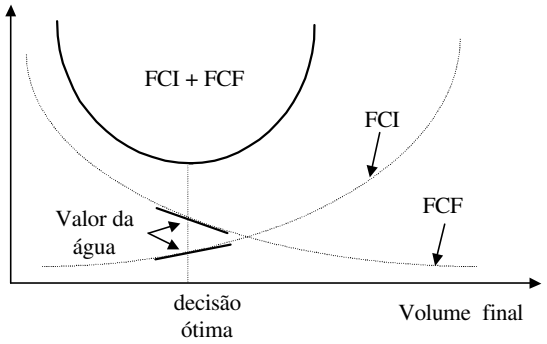


Figura 5
Uso ótimo da água

A função de custo imediato – FCI – representa os custos de geração térmica no estágio t, ou seja, no estágio imediato, presente. Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hidro disponível, isto é, quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a de geração térmica. Por sua vez, a função de custo futuro – FCF – está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do final do estágio t (início de $t+1$) até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidro disponível no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado na Figura 5, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento de água se igualam.

3.4 Cálculo do PLD

O problema de decisão da operação hidrotérmica para o estágio t é formulado como:

$$z_t = Min\,[c_j x g_{tj} + FCF(v_t + 1)] \quad (2)$$

Sujeito às seguintes restrições operativas: balanço hídrico, armazenamento e turbinamento, geração térmica e atendimento à demanda. A função objetivo é minimizar a soma de duas classes dos dois custos:

- Custo operativo imediato – dado pelos custos térmicos no estágio t, onde c_j é o custo variável da térmica j e g_{tj} é a geração da térmica j no estágio t. O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção.
- Valor esperado do custo operativo futuro - dado pela função de custo futuro $FCF(v_t + 1)$. Também como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor v_t +1.

O problema de otimização pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear. Além da decisão operativa ótima, o esquema de programação calcula os multiplicadores simplex, ou preços sombra, associados a cada restrição. Em particular, o *PLD* do sistema é o multiplicador simplex associado à restrição de atendimento à demanda, significando o custo de produção de 1 MWh adicional no ponto ótimo de minimização de custos (em R$/MWh).

4. Modelagem

Com o objetivo de obter resultados acima das margens normais das operações casadas, várias empresas buscam aumentar seus lucros fazendo operações descasadas dentro de parâmetros de controle de risco aceitos por gestores e acionistas. Dentre as operações descasadas normalmente feitas, encontram-se as vendas descasadas, as compras descasadas e as compras sazonais com vendas uniformes conforme explicado na introdução.

A fim de contextualizar a modelagem, considerou-se uma comercializadora de energia que opera no mercado de energia elétrica brasileiro. Em seu orçamento para o ano de 2009, a empresa definiu que pretende obter um lucro líquido R$ 5 milhões de associado a operações descasadas (meta associada a operações de risco), com restrição de $VaR_{95\%}$ de R$ 10 milhões no ano. Assume-se que este resultado poderá ser atingido tanto com vendas descasadas, compras descasadas, ou com compras sazonais com vendas uniformes, podendo haver combinação das operações.

A modelagem incorpora a simulação de *PLD*s. Após a utilização de um modelo de otimização (Maceira et alii, 1998) para calcular a política ótima de operação

hidrotérmica ao longo de um período de planejamento conforme explicado na seção 3.4, são feitas simulações a partir das quais se obtêm as séries de *PLD*s. A simulação pode ser feita mediante combinações da série histórica de energias afluentes (chuva que chega aos reservatórios) aos submercados ou através da geração de séries sintéticas utilizando um modelo Periódico Auto Regressivo – PAR(p) (Maceira e V., 1997) de séries temporais. Cada série simulada de energias afluentes origina uma série mensal de *PLD*s. Essas séries são utilizadas na determinação de um resultado para a operação de comercialização, expressado pelo resultado anual em R$. Assim, N séries simuladas de vazões geram N resultados diferentes para a operação, podendo ser classificados e analisados estatisticamente.

