

Dinâmica do Mercado de Energia Elétrica e Formulação de Estratégias Comerciais Sob a Ótica Sistêmica

Marciano Morozowski Filho¹, Flávio O. B. Guimarães¹, Erlon C. Finardi², Fabrício Y. K. Takigawa², Luís F. A. M. Nogueira³

Resumo – Este trabalho apresenta uma nova metodologia para apoio à avaliação de estratégias de contratação de energia do parque gerador da Companhia Energética de São Paulo – CESP. O objetivo do trabalho é otimizar a gestão de um portfólio de contratos de energia em horizonte de longo prazo, considerando os ambientes de comercialização definidos no novo modelo setorial. As decisões são tomadas de modo a maximizar a rentabilidade sob restrições de risco consideradas aceitáveis. Alguns exemplos de aplicação são apresentados e discutidos no final do trabalho.

Palavras-chave – comercialização de energia, gestão de risco e retorno, otimização de portfólios.

INTRODUÇÃO

O projeto de P&D - Dinâmica do Mercado de Energia Elétrica e Formulação de Estratégias Comerciais Sob a Ótica Sistêmica, financiado e apoiado pela CESP e executado pela Wise Systems sob código da ANEEL 0061-010/2006, desenvolveu:

- Uma metodologia que permita avaliar os impactos de estratégias de alocação de energia assegurada da CESP em horizonte de longo prazo, considerando os ambientes e formas de comercialização definidos no modelo setorial.
- O protótipo de um modelo computacional para simular o processo de planejamento da comercialização, enfatizando a alocação de energia assegurada da CESP.

O ambiente de mercado no qual a CESP está inserida é retratado a seguir.

A. Planejamento em Ambiente Competitivo

O novo modelo comercial do setor elétrico foi definido a partir da aprovação no Congresso Nacional das Leis 10.847 e 10.848, em março de 2004, e da assinatura do Decreto 5.163, em julho do mesmo ano, estabelecendo as regras de comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e autorizações do novo modelo setorial. Os principais objetivos do novo modelo são a promoção da modicidade tarifária e a segurança de suprimento.

Como estes objetivos são conflitantes, o novo modelo buscou atingir estes objetivos via segmentação da oferta e da demanda. Para obter a modicidade tarifária, segmentou a oferta em duas categorias - “energia existente” e “energia nova” – visando extrair a renda hidráulica dos geradores existentes e transferi-la aos consumidores cativos. Para garantir a expansão da oferta, criou a obrigação, por parte das distribuidoras, da contratação antecipada da totalidade de suas cargas e segmentou a demanda em dois ambientes: de contratação livre (ACL) e contratação regulada (ACR). Os geradores podem atuar nos dois ambientes.

Neste modelo, o planejamento da expansão adquiriu papel central, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, ligada ao Ministério de Minas e Energia – MME. A EPE é responsável pelo Plano Decenal de Energia Elétrica, de natureza indicativa, que sugere uma seqüência de usinas e linhas de transmissão, objetivando garantir o suprimento de energia e atrair investidores para o setor elétrico.

Para isto, a expansão da geração está fundamentada na contratação de novas instalações de geração, por meio de leilões, para entrega a partir do terceiro (A-3) ou quinto (A-5) ano futuro. Com base na informação das distribuidoras e dos consumidores livres, a EPE define um plano de expansão para atender às necessidades dos agentes de consumo, ficando a cargo dos investidores a decisão de construir novos empreendimentos, por meio de propostas de preço de venda de energia nos leilões. A realização dos investimentos em geração depende, portanto da sua atratividade, que por sua vez depende da evolução esperada dos custos marginais de expansão. Da mesma forma, a expansão da Rede Básica depende da iniciativa privada, apesar de seu planejamento ter caráter determinativo.

O planejamento da operação é realizado pelo ONS, que busca o menor custo de produção para um dado nível de confiabilidade. O despacho das usinas é feito de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, a partir

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta nos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém, PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

¹ Marciano Morozowski Filho e Flávio O.B.Guimarães são da Wise Systems (marciano@wisystems.com.br; flavio@wisystems.com.br).

² Erlon C.Finardi é professor e Fabrício Y.K.Takigawa é doutorando do Labplan-UFSC (erlon@labplan.ufsc.br; fabriciotakigawa@labplan.ufsc.br).

³ Luís F. A. M. Nogueira é da CESP (e-mail: luis.nogueira@CESP.com.br).

de informações supridas pelos agentes de geração, e segue uma lógica de menor custo de operação, considerando o nível de estoque hidráulico, as tendências hidrológicas, o custo do déficit e o valor futuro do estoque de água, que por sua vez depende dos custos marginais de operação.

B. Comercialização e Operação do Mercado

A energia assegurada de uma usina é a contribuição da mesma para a energia assegurada do sistema, que por sua vez corresponde à máxima energia que este pode suprir no atendimento à demanda, obedecendo um critério de garantia de suprimento. Essa energia assegurada é o máximo volume de que a geradora pode comercializar, por seus recursos próprios, e representa o lastro para os contratos firmados.

