



XVI SNPTEE

Seminário Nacional de Produção e
Transmissão de Energia Elétrica

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA NO RISCO FINANCEIRO DE PROJETOS HIDROELÉTRICOS

A.C.G. Melo*

A.M. Oliveira
L.L. Gomes

M.E.P. Maceira

R. P. Caldas
D. Jardim

A.C.C. Pinhel

CEPEL, Rio de Janeiro, RJ

Resumo: No Mercado Atacadista de Energia brasileiro, o processo de liquidação da energia transacionada por geradores hidráulicos (e térmicas participantes da Conta de Consumo de Combustível) é feito através de um esquema baseado na produção hidráulica total e não apenas nas gerações individuais efetivamente realizadas. Este esquema é denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE corresponde a um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos onde usinas hidráulicas com produção superior as suas energias asseguradas podem ter parte desta energia realocadas para outras usinas com produção deficitária. Assim, com o MRE os geradores hidráulicos têm direito a uma receita proporcional à sua contribuição para a capacidade assegurada de suprimento do sistema.

Esta trabalho apresenta uma análise do impacto do MRE na avaliação do risco financeiro de projetos hidrelétricos. A análise de risco é realizada a partir da simulação da operação do sistema para diferentes cenários hidrológicos. Resultados para uma usina hidroelétrica hipotética são apresentados e discutidos.

Palavras-Chave: Projeto Hidroelétrico, Risco Financeiro, Simulação, Fluxo de Caixa, Ambiente Competitivo, Mecanismo de Realocação de Energia.

1. INTRODUÇÃO

Desde o início dos anos 90, o Brasil vem passando por um ambicioso programa nacional de privatização. Este programa é parte do esforço brasileiro para atrair investimentos privados e estrangeiros para o setor de infra-estrutura, concentrando as ações do estado em áreas como educação e saúde. A privatização inclui a rede de telecomunicações, os sistemas rodoviário e ferroviário e grande parte do setor elétrico.

O processo de privatização no Setor Elétrico Brasileiro

* CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Av. Hum, S/N, Cidade Universitária, CEP 21941-590, Rio de Janeiro, RJ

Tel: 021 598 6244 - Fax: 021 2909447 - email: albert@cepel.br

GPL/011

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

foi acompanhada pela implementação de um novo modelo institucional e regulatório. Os objetivos desta reestruturação foram: (i) assegurar um suprimento seguro e confiável de energia elétrica; (ii) encorajar a eficiência econômica em todos os segmentos do setor; (iii) permitir a implementação de novas plantas hidroelétricas economicamente viáveis; (iv) criar condições para a continuidade do programa de privatização e (v) tornar novos investimentos atrativos para o setor privado, em particular, através de uma apropriada alocação de riscos.

Dois dos principais aspectos do novo modelo estabelecido para o Setor Elétrico Brasileiro são [1]:

- Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) encarregado de despachar o sistema em um regime denominado *tight pool*, onde o despacho é definido por modelos computacionais de otimização com o objetivo de garantir a adequada utilização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados.
- Estabelecimento do Mercado Atacadista de Energia (MAE). As relações comerciais entre os agentes (geradores e consumidores) participantes do MAE são regidas principalmente por contratos bilaterais, sendo que a liquidação financeira destes contratos é realizada diretamente entre as partes contratantes. A comercialização de energia resultante da diferença entre a energia contratada e a efetivamente realizada (mercado residual) terá sua contabilização e liquidação feita através do MAE, ao preço spot.

No MAE a contabilização dos créditos/débitos dos geradores térmicos é feita com base na geração individual efetivamente realizada. Já para os geradores hidráulicos (e térmicas participantes da Conta de Consumo de Combustível) é utilizado um esquema baseado na produção hidráulica total, onde esse total é alocado a cada

usina hidráulica na proporção de suas energias asseguradas. Este esquema é denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE assegura que, sob condições normais de operação, os geradores hidráulicos terão uma receita relativa a um crédito de energia proporcional à sua contribuição para a capacidade assegurada de suprimento do sistema.