Neste artigo, foram utilizados os dados de entrada do programa Newave disponibilizados pela CCEE em Agosto de 2008. A partir desses dados de entrada, o programa foi executado, gerando a simulação de preços.

No caso da realização de vendas descasadas, assumiu-se que o preço de venda (P_v) é de 160 R$/MWh, equivalente ao preço negociado no mercado bilateral para contratos de 1 ano (Jan a Dez de 2009). Para o preço de compra, adotou-se $PLD+$ 20 R$/MWh, sendo o *PLD* simulado para 2009 em 2000 séries de valores mensais. O incremento de 20 R$/MWh corresponde ao ágio de fechamento de contratos mensais de curto prazo que se origina da necessidade que os agentes têm de cobrir 100% de suas exposições para não incorrerem em penalidade. Trata-se de um valor médio observado no mercado.

A Equação 3 a seguir apresenta o resultado mensal da operação de venda descasada (vendas contratadas de longo prazo e compras no mercado a vista) para cada mês m e série simulada i.

$$\Pi_{m,i} = \left[P_v - (PLD_{m,i} + \text{ágio})\right].Econt_m.(1 - IR) \tag{3}$$

onde:
$\Pi_{m,i}$ é o lucro ou resultado no mês m, série i
P_v é o preço contratado de venda
$PLD_{m,j}$ é o PLD no mês m, série i
$Econt_m$ é a energia contratada no mês m
IR são os impostos incidentes ($IRPJ, CSSL, PIS, CONFINS$)

Foi considerado $IRPJ + CSSL$ igual a 34% (lucro real) e $PIS + COFINS$ igual a 9,25% pelo sistema não cumulativo, ou seja, pela margem.

No caso da realização de compras descasadas (vendas realizadas no mercado a vista e compras contratadas de longo prazo), assumiu-se preço de compra de 160 R$/MWh e preço de venda de $PLD + 20$ R$/MWh. A Equação 4 descreve matematicamente o resultado mensal para cada série simulada de *PLD*s para este tipo de operação.

$$\Pi_{m,i} = \left[(PLD_{m,i} + \text{ágio}) - Pc\right].Econt_m.(1 - IR) \tag{4}$$

onde P_c é o preço contratado de compra.

Em relação às compras sazonais com vendas uniformes, foi considerado que a compra é realizada com duração de maio a dezembro (período correspondente à safra de cana-de-açúcar no sudeste) e a venda feita ao longo de todo o ano num montante total anual de energia equivalente ao da compra. Assim, entre maio e novembro há sobra, ou seja, o montante comprado é maior. Nos demais meses, há déficit. O preço contratado é de 160 R$/MWh tanto na compra como na venda. Nos meses de déficit compra-se energia no mercado de curto prazo por $PLD + 20$ R$/MWh e nos meses de sobra, vende-se o montante correspondente ao excedente também por $PLD + 20$ R$/MWh. A próxima equação mostra o resultado desta operação. Ressalta-se que há uma parcela na equação que se refere à liquidação do déficit ou do excedente por PLD+ágio.

$$\begin{aligned} \Pi_{m,i} \quad = \quad & [Pv.Econtv - Pc.Econtc_m + (Econtc_m - Econtv). \\ & (PLD_{m,i} + \text{ágio})].(1 - IR) \end{aligned} \tag{5}$$

onde:
$Econtv$ é a energia contratada de venda (constante).
$Econtc_m$ é a energia contratada comprada em cada mês m (sazonal).

A partir dos resultados mensais para cada série simulada, calculam-se os resultados anuais através de soma simples. O problema então, consiste em escolher os montantes de energia destinados a cada operação de tal forma a maximizar a medida Ômega referente à distribuição dos resultados anuais, considerando-se a restrição de VaR. O problema de otimização pode ser apresentado da seguinte forma:

$$\max_{q_c, q_v, q_s} \Omega\left(L, \Pi_a\right) \quad s.a. \quad VaR_{95\%} \leq VaR_{controle} \tag{6}$$

onde:
Π_a: Resultado Anual
q_c: Montante referente à compra descasada;
q_v: Montante referente à venda descasada;
q_s: Montante referente à compra sazonal com venda uniforme;
L: Limite ou meta;
$VaR_{controle}$: VaR admissível no ano.