O agente gerador que participa do despacho central não controla sua produção, que é definida pelo ONS. O gerador hidrelétrico centralmente despachado é obrigado a participar também do Mecanismo de Realocação de Energia –MRE, que visa compartilhar o risco hidrológico entre todos os geradores hidrelétricos despachados pelo ONS. Por meio do MRE, os geradores que produzem acima da sua energia assegurada cedem parte de sua produção aos geradores que produziram abaixo de suas respectivas energias asseguradas.

No sistema de contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a geração física de cada usina hidrelétrica é substituída pela energia alocada, de forma proporcional à geração total do sistema hidrelétrico. O fator de proporcionalidade é a relação entre energia assegurada de cada usina e a total do sistema. Outro aspecto importante do MRE é o excedente financeiro ou *surplus*, devido à diferença de preços entre os submercados, quando a aplicação do MRE resulta em energia alocada fora do submercado de origem da usina hidrelétrica.

A compatibilização da operação e da comercialização de energia se dá no processo de contabilização e liquidação das transações de energia, realizada pela CCEE. As diferenças entre as quantidades contratadas e as geradas são liquidadas ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. Esse preço calculado reflete os custos marginais de operação, como aproximação do preço de equilíbrio do mercado.

No novo modelo comercial do setor elétrico, as opções de comercialização de energia elétrica de um gerador são o mercado de curto prazo, o ACR e o ACL, que serão analisados a seguir.

C. Riscos do Gerador Hidrelétrico

A estratégia de alocação de energia assegurada, seja de usinas existentes ou de novos empreendimentos, depende do sistema em que as usinas estão inseridas e da forma de comercialização adotada. Isto significa que é necessária uma abordagem sistêmica, além dos limites da empresa, para aferir os seus resultados.

Os principais riscos de um gerador no ACR são os riscos de preço, de volume, de redução de montante contratado e de inadimplência das distribuidoras. No ACL, um gerador está sujeito também aos riscos de preço e de volume, mas

não aos de redução do montante contratado. Normalmente, o risco de crédito no ACL é desconsiderado na etapa de formulação de estratégias de contratação, embora não o seja na etapa de contratação propriamente dita.

No caso de usinas hidrelétricas, a contratação pode ser insuficiente para reduzir os riscos ao nível adequado, pois o preço da energia elétrica está diretamente relacionado às afluições futuras. Devido à predominância hidrelétrica no sistema brasileiro, os preços de curto prazo (*spot*) tendem a ser altos em situações de seca e baixos em situações médias. Logo, uma usina pode estar sujeita a riscos se estiver pouco contratada, podendo ficar exposta durante longos períodos a preços baixos no mercado de curto prazo. Por outro lado, se estiver muito contratada, pode ser obrigada, em períodos de seca, a comprar energia elétrica a preços muito altos.

Assim, a gestão do risco é essencial na análise da estratégia de comercialização a ser adotada, como abordado a seguir.

D. Estratégia de Comercialização

O fluxo de caixa de um gerador envolve uma variável estocástica, que depende diretamente da alocação da energia assegurada entre o ACR e o ACL, ou seja, da estratégia de comercialização do gerador. O resultado da estratégia é um portfólio de contratos, quais sejam: contratos de comercialização em ambiente regulado (CCEARs) no ACR e contratos bilaterais no ACL.

Nos CCEARs, o gerador entrega a energia no centro de gravidade do submercado de origem (submercado do gerador). Nos contratos bilaterais, a energia é entregue no submercado do comprador. Quando se firmam contratos bilaterais em submercados distintos, nos quais o gerador não possui energia alocada suficiente para a cobertura do contrato, o gerador fica exposto à diferença de preço entre os dois submercados, motivando uma exposição financeira contratual, cujo montante pode ser calculado como indicado na equação (1).

$$Exp_Contr = Vol_exp(P_{sub_origem} - P_{sub_destino}) \quad (1)$$

onde:

Exp_Contr é a exposição financeira contratual;

Vol_exp é o volume exposto, ou seja, a diferença entre a energia contratada e a alocada no submercado de destino;

P_{sub_origem} e $P_{sub_destino}$ são os preços nos submercados de origem e destino, respectivamente.

A formulação de uma estratégia de comercialização de energia envolve a análise de diversos fatores: lastro físico, balanço oferta-demanda, evolução do consumo livre, leilões de energia (A-1, ajuste), incentivos e penalidades, entre outros. Em particular, a consideração de incertezas e os cálculos dos riscos em cada modalidade contratual são as bases para estabelecer uma estratégia de oferta.

PLANEJAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO

Uma empresa de geração é a principal comercializadora da produção energética das suas usinas. Como comercializadora, deve desempenhar três atividades bem definidas, quais sejam:

- *Middle office*: tem como função a avaliação sistemática de risco do portfólio de contratos e ativos de geração, em termos de volume e preço, assim como de cada compra e venda de energia. Prepara os fundamentos para a tomada de decisão de contratação, com apoio de análises regulatórias e prospectivas de mercado, em termos de preços e de ofertas;

- *Back office*: registra contratos, volumes contratuais e medições, acompanha garantias de contratos bilaterais e regulados, entre outras atividades de controladoria.

