

GPL/013

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

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE TERMELÉTRICA NO SISTEMA INTERLIGADO CONSIDERANDO FLEXIBILIDADE OPERATIVA E ESTRATÉGIAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

A.C.C.Pinhel*¹

A.C.G. Melo^{1,2}

L. L. Gomes¹

R. Torres¹

A.M. Oliveira^{1,2}

D.Jardim¹

M.E.P. Maceira^{1,2}

R.P. Caldas¹

(1) CEPEL, Rio de Janeiro, RJ; (2) UERJ, Rio de Janeiro, RJ

Resumo: O Sistema Elétrico Brasileiro é predominantemente hidroelétrico. Uma de suas características mais importante é a elevada variabilidade das afluições aos reservatórios. Esta variabilidade implica em incerteza na capacidade de suprimento do sistema. Uma forma de aumentar a capacidade firme de suprimento é realizar uma operação integrada térmica-hidráulica. Contudo, para se maximizar os benefícios é necessário que haja flexibilidade na forma de operação das usinas termelétricas.

Uma vez que existem limitações quanto à flexibilidade de compra de combustível, e outros custos que independem da geração (e.g., custos fixos), existe a necessidade de contratação mínima da capacidade da usina no longo prazo para cobrir essas obrigações. Adicionalmente, como o sistema brasileiro apresenta grandes reservatórios com capacidade de regularização pluri-anual, os custos marginais de operação (preços spot) apresentam valores reduzidos na maior parte do tempo. Uma forma de estabelecer um fluxo constante de receitas para as termelétricas é a contratação de parte da capacidade da usina.

Este trabalho aborda aspectos de risco-retorno para usinas termelétricas, considerando diferentes níveis de flexibilidade da usina e parcelas da capacidade contratadas no longo prazo. Além disso são abordadas características técnico-econômicas do investimento (eficiência energética, custos fixos, custos variáveis, estrutura e custo de financiamento, etc.).

A partir de um estudo de caso com uma usina termelétrica hipotética são discutidos pontos relevantes associados à viabilização de empreendimentos termelétricos no nosso sistema.

Palavras-Chave: Mercado Competitivo, Termelétrica, Risco Financeiro, Complementaridade, Flexibilidade, Contratação Ótima.

1. INTRODUÇÃO

Desde meados da década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem passando por um grande processo de reforma, destacando-se [1]:

- a extinção do regime de remuneração garantida, em 1993;
- regulamentação da licitação das concessões de serviços públicos, em 1995;
- criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1996;
- implantação da política tarifária de *price-cap* na distribuição de energia em 1996 - inicialmente nas empresas privatizadas, e posteriormente estendida as demais com contrato de concessão assinados;
- desverticalização do SEB, incentivando a competição na geração e comercialização de energia, e regulando preços na transmissão e distribuição;
- criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 1998;
- criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), em 1998 - com implementação das regras entre 1999 e 2002 [2].
- Criação do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), em 1999.

Simultaneamente a esse processo de reforma, observou-se uma importante redução nos níveis de investimento do setor (vide Figura 1), com destaque para o segmento de geração, aliado ao contínuo crescimento do consumo de energia. As principais razões a serem apontadas são: queda nas tarifas de

* CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

geração das empresas; e a decisão do governo de não mais investir em geração, aliada a postergação da privatização do segmento.