5. Resultados

5.1 Simulação dos PLDs

A Tabela 2 apresenta a estatística descritiva da distribuição das médias anuais dos *PLD*s. Ao lado, a Figura 6 apresenta um histograma das médias anuais das séries simuladas de *PLD*s mensais. Observa-se maior probabilidade associada a valores menores e grande assimetria, podendo o *PLD* atingir altos valores, no entanto, com baixa probabilidade.

Tabela 2
Estatística descritiva média anual PLDs em R$/MWh

Média	182,43
Mediana	135,04
Desvio-padrão	154,98
Assimetria	0,975
Amplitude	554,12
Mínimo	15,47
Máximo	569,59

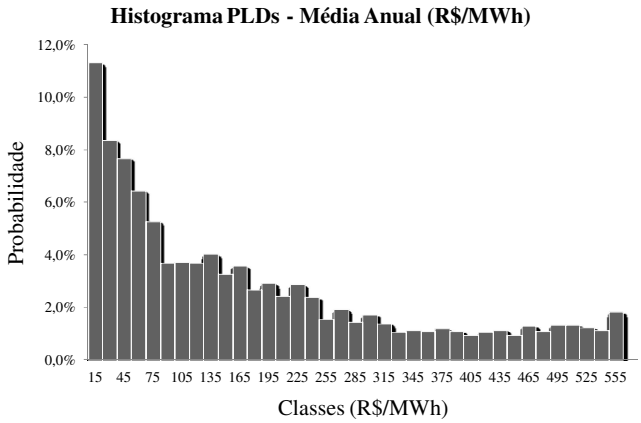


Figura 6
Histograma PLDs

5.2 Distribuição dos Resultados das Operações Descasadas

A Tabela 3 mostra a estatística descritiva e algumas métricas de risco referentes às distribuições dos resultados das operações descasadas consideradas. Para fins de apresentação da estatística descritiva e dos histogramas, foi assumido um montante de 10 MWmed para os contratos de compra e venda em qualquer operação. É possível notar que, para as premissas consideradas, a operação de venda descasada se apresenta como uma alternativa pior que as outras, pois proporciona uma média (valor esperado do resultado) negativa e maiores valores em risco.

Adicionalmente, observa-se uma clara simetria negativa entre as opções de compra e venda descasadas. Isso ocorre porque na operação de compra descasada, o lucro é obtido pela diferença entre o preço de venda no mercado a vista e o preço de compra contratado bilateralmente. Já na operação de venda descasada é exatamente o oposto, ou seja, o lucro é obtido pela diferença entre o preço de venda contratado bilateralmente e o preço de compra no mercado a vista. Como os preços contratados e os preços simulados para o mercado a vista são os mesmos em ambas as situações, os resultados em módulo tanto para a compra descasada como para a venda descasada são os mesmos, no entanto, com sinais contrários.

Tabela 3
Estatística descritiva / métricas de risco – distribuições de resultados

R$ milhões	Compra descasada	Venda descasada	Compra sazonal
Média	2,233	(2,233)	0,516
Mediana	(0,242)	0,242	0,366
Desvio Padrão	8,132	8,132	1,738
Downside risk	2,420	6,518	0,857
VaR 95	(6,268)	(19,662)	(2,296)
VaR 99	(6,534)	(22,540)	(3,843)
$PrVP < 0$ (%)	51,2%	48,9%	36,2%

Downside Risk – desvio padrão apurado tornando os valores positivos iguais a zero e mantendo os negativos.
$PrVP < 0$ – significa a probabilidade de resultados negativos para a operação.

Como a operação de venda descasada é inferior quando comparada com as outras duas, optou-se por extraí-la do conjunto de decisão. Assim, realiza-se a otimização da medida Ω pesquisando-se apenas as possibilidades de compra descasada e compra sazonal com venda uniforme, ou uma combinação das duas.