- *Front office*: tem como principal função a negociação de compra e venda de energia, além de fornecer informações para acompanhamento das tendências de preço no mercado.

A Figura 1 sintetiza as atividades de planejamento da comercialização, que guarda estreita relação com o processo de planejamento energético a médio prazo, em termos de procedimentos e de modelos. De maneira similar, a gestão da comercialização guarda relação com o processo de planejamento energético a curto-prazo.

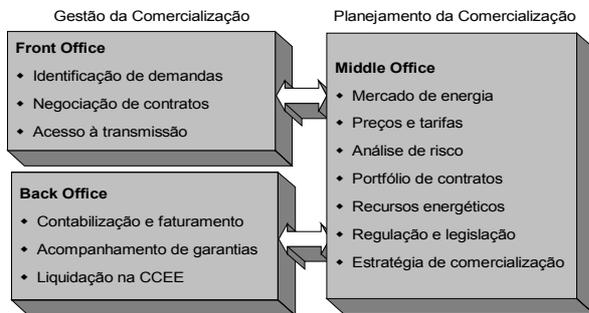


Figura 1: Planejamento e Gestão da Comercialização

No que segue, abordam-se os aspectos metodológicos associados ao desenvolvimento do modelo computacional proposto neste trabalho.

ESTRUTURA DO PLANEJAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO

O modelo computacional proposto, junto com seus respectivos módulos, é apresentado na Figura 2. Pode-se observar que os modelos utilizados na cadeia de planejamento da operação e no cálculo do PLD (Newave e Suishi-O) estão agregados aos módulos desenvolvidos especificamente para auxiliar o planejamento da comercialização da CESP, M2 e M3, quais sejam, o modelo de simulação de regras de comercialização e o modelo de análise de risco e retorno, respectivamente.

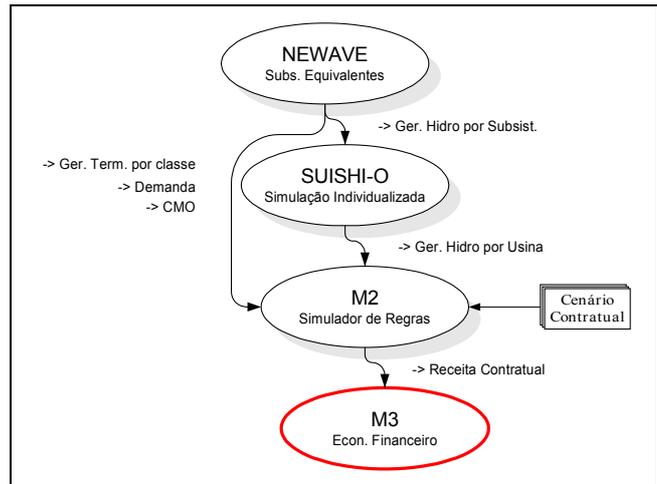


Figura 2. Sistema de apoio ao planejamento da comercialização.

No que segue, descrevem-se sucintamente os modelos utilizados e desenvolvidos para a estrutura do planejamento da comercialização da CESP.

- **Newave**: modelo de planejamento da operação hidro-térmica a subsistemas equivalentes, utilizado pelo ONS para elaborar o PMO - Programa Mensal de Operação, pela EPE para elaborar o PDE - Plano Decenal de Energia e pela CCEE para calcular o PLD;
- **Suishi-O**: modelo de simulação de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas, usado para desagregar a geração hidrelétrica calculada pelo Newave;
- **Módulo M2**: modelo de simulação de regras do mercado, que replica o processo de liquidação e contabilização do mercado de curto prazo, para cada cenário contratual informado pelo usuário, levando em conta os PLDs calculados, a carga e a geração do sistema, em base mensal. O resultado deste modelo são os fluxos de caixa contratuais, os quais alimentam o módulo M3;
- **Módulo M3**: modelo de análise de carteiras de contratos de comercialização de energia, sob o enfoque de risco e retorno (Markowitz). Pode ser usado tanto para avaliar a carteira de contratos atual como para gerar carteiras alternativas, com menor risco, maior retorno ou combinando os critérios. O módulo M3 foi desenvolvido em macro do Excel, utilizando-se como ferramenta de otimização o Solver do Excel. Para aferir os resultados do algoritmo desenvolvido, comparou-se com uma implementação em MATLAB, obtendo-se resultados bem aderentes.

Vale ressaltar que o procedimento mostrado na Figura 2 tem o intuito de definir estratégias de alocação de energia assegurada em longo prazo (maior que cinco anos), enquadrando-se portanto no conceito de *middle office*.

TEORIA DE CARTEIRAS

A teoria de carteiras busca uma combinação “ótima” entre a taxa de retorno esperado e o risco associado à carteira, de modo a maximizar a satisfação do investidor, com base no histórico das variáveis analisadas. A teoria de Markowitz [1-5] considera investidores avessos ao risco.

O método de Markowitz possibilita a análise de retorno e risco de um conjunto de ativos, a partir da distribuição de probabilidades de retorno de cada ativo. Quando os retornos são desconhecidos, admite-se que tem distribuição normal.