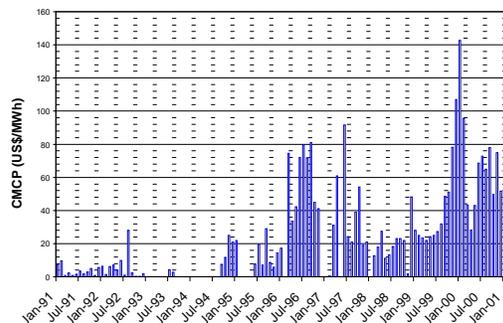
Esta trabalho apresenta uma análise do impacto das regras estabelecidas para o MRE no risco financeiro de projetos hidroelétricos. A análise de risco é realizada a partir da simulação da operação do sistema para diferentes cenários hidrológicos. Resultados para uma usina hidroelétrica hipotética operando no sistema elétrico brasileiro são apresentados e discutidos.

2. MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

No MAE o preço spot é definido a partir do custo marginal de curto prazo (CMCP). Um dos aspectos conceitualmente importantes da utilização do CMCP é que, sob condições de concorrência perfeita, ele deveria produzir os sinais econômicos adequados para a expansão do sistema.

Entretanto, o parque gerador brasileiro é predominantemente constituído por usinas hidroelétricas (mais de 90% de sua capacidade instalada), e caracterizado por grandes reservatórios com capacidade de regularização pluri-anual espalhados por diversas bacias hidrográficas. Adicionalmente, existem no sistema brasileiro diversas empresas que possuem usinas em uma mesma cascata. Neste caso, há distorção nos sinais econômicos produzidos pela remuneração baseada no CMCP. Usinas à jusante podem se apropriar da receita que deveria ser alocada às usinas à montante, e vice-versa. Assim, adicionalmente à mitigação do risco hidrológico, o MRE também é uma alternativa atraente para a correção de distorções dos sinais econômicos em sistemas hidrelétricos [2].

Além disso, sistemas predominantemente hidráulicos são projetados para atender o mercado sob condições hidrológicas desfavoráveis, que ocorrem esporadicamente. Como consequência, a maior parte de tempo há sobra de energia, o que implica em custos marginais muito baixos. Contudo, se um período muito seco ocorre, os custos marginais crescem rapidamente, podendo atingir o custo de déficit do sistema. Devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios, os períodos de custo marginal baixo não só ocorrem com frequência, como podem durar vários anos, sendo intercalados por períodos de custo marginal elevado, causados por secas de longa duração. Este comportamento é ilustrado na Figura 1, que mostra o custo marginal observado no Sistema Sudeste Brasileiro de janeiro de 1993 até março de 2001.



**Figura 1 – Sistema Sudeste
Custo Marginal de Curto Prazo Histórico**

Em função desse comportamento do CMCP, verifica-se que as usinas térmicas nos cenários de baixo custo marginal, que são os mais prováveis, não apresentariam remuneração. Por outro lado, nos cenários de custo elevado, as térmicas apresentam uma remuneração alta, mas pouco frequente.

Nos caso das usinas hidráulicas, estas apresentam receita assegurada pequena nos períodos de baixo custo marginal e tem grande interesse em reduzir a exposição aos períodos de custo elevado.

Neste contexto, o MRE funciona como um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores hidráulicos, com o objetivo de permitir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados.

2.1 Regras do MRE

As regras vigentes do MRE podem ser encontradas em [3]. Os participantes do MRE são todas as usinas hidráulicas despachadas centralmente e as térmicas que tenham direito legal à compensação da CCC (Conta de Consumo de Combustível) [4].

O princípio utilizado nas regras objetiva garantir que cada usina participante do MRE tenha direito a comercializar no MAE uma parcela da geração total dos participantes do MRE independentemente de sua geração real. Esta parcela, denominada Crédito de Energia, é calculada de forma proporcional à energia assegurada da usina. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram proporcionalmente além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo dela.