As Figuras 7 e 8 ilustram os histogramas das distribuições de resultados considerando-se as operações de compra descasada e compra sazonal com venda uniforme. Observa-se que a distribuição referente à compra descasada é bastante assimétrica, carregando a assimetria associada aos *PLD*s. No caso da operação de compra sazonal com venda uniforme, como há alguns meses de sobra e outros de déficit, acaba havendo maior equilíbrio na soma anual. Assim, a distribuição de resultados para esta operação quase não apresentou assimetria.

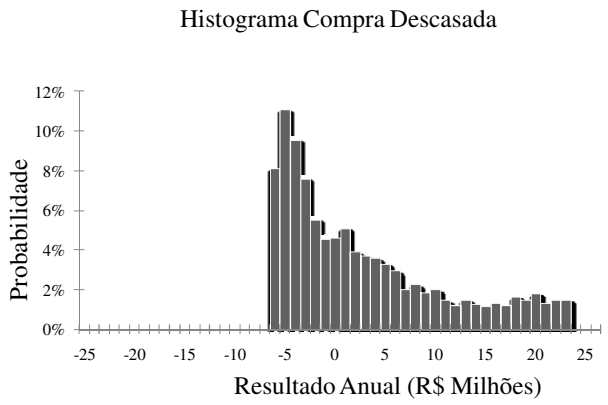


Figura 7
Histograma, distribuição de resultado anual e compra descasada

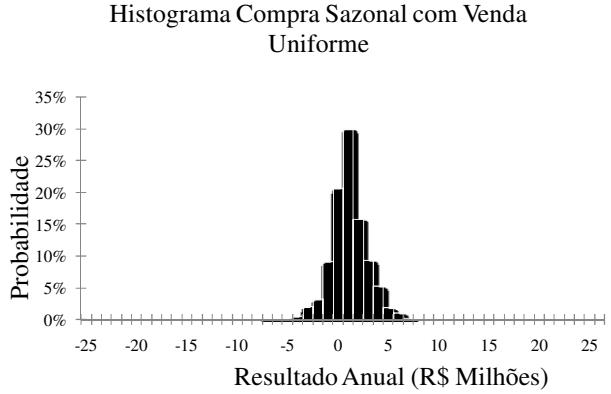


Figura 8
Histograma, resultado anual, compra sazonal com venda uniforme

5.3 Otimização da medida ômega

A Figura 9 apresenta a variação da medida Ômega e do $VaR_{95\%}$ em função do montante de energia, considerando-se a operação de compra descasada. Pode-se visualizar que a função Ômega é monotonicamente crescente. Focando apenas nesta operação, o ponto ótimo com restrição de VaR é aquele de maior contratação até o atendimento da restrição de R$ 10 milhões. O valor ótimo contratado é de 15,95 MWmed.

A Figura 10 mostra a variação da medida Ômega e do $VaR_{95\%}$ em função do montante de energia, considerando-se a operação de compra sazonal com venda

uniforme. Observa-se que a função Ômega se mantém monotonicamente crescente, sendo o valor ótimo contratado de 43,56 MWmed, considerando-se restrição de VaR $_{95\%}$ de R$ 10 milhões. Ressalta-se que o ótimo contratado vale para a operação isolada de compra sazonal com venda uniforme.