Com base na distribuição de probabilidade de um ativo, o retorno esperado é medido pela média ponderada de seus retornos históricos. De forma similar, a variância de um ativo é medida pela média ponderada da variância do retorno de cada ativo, em cada estágio do período de análise.

A variância indica o grau de volatilidade do retorno do ativo, pois quanto maior a dispersão de valores em relação ao seu valor esperado, maior a variância do retorno. Tal fato permite avaliar o risco associado no investimento do ativo, baseado no histórico estudado.

Esta teoria objetiva também determinar o conjunto de carteiras que formam a assim chamada *fronteira eficiente*, ou seja, o lugar geométrico das carteiras de máximo retorno esperado para um dado nível de risco ou, alternativamente, das carteiras de mínima variância para um dado nível de retorno. Para isso, é necessário avaliar o comportamento de cada um dos ativos em relação aos demais que compõem a carteira. Para tanto, utiliza-se o conceito de covariância ou coeficiente de correlação entre duas variáveis aleatórias.

O coeficiente de correlação é uma medida estatística que indica o grau de dependência linear entre duas variáveis aleatórias, no caso, o retorno dos ativos. Se as variáveis são independentes, o coeficiente é nulo. Se for positivo, indica que valores positivos de uma variável estão associados a valores positivos da outra, como indicado na Fig. 3. Se valores positivos de uma variável estiverem associados a valores negativos da outra, como indicado na Fig. 4, o coeficiente de correlação será negativo.

Assim como o coeficiente de correlação, a covariância é uma medida estatística de dependência linear entre os ativos que compõem a carteira. A covariância pode ser nula e as variáveis podem estar relacionadas, desde que tal relação seja não linear. A covariância se relaciona com o coeficiente de correlação. Verifica-se que quanto menor a covariância entre os retornos dos ativos, menor o risco da carteira. Essa é a base da diversificação eficiente proposta por Markowitz.

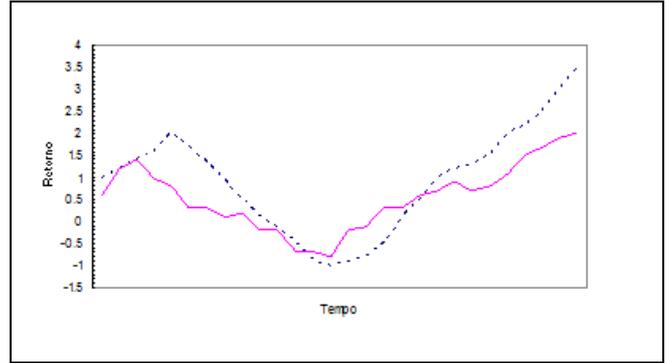


Figura 3: Ativos com retornos correlacionados de forma positiva.

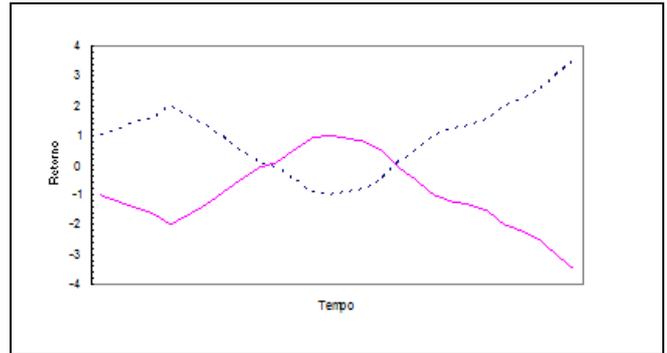


Figura 4: Ativos com retornos correlacionados de forma negativa.

Para encontrar uma carteira em que as combinações dos ativos para um dado nível de retorno tenham risco mínimo, o problema segundo Markowitz pode ser escrito como um problema de programação quadrática, de acordo com a equação (2).

$$\begin{aligned} \min f(p) &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n p_i p_j Cov_{ij} \\ \text{s.a.: } \sum_{i=1}^n p_i E(r)_i &\geq E(r)_{cart} \\ \sum_{i=1}^n p_i &= 1 \end{aligned} \quad (2)$$

onde:

p_i e p_j representam a participação dos ativos i e j na carteira;

COV_{ij} é a matriz de covariância entre ativos i e j (média dos produtos dos desvios para cada par de dados);

$E(r)_i$ e $E(r)_{cart}$ representam o retorno esperado do ativo i e da carteira, respectivamente.

A soma das participações dos ativos na carteira deve ser igual a um, ou seja, o portfólio deve ser composto por uma fração de cada ativo. Logo, para um dado retorno esperado, a solução deste problema é um vetor com as participações de cada ativo na carteira.

CASOS DE ESTUDO

O parque gerador da CESP é composto por seis usinas hidrelétricas, situadas na região Sudeste, com capacidade instalada de 7.455 MW e energia assegurada de 3.916 MW médios, ou seja, representa quase 10% da capacidade hidrelétrica instalada no Brasil em 2008.

Os cenários dos casos de estudo, apresentados a seguir, constituem exemplos hipotéticos, sem vínculos com o real cenário contratual da CESP.