O Crédito de Energia para uma usina i é calculado para cada período de contabilização no MAE através da expressão (1) onde, por simplificação, não se considerou as regras para realocação de energia entre submercados [3].

$$CE^i = \frac{EA^i}{EAT_{MRE}} EGT_{MRE} \quad (1)$$

onde:

EA^i energia assegurada da usina i

EAT_{MRE} energia assegurada total do MRE

EGT_{MRE} energia gerada total do MRE

A receita de uma usina participante do MRE pode ser decomposta em três parcelas: receitas de contrato, pagamentos/recebimentos associados a liquidação das diferenças entre o contrato e o crédito de energia, e os pagamentos/recebimentos no MRE pela energia realocada. A Receita Bruta da usina é dada então pela seguinte expressão:

$$RB^i = RC^i + R_{MAE}^i + R_{MRE}^i \quad (2)$$

onde:

$$RC^i = EC^i \cdot PC^i \quad \text{receita de contrato}$$

$$R_{MAE}^i = (CE^i - EC^i) \cdot P_s \quad \text{liquidação no MAE}$$

$$R_{MRE}^i = (EG^i - CE^i) \cdot C_{MRE} \quad \text{liquidação no MRE}$$

EC^i energia contratada

PC^i preço de venda contratado

P_s preço spot

EG^i energia gerada

C_{MRE} custo da energia realocada entre usinas do MRE (definido pela ANEEL e cobre basicamente os custos de O&M das usinas hidráulicas).

Observe que as parcelas R_{MAE}^i e R_{MRE}^i podem ser positivas ou negativas em função dos despacho do sistema.

2.2 Exemplo

Considere uma usina hidroelétrica com energia assegurada (EA^i) de 500 MW-médios. A energia gerada (EG^i) pela usina em um período de contabilização i foi de 450 MW-médios. A energia assegurada total dos participantes do MRE (EAT_{MRE}) é igual a 20000 MW-médios e a energia gerada total (EGT_{MRE}) dessas usinas no mesmo período de contabilização foi de 22000 MW-médios. O usina tem um contrato de venda de energia (EC^i) de 500MW-médios a um preço (PC^i) de US\$30/MWh. O preço spot (P_s) foi de US\$20/MWh e o custo da energia realocada (C_{MRE}) é igual a US\$1,5/MWh. O crédito de energia da usina no MAE será igual a:

$$CE^i = \frac{500}{20000} \times 22000 = 550 \text{ MW - médios}$$

Ou seja, apesar de a usina ter gerado apenas 450 MW-médios, seu crédito de energia no MAE pelas regras do MRE é de 550 MW-médios.

Considerando um período de contabilização de 1 hora, a receita de contrato será:

$$RC^i = 500 \times 30 = \text{US\$15000}$$

Como o crédito de energia foi maior que o contrato, a usina ainda recebe no MAE a diferença valorada pelo preço spot:

$$R_{MAE}^i = (550 - 500) \times 20 = \text{US\$1000}$$

Por outro lado, como o crédito de energia foi maior que a energia gerada, a usina tem que pagar a diferença para os membros do MRE que geraram por ela:

$$R_{MRE}^i = (450 - 550) \times 1,5 = -\text{US\$150}$$

A receita bruta é então:

$$RB^i = 15000 + 1000 - 150 = \text{US\$15850}$$

Se não fossem consideradas as regras do MRE, ou seja, se a contabilização fosse baseada na geração efetiva, a receita bruta da usina para o período de contabilização considerado seria de apenas US\$12500.

3. ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO

Geralmente, as tomadas de decisão em uma empresa são envolvidas em um ambiente caracterizado por algum grau de *risco* ou *incerteza*. Entende-se risco, como a probabilidade de que o desempenho financeiro do projeto seja inferior ao esperado. Usualmente, os decisores utilizam conceitos baseados nas suas experiências prévias para tratar das questões associadas ao desempenho futuro do projeto em um ambiente de incerteza. Entretanto, as alterações oriundas da alteração do modelo de gestão, com a introdução da competição, aumento da eficiência, etc., requer a utilização de modelos computacionais que tratem explicitamente a questão do risco associado aos projetos de investimento.

Por exemplo, a análise financeira de projetos é sempre baseada em estimativas do fluxo de caixa futuro do projeto, obtido a partir de previsões de diversas variáveis. Usualmente, a análise do fluxo de caixa é efetuada a partir da utilização de valores “representativos” destas variáveis, obtendo-se um conjunto determinístico de indicadores financeiros associados ao projeto. Entretanto, na maioria das vezes, estas variáveis não podem ser previstas com 100% de exatidão, acarretando na necessidade de se considerar, em grau maior ou menor, o risco associado ao retorno financeiro calculado para o projeto. A importância da análise de risco cresce, entre outros fatores, com o aumento do período de estudo considerado.