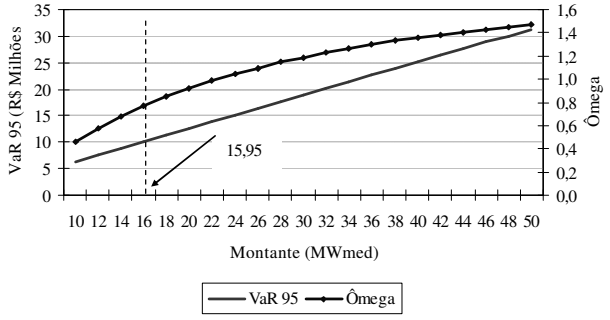


Figura 9
Valor ótimo contratado e compra descasada

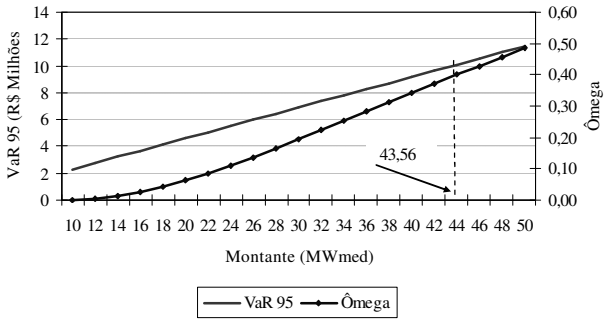


Figura 10
Valor ótimo contratado e compra sazonal com venda uniforme

Agora será possibilitada a composição de uma carteira com as duas operações eficientes (compra descasada e compra sazonal com venda uniforme). Vale lembrar que a operação de venda descasada foi descartada do conjunto de escolha.

A curva da Figura 11 mostra as combinações de quantidade de compra descasada (eixo x) e de compra sazonal com venda uniforme (eixo y) para as quais a restrição de VaR $_{95\%}$ de R$ 10 milhões é atingida.

A Figura 12 ilustra as curvas de nível da função Ômega em relação às quantidades das duas operações. Na Figura 13, pode-se visualizar o ponto ótimo como a interseção da isoquanta de maior Ômega com a curva apresentada na Figura 13 na qual a restrição de VaR é atingida. A combinação ótima é de 13,2 MWmed para a operação de compra descasada com 33,1 MWmed para a operação de compra sazonal com venda uniforme.

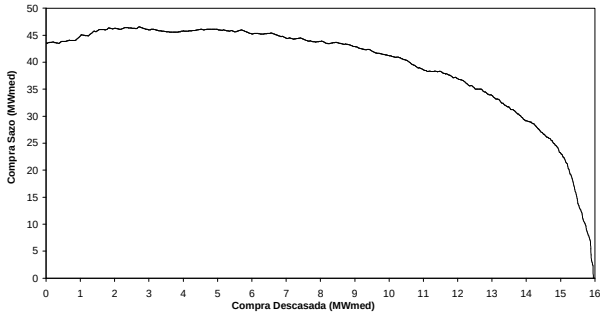


Figura 11
Combinação de quantidades MWmed – restrição de VaR de R$ 10 milhões

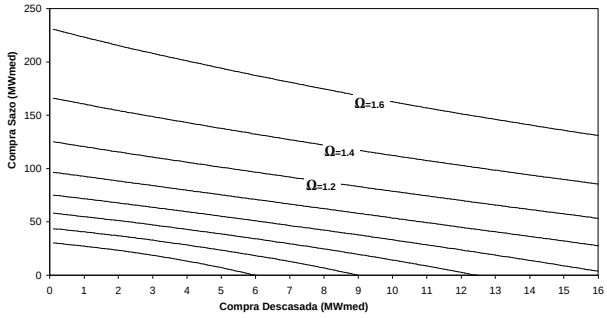


Figura 12
Curvas de nível da função ômega

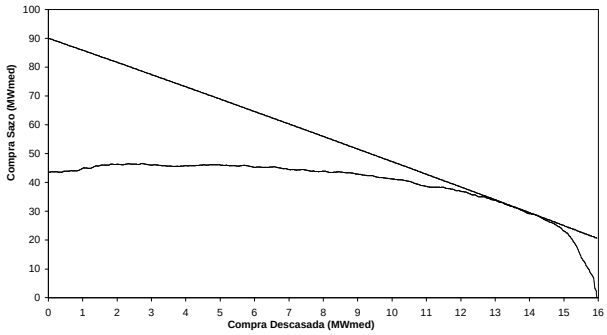


Figura 13
Ponto ótimo (MWmed), maximização do ômega com restrição de VaR

A Tabela 4 apresenta as decisões ótimas variando-se as restrições de VaR $_{95\%}$ entre 5 e R$ 15 milhões por ano. Como era de se esperar, quando a restrição é relaxada, o gestor assume posições maiores nas operações de risco.