Para obter os cenários de PLD em um horizonte de cinco anos, foi simulada a operação do sistema brasileiro, composto por 183 usinas, sendo 135 hidrelétricas e 48 termelétricas, considerando 73 séries de aflúncias extraídas do conjunto histórico de vazões. Essa amostra contém todas as informações estatísticas necessárias para o cálculo do modelo de risco, com esforço computacional moderado, em relação ao uso de séries sintéticas.

A Tabela I descreve os dois casos¹ de estudo, os quais diferem apenas pela alocação de energia assegurada ao longo do ano. Nos casos propostos, as seguintes proporções de volume contratado foram utilizadas:

- 50,0% em contratos regulados (CCEAR);
- 25,0% em contratos livres no Sudeste (CL_SE);
- 12,5% em contratos livres no Sul (CL_S);
- 12,5% em contratos livres no Nordeste (CL_NE);

Tabela I. Descrição dos casos de estudo.

Caso	Acrônimo	Descrição
1	100%CT_FLAT	Contratação de energia assegurada: 100% Sazonalização da energia assegurada: <i>flat</i> no ano.
2	100%CT_SAZ	Contratação de energia assegurada: 100% Sazonalização da energia assegurada: variável no ano.

As Figuras 5 e 6 mostram a composição contratual, em volumes (MWmed) e preços (R\$/MWh) hipotéticos, para os dois casos.

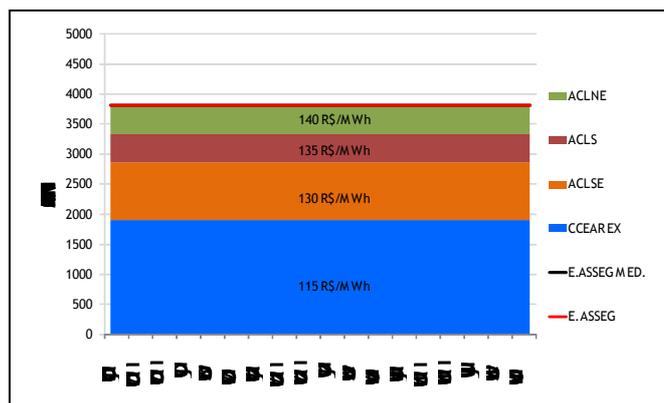


Figura 5. Cenário contratual – Caso 1.

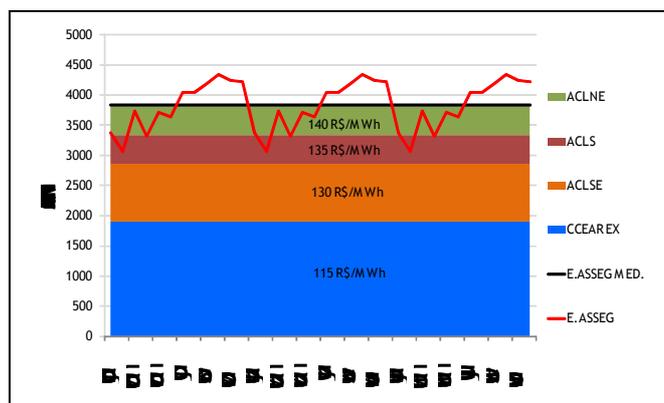


Figura 6. Cenário contratual – Caso 2.

A Figura 7 ilustra os procedimentos de estudo, utilizando o modelo computacional desenvolvido.

A Base de Dados da CESP contém as seguintes informações:

- Dados físicos de todas as usinas pertencentes ao Sistema Interligado Nacional - SIN
- Geração para as 73 séries hidrológicas para todas as do SIN, originadas dos modelos de simulação (vide Figura 2);
- Demanda do SIN;
- Patamares de carga;
- Energia Assegurada de todas as usinas do SIN;

O processamento do módulo M2 considera a configuração do sistema e os dados contratuais dos agentes para realizar a contabilização das receitas e das despesas dos agentes na CCEE.

O módulo M3 calcula a fronteira eficiente de Markowitz com base nas receitas contratuais e as receitas e despesas na CCEE.

A fronteira eficiente é válida apenas para a mesma proporcionalidade de alocação espacial entre os contratos, já que com a alteração dos mesmos variam as receitas e as despesas na CCEE, tornando necessário, portanto, um novo processamento do simulador de regas; inicia-se assim um

¹ Esta composição contratual não representa o real cenário da CESP.

novo ciclo de análise.