3.1 Indicadores Probabilísticos de Risco

Existem diversos métodos para o tratamento de incertezas [5]. Um método eficiente consiste na construção de cenários aleatórios, porém prováveis, a partir das distribuições de probabilidades das variáveis de interesse. Neste caso, as incertezas nas variáveis são consideradas de forma explícita, através do emprego de técnicas probabilísticas.

Várias estatísticas podem ser utilizadas como medida do risco de projetos, tais como o valor esperado dos indicadores financeiros, suas variâncias, semivariâncias, etc. Por exemplo, o valor esperado de um indicador financeiro I , $E(I)$, pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$E(I) = \sum_{x \in X} I(x) P(x) \quad (3)$$

onde:

x vetor representando um cenário a ser analisado; cada componente em x representa o estado de uma variável aleatória;

X espaço de estados, i.e., o conjunto de todos os cenários x possíveis, resultantes de combinações das variáveis aleatórias consideradas;

P(x) probabilidade do cenário x;

I(x) resultado obtido para o indicador financeiro I no cenário x analisado.

A partir de (1) pode-se obter estimativas para o valor esperado de diversos indicadores de rentabilidade financeira, tais como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) [6]. Também é possível se definir novos indicadores, como por exemplo a *Probabilidade de Não Remuneração do Investimento* (PNRI), i.e., a probabilidade do VPL ser menor que zero. Neste caso, a função I(x) em (1) passa a ser uma função indicadora: I(x) = 1, se o VPL associado ao cenário x é negativo; I(x) = 0, caso contrário.

Um outro indicador de risco tradicional é o *Value at Risk* (VaR) [7,8], ou valor sob risco. O VaR foi desenvolvido como uma medida de risco para carteiras de investimentos, mas nada impede que seja utilizado como uma medida de risco de projetos. O VaR é definido como a perda máxima ao fim de um período para um dado intervalo de confiança. O intervalo de confiança é dado por 1- α , i.e., existe uma probabilidade α da carteira atingir um valor menor que o VaR ao final do período. A Figura 2 ilustra a definição do VaR.

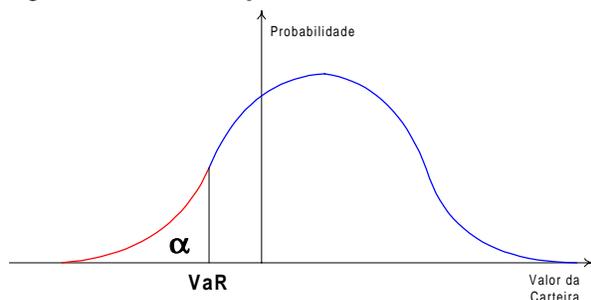


Figura 2 - Definição do VaR

Assim sendo, a questão essencial na avaliação do VaR é a determinação do intervalo de confiança do retorno da carteira, que é obtido a partir da dispersão da distribuição do retorno, ou seja, a partir da volatilidade do retorno. O mesmo conceito pode ser aplicado à análise de risco de projetos substituindo o retorno da carteira pelo VPL do projeto.

O cálculo dos indicadores estatísticos apresentados pode ser realizado através de técnicas *analíticas* ou de *simulação Monte Carlo*. Os métodos analíticos apresentam características bastante atrativas: são precisos, eficientes computacionalmente e permitem um melhor entendimento do relacionamento entre as variáveis de

entrada e de saída no modelo probabilístico adotado. Entretanto, muitas vezes, para tornar o problema tratável analiticamente, são empregadas hipóteses simplificadoras fortes, que podem inviabilizar a sua aplicação prática. Nestes casos, há a necessidade de se lançar mão de técnicas de simulação estatística [9].

3.2 Simulação Monte Carlo

Na simulação Monte Carlo (SMC), uma vez selecionadas as variáveis de interesse para a modelagem estocástica, são sorteados valores para cada uma destas variáveis, baseados nas suas distribuições de probabilidades conjuntas. Este conjunto de valores amostrados constitui um cenário aleatório, para o qual será realizada uma análise financeira, obtendo-se um conjunto de indicadores financeiros condicionados a este cenário. Novos cenários aleatórios são amostrados, até que se obtenha estimativas precisas. Ao final do processo de simulação, pode-se calcular valores esperados dos indicadores financeiros assim como intervalos de confiança associados.