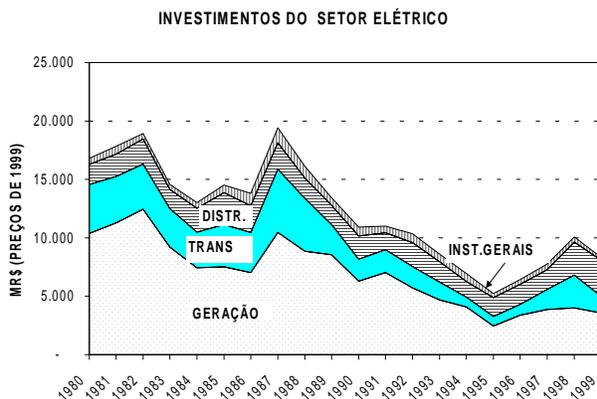


Figura1 – Investimentos no Setor Elétrico 1980-99

Outra característica do sistema elétrico brasileiro é a taxa de crescimento de carga historicamente elevada, basicamente associada ao esforço de industrialização do país. Nos anos 70, as taxas de crescimento médias foram da ordem de 9% a.a.. Mesmo com a recessão econômica dos anos 80, as taxas de crescimento ficaram em torno de 4% a.a.. Em 2000, o crescimento de mercado foi de 4,6%. Previsões feitas pelo Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico (CCPE), indicam um crescimento médio de 5% para os próximos 10 anos. Serão necessários investimentos da ordem de US\$ 6 bilhões por ano, nos próximos quatro anos, entretanto, este valor representa a expressiva participação de aproximadamente 30% do faturamento global do setor.

2. CONTEXTO ATUAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA

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 e espalhados por diversas bacias hidrográficas. Com a privatização do setor elétrico, espera-se que as fontes hidráulicas continuem dominantes no aumento da capacidade instalada no país, contudo, é aguardado um crescimento da participação de usinas termelétricas no sistema. Este aumento deve ser consequência dos avanços na tecnologia de turbinas a gás (aumento de eficiência e modularidade); prazo de maturação de investimento; questões ambientais relacionadas ao alagamento de áreas; e da futura exaustão dos recursos hidráulicos.

Dada a situação atual de escassez de geração, destaca-se o esforço do governo para implantação do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, onde espera-se um aumento da participação atual de 5% para 20% até o final da década.

A partir de 2003 passa a vigorar a regra de liberação de 25% ao ano da energia contratada pelas distribuidoras no âmbito dos Contratos Iniciais, sendo

previsto que em 2006, o preço de toda a energia gerada no país será objeto de livre negociação. É interessante observar que o custo médio da energia gerada encontra-se atualmente na faixa de 45R\$/MWh, enquanto o Valor Normativo estabelecido pela ANEEL para fontes competitivas é de 72,35 R\$/MWh) [3].

Dessa forma, torna-se fundamental a correta precificação da nova energia gerada, **considerando riscos e oportunidades**, de forma a, não só reduzir os riscos dos investidores, como também evitar que as distribuidoras e comercializadores paguem um preço elevado, e com isso seus clientes sejam penalizados.

3. ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Usualmente, a análise financeira de projetos é baseada em estimativas para o fluxo de caixa *futuro* do projeto, obtidas a partir de previsões para diversas variáveis. A análise inicial do fluxo de caixa é feita através de valores representativos para as variáveis consideradas, permitindo o cálculo de indicadores financeiros determinísticos. Entretanto, estas variáveis não podem ser previstas com 100% de precisão, indicando a importância da consideração, em grau maior ou menor, do risco associado ao retorno financeiro obtido para o projeto.

Basicamente, podem ser adotadas três métodos para tratamento das incertezas: análise de cenários, análise de sensibilidade e análise de risco [4].

3.1 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidades consiste na verificação do impacto de variações nos valores de uma variável nos indicadores financeiros do projeto. Assim, estas análises permitem determinar os parâmetros aos quais os indicadores financeiros são mais sensíveis, indicando também quais parâmetros devem ser estimados com maior precisão. Além disto, fornecem o valor da estimativa do parâmetro que pode provocar uma reversão na decisão, isto é, permite separar os intervalos de valores que definem a aceitação ou rejeição do projeto.

3.2 Análise de Cenários

Foi visto que a análise de sensibilidades permite medir os efeitos sobre a rentabilidade do projeto provocados por variações nos valores de parâmetros de interesse, um por vez. A consideração de variações simultâneas de variáveis pode ser realizada através da criação de um conjunto de cenários alternativos.