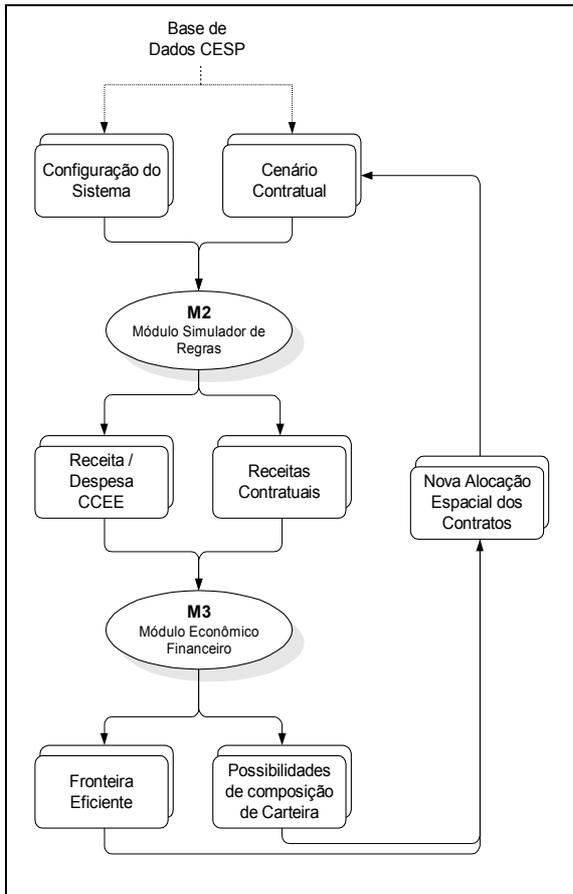


Figura 7. Procedimentos do estudo.

RESULTADOS

A fronteira eficiente de Markowitz é reflexo dos valores financeiros informados na entrada do M3. Para tal, na Figura 8 são apresentadas as probabilidades acumuladas para o caso 1, que considera as receitas do quinzenio para as 73 séries de estudo. Receitas negativas significam que o contrato causou exposição superior à sua receita.

No contrato CCEAR o gerador entrega e energia no centro de gravidade do submercado, entretanto, o mesmo não é isento de risco, já que, em condições restritas de suprimento o mesmo causa exposição no MRE, reduzindo a sua rentabilidade.

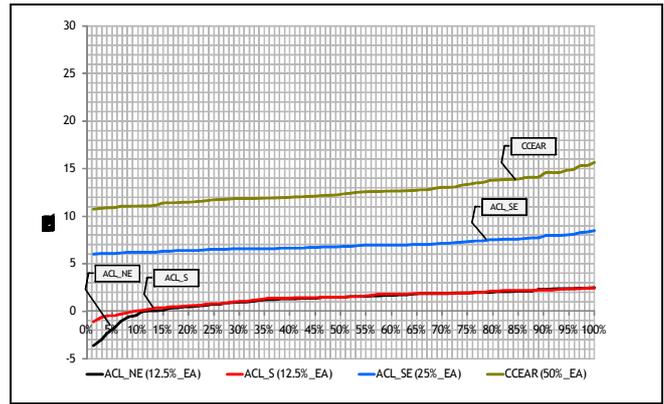


Figura 8. Probabilidade das receitas acumuladas – Caso 1.

A Figura 9 mostra os resultados da fronteira eficiente do Caso 1, em que a referência da Carteira Atual é o ponto (100%, 100%). Esta fronteira eficiente está condicionada à alocação dos contratos nos submercados, ou seja, mudanças na alocação espacial implicam a necessidade de reprocessar o simulador de regras.

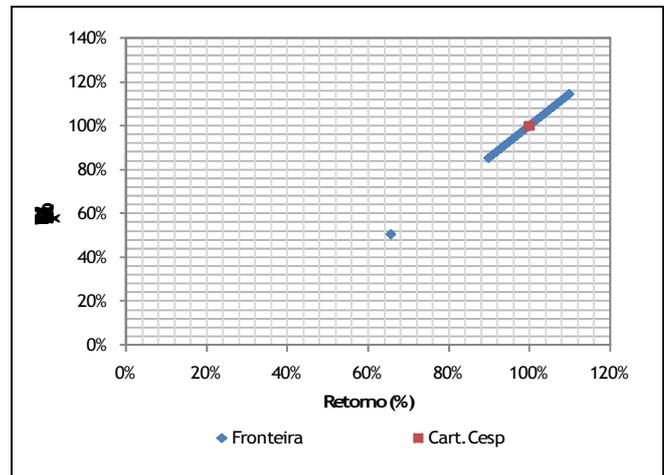


Figura 9. Fronteira eficiente – Caso 1.

A saída do M3 para o Caso 1 (Figura 10) mostra que para um acréscimo de retorno de 10% o risco aumenta 15% (linha 26 destacada em vermelho).