Tabela 4
Decisão ótima

Restrição VaR R$ Milhões	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0
Compra descasada MWmed	5,3	10,6	13,2	18,3	22,3
Compra sazonal MWmed	19,8	21,5	33,1	32,6	36,8

A Tabela 5 mostra a estatística descritiva e métricas de risco referentes às distribuições dos resultados das operações já considerando os montantes ótimos para os seguintes casos: somente compra descasada, somente compra sazonal com venda uniforme e combinação das duas operações. Em ambas as situações a restrição de VaR $_{95\%}$ foi de R$ 10 milhões.

Tabela 5
Estatística descritiva / métricas de risco – soluções ótimas

	Compra descasada	Compra sazonal	Combinação 13,2+33,1=
MWmed ótimo	15,95	43,56	56,30
R$ milhões			
Média	3,563	2,246	4,654
Mediana	(0,387)	1,594	0,619
Desvio padrão	12,974	7,572	13,721
Downside risk	3,861	3,735	3,871
VaR 95	(10,000)	(10,000)	(10,000)
VaR 99	(10,425)	(16,740)	(12,699)
$PrVP < 0(\%)$	51,2%	35,0%	48,2%
Ômega	0,768	0,393	0,940

Downside Risk – desvio padrão apurado tornando os valores positivos iguais a zero e mantendo os negativos.
$PrVP < 0$ – significa a probabilidade de resultados negativos para a operação.

Pode-se notar que a quantidade ótima total de energia na situação de combinação das duas operações é maior, sendo a medida ômega consideravelmente maior quando comparada com as situações ótimas para cada operação isolada. Assim, conclui-se que o efeito carteira propiciou uma melhor performance, aqui medida pelo ômega com restrição de $VaR_{95\%}$.

6. Conclusões

Este estudo tomou como referência uma comercializadora que opera no mercado de energia elétrica brasileiro que definiu que pretende obter R$ 5 milhões de lucro associado a operações descasadas, com restrição de $VaR_{95\%}$ de R$ 10 milhões no ano.

As operações analisadas foram as vendas descasadas, as compras descasadas e as compras sazonais com vendas uniformes. Os parâmetros estatísticos dos preços foram definidos a fim de que os resultados anuais pudessem ser simulados, apresentando-se, para cada quantidade contratada, uma distribuição de resultados. O problema então, consistiu em escolher os montantes de energia destinados a cada operação de forma a maximizar a medida Ômega referente à distribuição dos resultados anuais, sujeito a uma restrição de VaR.

Através da análise da estatística descritiva e métricas de risco, concluiu-se que, para as premissas consideradas, a operação de venda descasada se apresentou como uma alternativa não ótima com valor esperado negativo e maior VaR, sendo, portanto, excluída do conjunto de decisão. Observando-se os histogramas das distribuições de resultados, foi verificado que a distribuição referente à compra descasada é bastante assimétrica devido à assimetria associada aos *PLD*s. No caso da operação de compra sazonal com venda uniforme, como há alguns meses de sobra e outros de déficit, houve maior equilíbrio na soma anual. Assim, a distribuição de resultados para esta operação quase não apresentou assimetria relevante.

Com relação à operação de compra descasada, o ponto ótimo com restrição de VaR foi aquele de maior contratação até o limite da restrição de R$ 10 milhões, no caso, 15,95 MWmed. No caso isolado da operação de compra sazonal com venda uniforme, o valor ótimo contratado foi de 43,56 MWmed, considerando-se também a restrição de VaR $_{95\%}$ de R$ 10 milhões. Permitindo-se a montagem e escolha de carteiras com ambas as operações, a combinação ótima foi de 13,2 MWmed para a operação de compra descasada com 33,1 MWmed para a operação de compra sazonal com venda uniforme.

Foi possível notar que a quantidade ótima total de energia na situação de combinação das duas operações é maior que a soma dos montantes ótimos obtidos em cada caso isolado, sendo a medida Ômega consideravelmente maior quando comparada com as situações ótimas para cada operação isolada. Assim, conclui-se que o efeito carteira proporcionou melhor performance, medida neste artigo pelo Ômega com restrição de $VaR_{95\%}$.