O procedimento típico consiste na análise de três cenários: base, otimista e pessimista. O cenário base corresponde aquele considerado como o mais provável pelos especialistas na área do projeto, onde são utilizados os valores mais “representativos” das estimativas, e.g., os seus valores esperados. Por sua vez, os cenários otimistas e pessimistas são obtidos por variações nos valores de variáveis importantes do projeto, a partir dos valores fornecidos para o cenário base.

3.3 Análise de Probabilística de Risco

A principal vantagem dos métodos anteriores reside na sua simplicidade e facilidade de utilização, além de propiciar a identificação de variáveis mais importantes para a modelagem de risco. Apesar da importância e grande utilização destes métodos, pode-se observar que as incertezas associadas às estimativas dos parâmetros foram consideradas de forma um tanto quanto subjetiva. Uma maneira mais eficiente consiste na construção de cenários aleatórios, porém prováveis, a partir das distribuições de probabilidades das variáveis de interesse. Neste caso, as incertezas nos parâmetros são consideradas de forma explícita, através do emprego de técnicas probabilísticas [5].

No estudo, foi utilizado o Programa ANAFIN [6-10] desenvolvido pelo CEPEL, que permite a utilização das três técnicas apresentadas para o tratamento de incertezas. Serão apresentados os resultados combinados para análise de sensibilidade ao nível de contratação da usina para 2000 cenários de preço spot da energia (custos marginais de operação – CMO's) gerados através da simulação da operação do sistema utilizando o Modelo NEWAVE [11]. A apresentação dos resultados de forma probabilística compõe a análise de risco proposta.

3.4 Principais Indicadores

Os principais indicadores de viabilidade e risco financeiro fornecidos pelo Programa ANAFIN e utilizados no estudo foram:

- Indicadores Determinísticos (Taxa Interna de Retorno - TIR, Valor Presente Líquido - VPL [12] e Tarifa de Equilíbrio – TEQ [4])
- Valor Esperado do Valor Presente Líquido do projeto, que equivale ao valor médio de 2000 VPL calculados associados aos cenários de preço spot;
- Desvio Padrão do Valor Presente Líquido (é um indicador de risco do projeto); e
- Probabilidade de VPL<0 (% de cenários onde o VPL do projeto apresenta valor negativo, ou seja, a rentabilidade é inferior ao custo do capital próprio do investidor); e
- Valores limite para VPL's negativos (% definido de cenários onde o VPL do projeto apresenta valor inferior ao valor estabelecido).

4. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso corresponde a uma usina termelétrica hipotética, entretanto, procurou-se adotar valores reais para custos, incluindo impostos e taxas, de forma a espelhar uma situação próxima a de mercado, para o cálculo do fluxo de caixa do empreendimento. Os principais parâmetros e variáveis adotadas são apresentados na Tabela 1.

Esses dados foram utilizados no Programa ANAFIN

para elaboração do estudo. O programa considera regras contábeis vigentes para projeção do fluxo de caixa do projeto.

Tabela 1-Parâmetros Adotados

Parâmetro	Unidade	Valor/Descrição
Dados Técnicos		
Vida Útil	anos	20
Capacidade Instalada	MW	500
Fator de Disponibilidade	%	90
Inflexibilidade	%	100%; 70%; 50%; 0%
Entrada em Operação	-	Jan/03
Receita		
Tarifa Energia Contratada	R\$/MWh	72,35
Preço Spot (CMO)	R\$/MWh	Newave
Geração Mensal	MWh	Regra de Despacho
Investimento		
Total	MR\$	550
Cronograma Financeiro	-	40%-2001:60%-2002
Depreciação	%aa	5
Estrutura e Custo de Capital		
Alavancagem Financeira	-	30%-CP:70%-CT
Taxa de Juros ao Ano	%aa	11
Amortização	anos	8
Carência do Principal	anos	2
Sistema de Amortização	-	SAC
Custo do Capital Próprio	% aa	15
Custos Diretos		
Combustível		
Commodity (variável)	US\$/MMBTU	1,525
Transporte (fixo)	US\$/MMBTU	0,95
Comercialização (fixo)	US\$/MMBTU	0,15
Outros		
O&M Variável	R\$/MWh	2,4
O&M Fixo	MR\$/ano	12,75
Taxas e Impostos		
Imposto de Renda	%	25
Contribuição Social	%	9
COFINS/PIS	%	3,65
CPMF	%	0,30