	A	B	C	D	E	G	H	J	K	M
1										
2	Fronteira Eficiente									
3	Participação (p.u.)									
4	CCEAR	ACL_SE	ACL_S	ACL_NE	TOTAL	variância (10 ⁹ R\$ ²)	retorno (10 ⁶ R\$)	risco (p.u.)	retorno (p.u.)	Δ Ret. / Δ Risco (p.u.)
5	0,000	0,750	0,125	0,125	1	184.910,63	5.490,00	0,50	0,68	0,69
6	0,354	0,396	0,125	0,125	1	523.392,82	7.497,00	0,85	0,90	0,68
7	0,388	0,382	0,125	0,125	1	547.642,73	7.580,30	0,87	0,91	0,68
8	0,383	0,367	0,125	0,125	1	566.211,76	7.663,60	0,88	0,92	0,68
9	0,398	0,352	0,125	0,125	1	585.099,92	7.746,90	0,90	0,93	0,68
10	0,412	0,338	0,125	0,125	1	604.307,20	7.830,20	0,91	0,94	0,68
11	0,427	0,323	0,125	0,125	1	623.833,60	7.913,50	0,93	0,95	0,68
12	0,442	0,308	0,125	0,125	1	643.679,13	7.996,80	0,94	0,96	0,68
13	0,456	0,294	0,125	0,125	1	663.843,79	8.080,10	0,96	0,97	0,68
14	0,471	0,279	0,125	0,125	1	684.327,57	8.163,40	0,97	0,98	0,68
15	0,485	0,265	0,125	0,125	1	705.130,47	8.246,70	0,98	0,99	0,68
16	0,500	0,250	0,125	0,125	1	726.252,50	8.330,00	1,00	1,00	-
17	0,515	0,235	0,125	0,125	1	747.693,85	8.413,30	1,01	1,01	0,68
18	0,529	0,221	0,125	0,125	1	769.453,93	8.496,60	1,03	1,02	0,68
19	0,544	0,206	0,125	0,125	1	791.523,33	8.579,90	1,04	1,03	0,68
20	0,558	0,192	0,125	0,125	1	813.918,85	8.663,20	1,06	1,04	0,68
21	0,573	0,177	0,125	0,125	1	836.643,50	8.746,50	1,07	1,05	0,68
22	0,588	0,162	0,125	0,125	1	859.696,28	8.829,80	1,09	1,06	0,68
23	0,602	0,148	0,125	0,125	1	883.042,18	8.913,10	1,10	1,07	0,68
24	0,617	0,133	0,125	0,125	1	906.717,20	8.996,40	1,12	1,08	0,68
25	0,632	0,118	0,125	0,125	1	930.711,95	9.079,70	1,13	1,09	0,68
26	0,646	0,104	0,125	0,125	1	955.024,62	9.163,00	1,15	1,10	0,68

Figura 10. Saída do M3 – Caso 1.

Para o Caso 2, a fronteira eficiente e as respectivas carteiras são ilustradas na Figura 11 e na Figura 12.

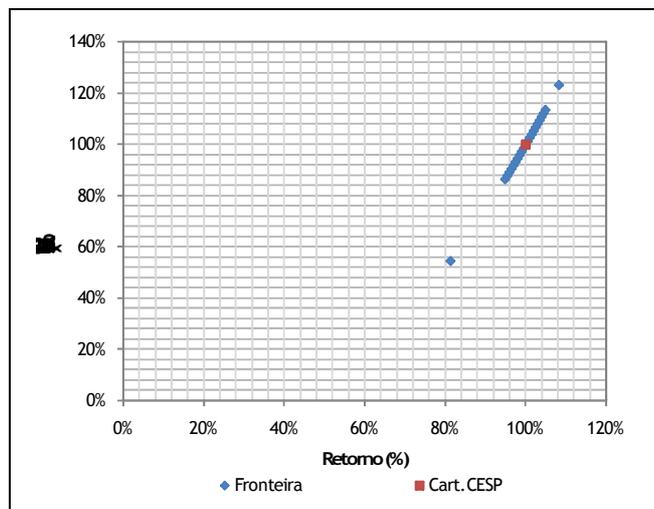


Figura 11. Fronteira eficiente – Caso 2.

Observa-se na Figura 12, de maneira similar ao caso 1, que um acréscimo de retorno de 8% implica em um aumento de risco, desta vez de aproximadamente 23%.

Fronteira Eficiente										
Participação (p.u.)					variância	retorno	risco	retorno	Δ Ret. / Δ Risco	
CCEAR	ACL_SE	ACL_S	ACL_NE	TOTAL	(10 ⁻⁹ R\$²)	(10 ⁻⁶ R\$)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)
5	0,000	0,750	0,125	0,125	1	386.205,44	5.553,75	0,54	0,81	0,41
6	0,353	0,397	0,125	0,125	1	974.856,47	7.557,88	0,86	0,95	0,38
7	0,367	0,363	0,125	0,125	1	1005.576,58	7.651,98	0,88	0,95	0,38
8	0,382	0,358	0,125	0,125	1	1036.739,38	7.738,05	0,89	0,96	0,38
9	0,397	0,353	0,125	0,125	1	1068.434,29	7.820,14	0,91	0,96	0,38
10	0,412	0,338	0,125	0,125	1	1100.691,89	7.904,23	0,92	0,97	0,37
11	0,426	0,324	0,125	0,125	1	1133.381,99	7.988,31	0,93	0,97	0,37
12	0,441	0,309	0,125	0,125	1	1166.564,59	8.072,40	0,95	0,98	0,37
13	0,456	0,294	0,125	0,125	1	1200.239,68	8.156,49	0,96	0,98	0,37
14	0,471	0,279	0,125	0,125	1	1234.407,27	8.240,58	0,97	0,99	0,37
15	0,485	0,265	0,125	0,125	1	1269.067,36	8.324,66	0,99	0,99	0,37
16	0,500	0,250	0,125	0,125	1	1.304.219,95	8.408,75	1,00	1,00	-
17	0,515	0,235	0,125	0,125	1	1.339.865,03	8.492,84	1,01	1,00	0,37
18	0,529	0,221	0,125	0,125	1	1.376.002,61	8.576,93	1,03	1,01	0,37
19	0,544	0,206	0,125	0,125	1	1.412.632,69	8.661,01	1,04	1,01	0,37
20	0,559	0,191	0,125	0,125	1	1.449.755,27	8.745,10	1,05	1,02	0,36
21	0,574	0,176	0,125	0,125	1	1.487.370,34	8.829,19	1,07	1,02	0,36
22	0,588	0,162	0,125	0,125	1	1.525.477,92	8.913,28	1,08	1,03	0,36
23	0,603	0,147	0,125	0,125	1	1.564.077,98	8.997,36	1,10	1,03	0,36
24	0,618	0,132	0,125	0,125	1	1.603.170,55	9.081,45	1,11	1,04	0,36
25	0,633	0,117	0,125	0,125	1	1.642.755,62	9.165,54	1,12	1,04	0,36
26	0,647	0,103	0,125	0,125	1	1.682.833,69	9.249,63	1,14	1,05	0,36
27	0,750	0,003	0,125	0,125	1.002736	1.864.306,77	9.855,38	1,23	1,08	0,35