Foi realizada uma análise de sensibilidade das decisões ótimas em relação às restrições de VaR $_{95\%}$ de 5 a R$ 15 milhões por ano. Quando a restrição é relaxada, o gestor assume posições maiores nas operações de risco. Assumindo $VaR_{95\%}$ de R$ 5 milhões, a decisão ótima foi realizar 5,3 MWmed de compra descasada e 19,8 MWmed de compra sazonal. No extremo, permitindo um VaR $_{95\%}$ de R$ 15 milhões, a decisão ótima foi escolher 22,3 MWmed de compra descasada e 36,8 MWmed de compra sazonal.

Além de lidar com um problema real, este artigo utiliza uma técnica recente de otimização de carteira que é a maximização da medida Ômega, a qual foi escolhida por incorporar todos os momentos estatísticos da distribuição dos resultados, permitindo-se trabalhar com distribuições não normais. Esta é uma vantagem da medida Ômega em relação a outras.

Como limitações desse estudo, pode-se citar que os preços contratados utilizados no exemplo numérico foram obtidos com profissionais de mercado que sinalizaram em quanto estava o valor da energia para um contrato bilateral em 2009. No entanto, como não existe um mercado futuro no qual o preço é evidenciado em uma bolsa, não há precisão nos valores utilizados. O mesmo comentário vale para o valor do ágio. Adicionalmente, foi assumido que no caso de compras sazonais com vendas uniformes, apesar da sazonalidade, as quantidades compradas de energia mês a mês são conhecidas. Isto pode não acontecer em contratos de compra de geradores a bagaço de cana. É comum que estes produtores vendam energia com uma margem de segurança na entrega por haver incerteza na quantidade de bagaço disponível para a geração. Normalmente, garante-se uma quantidade mínima de energia a ser entregue. Assim, as quantidades compradas de energia podem não ser totalmente conhecidas.

Em relação a estudos futuros que podem discorrer desse, sugere-se a comparação da metodologia de análise de decisão empregada (medida ômega com restrição de VaR) com outras metodologias, como por exemplo, dominância estocástica, equivalente certo a partir de funções utilidade com aversão ao risco. Pode-se também utilizar a técnica empregada para analisar outras operações de risco envolvendo comercialização de energia, tais como a compra e venda em submercados diferentes e a compra e venda de opções.

Referências

Castro, J. G. (2008). Otimização da performance de um portfólio de ativos e opções reais utilizando a medida Omega. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Tese de Doutorado.

Ick, M. & Nowak, E. (2006). Omega based portfolio optimization – A simulation study on private equity investments. Working Paper University of Lugano, Switzerland.

Jensen, M. (1968). The performance of mutual funds in the period 1945–1964. *The Journal of Finance*, 23:389–416.

JP Morgan (1996). *Risk Metrics*. Technical Document, New York.

Kazemi, H., Schneeweis, T., & Gupta, R. (2003). Omega as a performance measure. Working Paper CISDM. Isenberg School of Management , University of Massachusetts.

Keating, C. & Shadwick, W. (2002). A universal performance measure. *Journal of Performance Measurement*, 6:59–84.

Maceira, M. E. P., Mercio, C. B., Gorenstin, B. G., Cunha, S. H. F., Suanno, C., Sacramento, M. C., & Kligerman, A. (1998). Application of the NEWAVE model in the energy evaluation of the Brazilian North/Northeast and South/Southeast interconnected systems. VI Symposium of Specialists in Eletric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil.

Maceira, M. E. P. & V., B. C. (1997). Stochastic stream flow model for hydroelectric systems. Proceedings of PMAPS.

Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *The Journal of Finance*, 7:77–91.

Pereira, M. V. F. & Pinto, L. M. V. G. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52:359–375.

Sharpe, W. (1966). Mutual fund performance. *Journal of Business*, 39:119–138.

Treynor, J. (1965). How to rate management of investment funds. *Harvard Business Review*, 43:63–75.