4.1 Análise Determinística

Nesta seção é feita uma análise determinística (análise financeira tradicional), isto é sem levar em conta a incerteza associada à flexibilidade operativa (risco hidrológico) e a flexibilidade de venda da energia. A Tabela 2 apresenta os indicadores financeiros previamente descritos (indicadores determinísticos). Considerando a usina inflexível e 100% contratada (450MW).

Tabela 2 – Resultados da Análise Determinística

Indicador	Valor
VPL (R\$milhões)	72,9
TIR (% a.a.)	19,8
TEQ (R\$/MWh)	66,88

Como pode ser observado na Tabela 2, o projeto apresenta viabilidade em virtude da rentabilidade do capital próprio (TIR) ser superior à taxa de desconto do fluxo de caixa do investidor (15% a.a.). A tarifa de equilíbrio indica o valor limite inferior de venda da energia da usina, respeitando as condições adotadas e remunerando o capital do investidor a uma taxa de 15%aa. Esse valor estaria 5% abaixo da tarifa adotada na análise (igual ao valor normativo – VN da ANEEL para fontes competitivas). Deve ser destacado que a análise considera o projeto alavancado, ou seja, leva-se em conta o benefício fiscal relativo à parcela do investimento que é financiada, o que equivale, neste caso, a 70% do total (o custo financeiro é dedutível do imposto de renda e contribuição social, o que reduz o custo médio do capital do projeto).

4.2 Análise de Risco

Nesta análise, são considerados o risco hidrológico (2000 séries de preços spot – custos marginais de operação obtidos com o Modelo NEWAVE); e cenários de contratação de energia e de flexibilidade de operação da usina.

Os valores esperados do VPL para diferentes níveis de contratação da capacidade da usina são apresentados na Figura 2. Ressalta-se o impacto da flexibilidade no valor esperado do VPL. Para o caso de 70% inflexível (ou 30% de flexibilidade operativa) e a energia totalmente contratada, o valor se eleva de R\$ 72,9 milhões para R\$ 104 milhões (ou cerca de 43%). Deve ser mencionado que a tendência atual de inflexibilidade de operação é de 70% na média anual e 56% no mínimo (condições de take-or-pay do contrato de compra do gás natural), ou seja, os resultados se situariam entre os valores das curvas de inflexibilidade de 70% e 50%. Observa-se também a baixa atratividade de operação no spot devido as características do risco hidrológico (reduzido número de cenários com valores de CMO's muito elevados). Constata-se na Figura 2 que, quanto maior a parcela de venda no spot, menor o VPL da usina, ou seja, as receitas de venda de energia no spot são inferiores – em média – que as das vendas através de contrato de longo prazo pelo VN. O impacto favorável da flexibilização é explicado pela possibilidade de eliminação dos custos variáveis da usina, em momentos de hidraulicidade favorável, com atendimento dos contratos de venda de energia através de compras no mercado spot (MAE), a preços inferiores aos custos variáveis da usina. Dessa forma, quanto maior a parcela de custos variável (parcela commodity + O&M variável) no custo total mais elevado é o benefício financeiro da operação flexível da usina.