Entre as vantagens da SMC pode-se citar: simplicidade conceitual, i.e., reaplicações de análises com o mesmo modelo utilizado nos métodos determinísticos; flexibilidade, i.e., facilidade de incorporação de modelagens complexas; obtenção de distribuições empíricas de probabilidades para os indicadores financeiros. A principal desvantagem da SMC está relacionada com o esforço computacional, o qual cresce quadraticamente com a precisão da estimativa, conforme mostrado a seguir.

Na SMC, o valor esperado de um indicador financeiro I, E(I), pode ser estimado através do seguinte estimador não-tendencioso [9,10]:

$$\tilde{E}(I) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i \quad (4)$$

onde:

$\tilde{E}(I)$ estimador do valor esperado

N tamanho da amostra

I_i indicador financeiro obtido no i-ésimo cenário amostrado

É importante observar em (4) que $\tilde{E}(I)$ não é o valor verdadeiro de E(I), porém uma estimativa deste valor. Se o experimento fosse repetido com uma outra amostra aleatória, poderia-se obter outro valor para a estimativa $\tilde{E}(I)$. A incerteza em torno da estimativa é dada pela variância do estimador:

$$\text{Var}[\tilde{E}(I)] = \frac{\text{Var}(I)}{N} \quad (5)$$

onde Var(I) é a variância do indicador financeiro, estimada por:

$$\tilde{\text{Var}}(I) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - \tilde{E}(I))^2 \quad (6)$$

A Expressão (5) indica que a incerteza na estimativa depende da variância do indicador financeiro, $\text{Var}(I)$, e é inversamente proporcional ao tamanho da amostra. Isto confirma a noção intuitiva de que a precisão da simulação Monte Carlo aumenta com o aumento do tamanho da amostra N . Esta incerteza pode ser representada por um coeficiente de variação β :

$$\beta = \frac{\sqrt{\text{Var}[\tilde{E}(I)]}}{\tilde{E}(I)} \quad (7)$$

É importante salientar que nos casos em que os resultados obtidos devam ser bastante precisos e que exigem um grande esforço computacional, a eficiência do método SMC pode ser aumentada através do emprego de técnicas de redução de variância, tais como, variáveis de controle, amostragem por importância e estratificação [11,12].

3.3 Esquema de Simulação Monte Carlo

O esquema de Simulação Monte Carlo utilizado nas análises de risco financeiro consiste em gerar cenários para os despachos/preços spot utilizando modelos de otimização de despacho hidrotérmico. Aqui foram usados os Programas NEWAVE [13] e SUISHI-O [14], ambos desenvolvidos pelo CEPEL.

Para cada cenário simulado são calculados indicadores de rentabilidade (VPL e TIR) utilizando um programa de análise financeira. Desta forma, são obtidos indicadores condicionados aos cenários simulados, permitindo a estimação dos indicadores de risco e das distribuições de probabilidades empíricas. O programa utilizado nas análises financeiras e também no cálculo dos indicadores de risco foi o Programa ANAFIN [15,16], desenvolvido pelo CEPEL.

A Figura 3 ilustra o esquema de simulação utilizado.

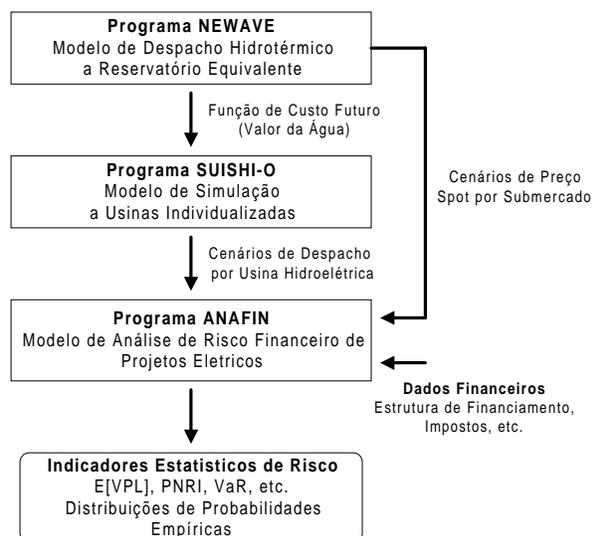


Figura 3 – Esquema de Simulação

4. ESTUDO DE CASO

Para ilustrar o impacto das regras do MRE no risco financeiro de usinas hidroelétricas será apresentado um estudo de caso para uma usina hipotética. O objetivo é avaliar o impacto do MRE, sem uma preocupação maior com os valores numéricos obtidos.