Figura 12. Saída do M3 – Caso 2.

Comparando-se os resultados do Caso 2 (Fig. 11 e Fig. 12) com os do Caso 1 (Fig. 9 e Fig. 10), nota-se o aumento do retorno esperado associado à sazonalização da energia assegurada. Contudo, ao se variar a composição contratual, observa-se um acréscimo de retorno, que está associado a um risco maior, quando comparado ao Caso 1.

É importante destacar que as composições contratuais do ACL_S e do ACL_NE não foram alteradas. Se as mesmas fossem alteradas, seria necessário um novo processamento do simulador de regras, descrito na Fig.7 como “nova alocação espacial dos contratos”. Esta operação é necessária, pois com uma nova alocação espacial, alteram-se as exposições contratuais para a venda em submercados distintos do gerador.

Percebe-se nos resultados dos casos elencados, que a

fronteira eficiente é discreta. Isto decorre do algoritmo implementado no M3, o qual realiza a otimização para o binômio risco-retorno em passos discretos.

CONCLUSÕES

O portfólio de ativos de uma empresa de geração é composto pelos contratos de fornecimento de energia elétrica e sua gestão tem como objetivo maximizar a rentabilidade do agente gerador sujeita a um limite de risco. Para isto, a avaliação de um portfólio de contratos deve levar em conta os riscos associados ao setor elétrico, tais como a incerteza hidrológica, taxas de crescimento da demanda, preços de curto prazo, matriz energética, entre outros.

A teoria de carteiras, introduzida por Markowitz em 1952, é uma das abordagens mais utilizadas na avaliação e gestão de carteiras de ativos. Embora proposta originalmente para analisar o risco de carteiras de ações e títulos financeiros, foi possível adaptá-la para avaliar carteiras de ativos de energia. A teoria de carteiras resulta num problema de programação quadrática, cujo objetivo é minimizar o risco da carteira sujeito a duas restrições lineares.

A solução desse problema é um vetor de participação que minimiza o risco da carteira para um nível de retorno desejado. Partindo do modelo idealizado por Markowitz, podem ser calculadas várias medidas de risco e otimizar a carteira de ativos do agente, para determinar a fronteira eficiente de risco e retorno.

Influenciam os resultados da análise de portfólio, além da qualidade dos ativos, a sazonalidade de preços de energia, a relação entre custos fixos e variáveis de operação, valores investidos, financiamentos utilizados, limitações e eficiência operacionais, horizonte de operação, entre outros.

A análise de portfólios permite identificar os contratos que contribuem para a melhoria do retorno, dado um nível de risco, ou para reduzir o risco, para um dado nível de retorno. Assim, pode-se estabelecer critérios quantitativos para determinar, por exemplo, a melhor combinação de contratos de energia: bilaterais, leilões, de curto prazo.

A análise de *portfolio* deve considerar, adicionalmente, aspectos qualitativos e riscos oriundos de outros setores da economia, como ocorre, por exemplo, com o suprimento de gás natural, pelo lado da oferta, e com a migração de consumidores livres, pelo lado da demanda.

Este tipo de informação vem ganhando importância com a evolução do modelo setorial, o que ressalta a necessidade de antecipar mudanças de tendências no mercado, tais como a entrada de novos competidores, migração de consumidores livres e outras ações que influenciem o valor da carteira de ativos de uma empresa de geração.

Estes e outros aspectos deverão ser considerados como possíveis extensões da pesquisa realizada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- S.N.Siddiqi, "Project Valuation and Power Portfolio Management in a Competitive Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, n°1, Feb. 2000.
- W.F.Sharpe, "Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk," *Journal of Finance*, Sep. 1964.
- H.Markowitz, *Portfólio Selection: Efficient Investments*, New York: John Wiley and Sons, 1959.
- S.Mitra, C.Gassen, *Investment Analysis and Portfolio Management*, Ed. HBJ, 1981.
- G.T.Sá, *Administração de Investimentos, Teoria de Carteiras e Gerenciamento de Risco*, 1ª. Edição, Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.