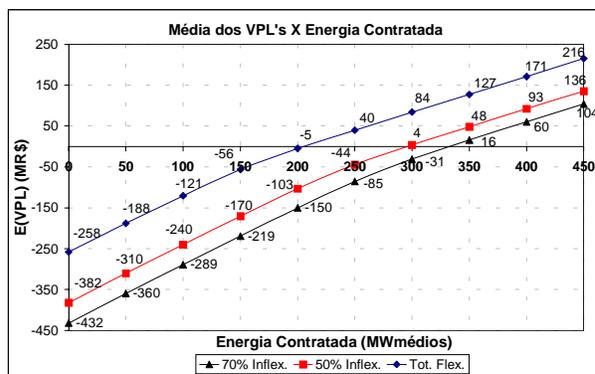


Figura 2 – Valor Esperado do VPL

Associado a cada valor esperado de VPL (valor médio de 2000 simulações), pode-se avaliar o risco de ocorrência de VPL's menores que zero, ou seja, obtenção de remuneração inferior à taxa de desconto adotada (15%aa). A Figura 3 apresenta os valores calculados para os três casos de inflexibilidade de operação e níveis de contratação da usina. A exemplo da análise anterior, a flexibilização da operação amplia a atratividade do investimento, reduzindo seu risco. Como pode ser constatado na Figura 3, para a situação da usina contratada em 2/3 de sua capacidade disponível (300 MW), o risco de VPL's inferiores a zero (ou taxas de retorno menores que 15%aa) é de apenas 0,8% (ou 16 casos em 2000) na situação da usina totalmente flexível, enquanto que para 70% inflexível o percentual se eleva expressivamente para 85,3%. Para esta última situação, apenas a partir de 90% da energia contratada a probabilidade de retorno negativa torna-se nula.

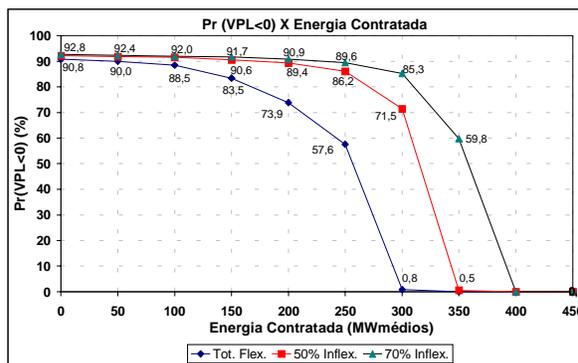


Figura 3 – Probabilidade de VPL < 0

Outra forma de avaliação do risco é a ordenação - do menor para o maior valor - dos 2000 VPL's calculados e definição de faixas de corte (ou percentis). Para determinado nível de risco (ou corte) identifica-se qual o VPL calculado. Na Figura 4 são apresentados os valores dos VPL's para um corte de 5% (ou seja 95% dos valores calculados são superiores ao valor encontrado). Quando o valor é negativo, é chamado de valor em risco para 5% (ou Value-at-Risk – VaR(5%) [13,14]). A área marcada pela elipse na Figura 4 apresenta valores positivos, ou seja não existem riscos para o nível de corte analisado. Por exemplo para uma estratégia de limite de VaR(5%) menor ou igual a

100MR\$ (ou VPL \leq -100MR\$ na Figura), no caso de 70% inflexível, levaria a uma contratação mínima de 300MW (indicado por um círculo na figura). Comparando-se com a metodologia anterior (probabilidade de VPI $<$ 0), nota-se que o investidor assumiria mais riscos, uma vez que adotava-se, como parâmetro de corte, risco zero de VPL negativo para todos os casos.