A usina avaliada entra em operação em Jan/2001, com uma capacidade instalada de 500 MW. O investimento total é de US\$ 421,8 milhões, incluindo os juros durante a construção, o que leva a um custo unitário de investimento de US\$843,6/kW-instalado. Considerou-se uma energia assegurada de 250 MW-médios. Adotou-se um contrato de venda de energia no total da energia assegurada da usina, a um preço de US\$35/MWh. Esta usina possui 4 unidades geradoras de 125 MW, todas comissionadas em janeiro de 2001. Foi considerada uma vida útil econômica de 33 anos. Para o custo da energia realocada foi utilizado um valor de US\$1,5/MWh.

Os parâmetros mais relevantes para a estrutura de financiamento adotada estão apresentados na Tabela 1. Estes parâmetros implicam em um Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) de 11,95 % a.a.

Tabela 1 - Estrutura de Financiamento

Recursos Próprios (%)	40
Financiamentos (%)	60
Custo de Capital Próprio (% a.a.)	18
Taxa de Juros (% a.a.)	12

Utilizando os Programas NEWAVE e SUISHI foram obtidos 65 cenários de despacho /preço spot a partir das séries históricas de aflúncias.

Para os cenários simulados foram realizadas duas análises utilizando o Programa ANAFIN. A primeira considerando as regras do MRE e a segunda sem as regras, ou seja, neste último caso a contabilização da usina no MAE foi feita com base na energia efetivamente gerada e não no crédito de energia.

A Tabela 2 apresenta os indicadores estatísticos de risco obtidos para as duas análises realizadas.

Tabela 2 – Indicadores de Estatísticos de Risco

Indicador Estatístico	Com MRE	Sem MRE
E[VPL] (US\$ milhões)	183,97	137,97
Desv.Padrão [VPL] (US\$ milhões)	67,70	144,82
E[TIR] (% a.a.)	20,57	18,84
Desv.Padrão [TIR] (US\$ milhões)	2,82	4,88

PNRI (%)	4,62	13,85
VaR [95%] (US\$ milhões)	0,00	144,35
Mínimo (US\$ milhões)	-170,32	-542,45

Observe que os resultados com a consideração das regras do MRE são muito mais favoráveis, apresentando maiores valores esperados para os indicadores de rentabilidade e menores riscos de prejuízo. Fica claro o efeito de compartilhamento dos riscos hidrológicos do MRE.

As Figuras 4 e 5 apresentam as distribuições de probabilidades empíricas obtidas para o VPL e para a TIR, respectivamente. Observa-se claramente o risco significativamente maior quando não são consideradas as regras do MRE.

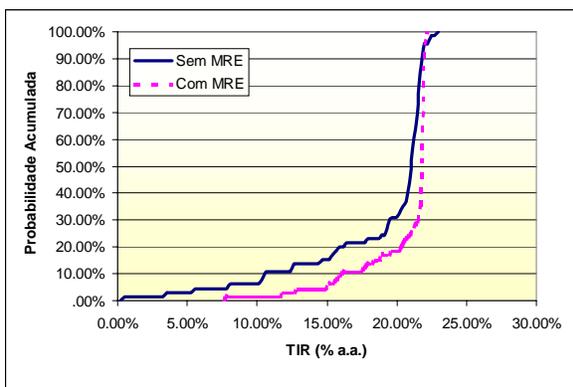


Figura 4 – Distribuições Empíricas VPL

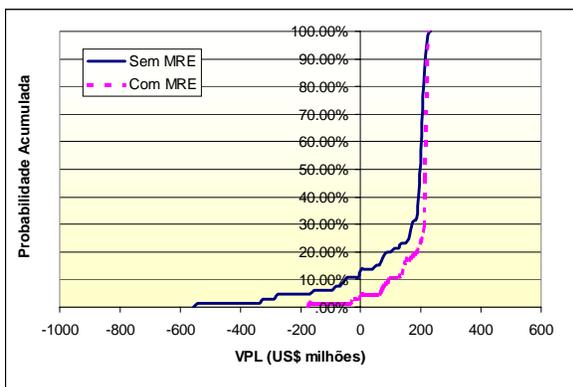


Figura 5 – Distribuições Empíricas TIR

5. CONCLUSÕES

O MRE é um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores hidráulicos e térmicos participantes da CCC, com o objetivo de permitir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. Com o MRE os geradores hidráulicos têm direito a uma receita no MAE que é calculada a partir da sua contribuição para a capacidade assegurada de suprimento do sistema e não a partir da sua geração efetiva.