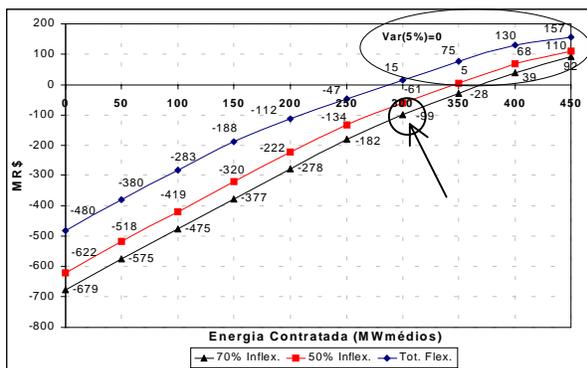


Figura 4 – Value-at-Risk

A Figura 5 apresenta a relação risco x retorno (representada pelo Desvio Padrão da série de valores de VPL's calculados x valor esperado do VPL) para as três situações de flexibilidade operativa em situações de contratação de energia de 0% a 100% da capacidade disponível (com discretização de 10%). A exemplo do observado na Figura 3, níveis de contratação inferiores a 80% (ou 350MW) apresentam elevado risco (ou elevado desvio padrão do VPL). Deve ser destacado o comportamento das curvas, onde constata-se uma situação de redução de risco com aumento de rentabilidade à medida que se eleva o nível de contratação da energia (em geral, a situação no mercado financeiro é inversa, com elevação da rentabilidade em troca de maiores riscos).

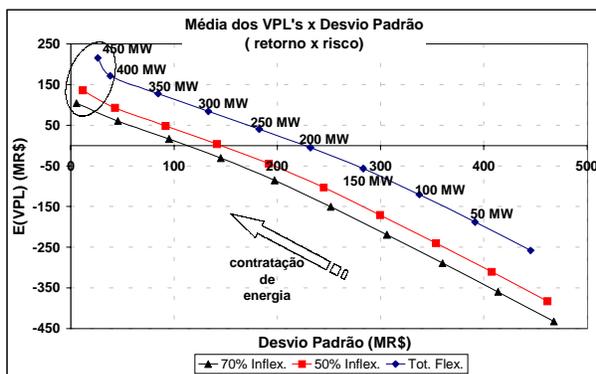


Figura 5 – Risco x Retorno

Dessa maneira, a opção do investidor tende a ser a de buscar a melhor relação risco-retorno (ou maior rentabilidade por unidade de risco), ou seja, aumentar ao máximo sua energia contratada. Observa-se entretanto uma inflexão nas curvas a partir de 90% de nível de contratação (ou 400 MW), conforme destacado na Figura 5 e apresentado em detalhes na

Figura 6.

Com intuito de identificar níveis ótimos de contratação (aqui conceituados como maior relação entre valor esperado do VPL e Desvio Padrão), foram calculados os pares Desvio Padrão x VPL para níveis de contratação de 430 MW a 450 MW com discretização de dois pontos percentuais e plotados na Figura 6. Constata-se que, quanto maior a flexibilidade operativa, menor o nível ótimo de contratação. Isto pode ser explicado devido a menores custos da usina operando flexível (o principal custo é o gás), o que faz com que a sua estratégia de deixar parte de sua energia para venda no spot tenha um menor risco (ou seja, o custo de oportunidade de não vender a energia por contrato bilateral é menor). A curva para a usina operando totalmente flexível indica uma situação ótima de 432 MW contratados (ou 96% da capacidade disponível). A partir desse ponto a relação risco x retorno se torna menos atrativa (observa-se também que passa a ocorrer a situação tradicional de elevação do retorno em troca de maiores riscos). Para 70% de inflexibilidade, o nível ótimo se eleva a 446 MW (ou 99%), como pode ser observado na Figura 6.

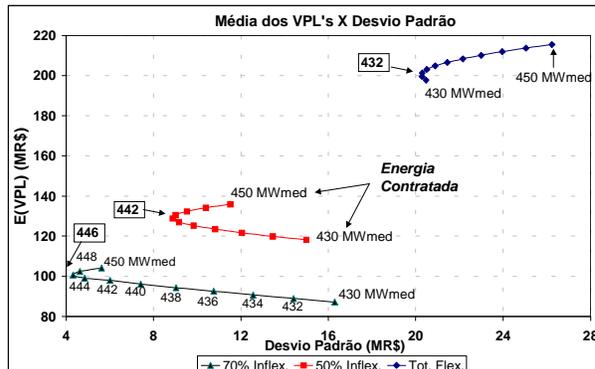


Figura 6 – Risco x Retorno - Detalhamento

5. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um estudo de caso para empreendimentos termelétricos, aplicando uma metodologia para análise de risco financeiro que considera explicitamente incertezas associadas aos parâmetros de entrada do fluxo de caixa futuro de projetos de investimento. Nas análises foi abordado o problema do risco hidrológico. Foi considerada também os princípios de despacho centralizado a mínimo custo para o cálculo do fluxo de caixa do empreendimento.

A metodologia permite a identificação de níveis ótimos de contratação baseando-se na relação risco x retorno e foi implementada no Programa ANAFIN, desenvolvido pelo CEPEL.

Foi mostrado que a flexibilidade de operação tem um papel importante na atratividade do investimento, e, conseqüentemente na redução dos riscos para o investidor. Outra implicação é a competitividade por meio da redução do custo da energia gerada, uma vez que a usina só teria a despesa com gás em caso de necessidade de geração (ou seja, seu custo operativo

fosse superior ao CMO).

Conclui-se, a partir dos dados simulados no estudo de caso, que os valores ótimos de contratação situam-se em patamares elevados, ou seja, situações em que parcelas de energia não contratada são superiores a 5% da capacidade disponível apresentam menor atratividade para empreendedores. Dessa forma, estratégias de venda de parcelas substanciais de energia no MAE tendem a ser de alto risco, quando se analisa todo o horizonte da vida útil da usina.

Estratégias, como operação inicial como *Merchant* (operando apenas com vendas no MAE) para aproveitar uma situação conjuntural de insuficiência de oferta, e posteriormente fechando contratos de longo prazo não foram avaliadas no estudo, porém podem apresentar atratividade.

A flexibilidade de operação pode proporcionar ganhos significativos tanto ao investidor quanto ao sistema de geração como um todo. Dessa forma, alternativas de aumento da flexibilização da operação devem ser priorizadas, como por exemplo a estratégia de co-geração (usando a parcela inflexível do contrato de gás para atender a demanda de energia e vapor do consumidor). O pagamento de uma tarifa maior pelo gás em troca de maior flexibilidade também pode ser viável. Uma outra alternativa seria o incentivo ao desenvolvimento do mercado secundário de gás, o que permitiria o estabelecimento de contratos de gás com níveis menores de *take-or-pay* e, em consequência, maior flexibilização na operação das termelétricas.

6. REFERÊNCIAS

- [1] Coopers & Lybrand, "Estudo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Relatório IV-I", MME/SEN/ELETROBRÁS, Junho 1997.
- [2] Regras de Mercado para Implantação - Versão 2.1b", ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, Março 2001.
- [3] Resolução ANEEL nº 22 de 02 de fevereiro de 2001.
- [4] A.C.G. Melo, M.S. Reis, B.G. Gorenstin, A.M. Oliveira, M.E.P. Maceira, "Financial Risk Analysis of Investment Projects in the Power Sector", *IV SEPOPE*, Salvador, Brasil, 1998.
- [5] J.P.C. Kleijnen, "Statistical Techniques in Simulation", Marcel Dekker, New York, 1974.
- [6] A.L. Castro, "Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termoelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Usando Teoria das Opções Reais", Tese de Mestrado, PUC-RJ, 1999.
- [7] A.C.C. Pinhel, "Simulação de uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: uma Análise Risco x Retorno" Tese de Mestrado. Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, 2000.
- [8] 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.
- [9] A.C.G.Melo, M.E.P.Maceira, L.L. Gomes, D.L.Jardim, A.C.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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] R.A. Breealey, S.C. Myers, "Principles of Corporate Finance", MacGraw-Hill, New York, 1996. P.Jorion, "Value at Risk", McGraw-Hill, 1997.
- [13] P.Jorion, "Value at Risk", McGraw-Hill, 1997.
- [14] K.Dowd, "Beyond Value at Risk". John Wiley & Sons, 1998.