Este trabalho apresentou uma análise do impacto das

regras do MRE no risco financeiro de projetos hidroelétricos. As análises de risco foram realizadas a partir de cenários para os despachos/preços spot obtidos com modelos de despacho hidrotérmico.

Os resultados obtidos para uma usina hidroelétrica hipotética operando no sistema elétrico brasileiro mostram claramente o efeito de compartilhamento dos riscos hidrológicos do MRE. Com a consideração das regras do MRE foram obtidos valores esperados maiores para os indicadores de rentabilidade e riscos menores de prejuízo.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a cooperação de André Luiz Marcato e Roberto José Pinto, do CEPEL.

7. REFERÊNCIAS

- [1] Coopers & Lybrand, "Estudo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Relatório IV-I", MME/SEN/ELETOBRÁS, Junho 1997.
- [2] X.Vieira Fo., M.V.F. Pereira, B.G.Gorenstin, A.C.G.Melo, J.C.O.Mello, S.Granville, "Playing the Odds: Risk Management in Competitive Generation Contracts", *CIGRÉ Paris Meeting*, September 1998.
- [3] "Regras de Mercado para Implantação - Versão 2.1b", ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, Março 2001.
- [4] Resolução ANEEL nº 249 de 11 de agosto de 1998.
- [5] A.C.G.Melo, M.E.P.Maceira, L.L. Gomes, D.L.Jardim, A.Pinhel, R.P.Caldas, A.M.Oliveira, "Financial Evaluation of Generation Projects Considering Hydrologic Risks", VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning", Curitiba, Brasil, Maio 2000.
- [6] R.A. Brealey, S.C. Myers, "Principles of Corporate Finance", MacGraw-Hill, New York, 1996.
- [7] P.Jorion, "Value at Risk", McGraw-Hill, 1997.
- [8] K.Dowd, "Beyond Value at Risk". John Wiley & Sons, 1998.
- [9] J.P.C. Kleijnen, "Statistical Techniques in Simulation", Marcel Dekker, New York, 1974.
- [10] A.C.G.Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, Nº 1, January 1993.
- [11] A.C.G. Melo, G.C. Oliveira, M.V.F. Pereira, M. Morozowski Fº, "A Hybrid Algorithm for Monte Carlo/Enumeration Based Composite Reliability Evaluation", Third International Symposium on Probability Methods Applied to Electrical Power Systems (PMAPS), London, United Kingdom, July 1991.
- [12] M.V.F. Pereira, M.E.P. Maceira, G.C. Oliveira, L.M.V.G. Pinto, "Combining Analytical Models and Monte Carlo Techniques in Probabilistic Power System Analysis, 1991 IEEE Summer Meeting, San Diego, USA, July 28 - August 1, 1991.
- [13] M.E.P. Maceira, C.B. Mercio, B.G. Gorenstin, S.H.F. Cunha, C. Suanno, M.C. Sacramento, A. Kligerman,

“Application of the NEWAVE Model in the Energy Evaluation of the Brazilian North/Northeast and South/Southeast Interconnected Systems”, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning”, Salvador, Brasil, Maio 1998.

- [14] S.H.F. Cunha, M.E.P. Maceira, “Manual de Referência do Modelo SUIISHI”, Relatório Técnico CEPEL, 1997.
- [15] A.C.G. Melo, M.S. Reis, B.G. Gorenstin, A.M.Oliveira, “Avaliação Econômico-Financeira de Projetos de Expansão do Setor Elétrico - Um Enfoque Empresarial”, XV SNPTEE, Belém, PA, 1997.
- [16] A.M. Oliveira, A.L. Castro, A.C.G. Melo, B.G. Gorenstin, M.S. Reis, “Manual de Utilização do Programa ANAFIN - Versão 1.0”, Relatório Técnico CEPEL/ELETROBRÁS, 1997.