

Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia – Geração Térmica

Rafael de Souza Favoreto, CEHPAR LACTEC; Marcelo Rodrigues Bessa, CEHPAR LACTEC; Wilson Tadeu Pizzatto, COPEL; Luiz Roberto Morgenstern Ferreira, COPEL e Marcio Luiz Bloot, COPEL.

Resumo - O Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia é resultado do projeto de P&D Copel-ANEEL, Estratégias de Planejamento Empresarial sob Incerteza. Este sistema procura atender as necessidades da concessionária considerando o contexto do Setor Elétrico Brasileiro, diante da complexidade do sistema e dos diversos fatores de risco associados. Por isso é imprescindível a uma empresa de geração de energia o uso de ferramentas que auxiliem no processo de tomada de decisão, nas áreas de planejamento e comercialização de energia elétrica. O objetivo final do sistema é a aferição da rentabilidade de um agente de geração, operando no mercado de energia, dentro de um sistema interligado predominantemente hidrelétrico, considerando o binômio retorno/risco. Neste artigo apresentamos parte do trabalho até agora desenvolvido. Discutimos e detalhamos o simulador de térmica a gás do sistema integrado para um melhor entendimento desta importante forma de geração complementar.

Palavras-chave—Complementação Térmica, Gás Natural, Geração de Energia, Termelétrica, Térmica a gás.

I. INTRODUÇÃO

A otimização da carteira de ativos de uma empresa de geração de energia do setor elétrico, composto basicamente de ativos físicos, como usinas hidrelétricas/termelétricas, e por mecanismos de redução de risco, como os contratos bilaterais de fornecimento de energia, deve levar em conta, de maneira integrada, os riscos associados ao setor, como a incerteza hidrológica, as manutenções dos sistemas de geração, as taxas de crescimento de consumo e demanda do mercado de energia, os preços de curto prazo do Mercado Atacadista de Energia, entre outros fatores.

O presente trabalho descreve uma das atividades da ferramenta analítica Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia. O sistema completo apresenta uma metodologia para a integração de diversos modelos computacionais, utilizados para o apoio a tomada de decisões, com o objetivo de maximizar o retorno de investimentos de empresas do setor elétrico. Para um melhor entendimento do processo global, inicialmente é feito um resumo das diversas etapas e modelos utilizados para o planejam-

to e comercialização de energia do setor elétrico brasileiro.

A atividade descrita neste artigo é a etapa de simulação da operação de uma usina térmica a gás. Esta é uma atividade de cuja operação é dispendiosa durante o processo de geração. Existindo a tendência de uma maior participação do parque gerador térmico com relação ao resto da matriz energética brasileira, é importante conhecer todo o processo de geração térmica e as implicações de sua utilização.

II. ETAPAS DO SISTEMA

O Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia Elétrica é composto das seguintes etapas:

1. Construção de Cenários de Demanda e Oferta de Energia;
2. Determinação da Estratégia Ótima de Operação do Sistema Interligado Nacional - SIN;
3. Simulação a Usinas Individualizadas do SIN;
4. Modelagem dos Ativos no Mercado de Energia;
5. Gerenciamento do Risco vs. Retorno da Carteira de Ativos;

Na etapa de Construção de Cenários de Demanda e Oferta de Energia são definidas as premissas básicas para a construção de cenários de demanda e oferta de energia do SIN (Sistema Interligado Nacional) dentro de um período de tempo, denominado período de estudo, que pode variar de alguns meses a vários anos.

Para a determinação da Estratégia Ótima de Operação do SIN a política operativa ótima do sistema de geração brasileiro é calculada para o cenário de oferta/demanda produzido na etapa inicial. Para isso é necessário determinar, para cada etapa do período de planejamento, as metas de geração para cada usina que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo total de operação ao longo do período. Este custo total é composto pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia. O software NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subistemas Equivalentes), desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), implementa uma metodologia para determinação das estratégias da operação hidrotérmica a longo prazo, com representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política ótima de operação do Sistema Interligado Nacional [1]. A metodologia de otimização é conhecida como Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDDE).

Marcelo Rodrigues Bessa e Rafael de Souza Favoreto trabalham no LACTEC CEHPAR, Centro de Hidráulica e Hidrologia Professor Parigot de Souza, do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (e-mails: bessa@lactec.org.br e favoreto@lactec.org.br).

Wilson Tadeu Pizzatto, Luiz Roberto Morgenstern Ferreira e Marcio Luiz Bloot trabalham na COPEL, Companhia Paranaense de Energia (e-mails: pizzatto@copel.com, luiz.roberto@copel.com e mlbloot@copel.com).

A terceira etapa é a Simulação a Usinas Individualizadas do SIN. Nesta etapa a operação do Sistema Interligado Nacional é simulada pelo SUISHI-O (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subistemas Hidrotérmicos Interligados), também desenvolvido pelo CEPEL [2]. A interface deste modelo é mostrada na figura 1. Nesse modelo o Sistema Interligado Nacional é representado por usinas hidrelétricas e termelétricas individualizadas. As usinas hidrelétricas podem ser de dois tipos: a fio d'água, quando seu volume armazenado não varia, ou com reservatório, quando apresenta uma significativa capacidade de regularização. Denominam-se usinas termelétricas todas as demais usinas geradoras (nuclear, carvão, gás, óleo, diesel, biomassa, etc.) que possam ser representadas por capacidades mínima e máxima e um custo unitário de geração constante, sem nenhuma restrição adicional sobre sua disponibilidade.

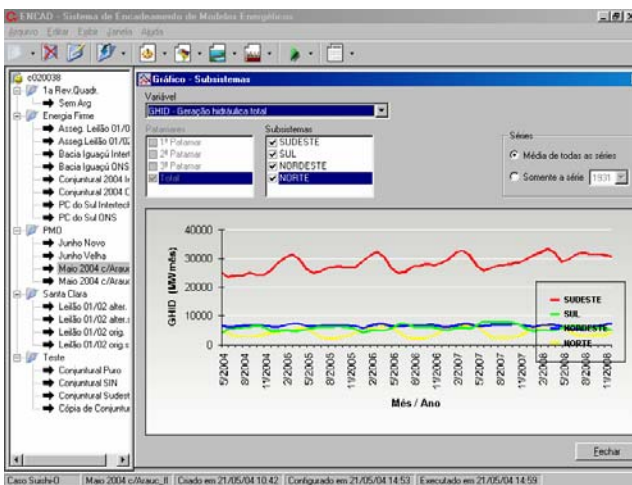


Figura 1 – Modelo Computacional SUISHI-O

A Modelagem dos Ativos no Mercado de Energia, quarta etapa do simulador, faz a análise do comportamento econômico e financeiro da carteira de ativos de uma empresa do setor elétrico. Para isso é produzido um modelo computacional, que capture a estrutura e a dinâmica de cada ativo, no ambiente do setor elétrico. Nesta fase são calculadas as tarifas por uso do sistema de transmissão. Estas tarifas são importantes devido ao peso significativo dos custos de transmissão no Brasil e ao fato das mesmas dependerem da localização e capacidade instalada da usina. A metodologia utilizada é a mesma determinada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Para as usinas hidrelétricas, nesta etapa do processo é contabilizado o chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), um esquema compulsório de redução de risco hidrológico. No MRE, a geração física de cada usina em cada estágio e patamar de demanda é substituída por um “crédito de energia”, que é proporcional à geração hidrelétrica total do sistema neste mesmo mês e patamar. No processo de contabilização do CCEE, o chamado “Certificado de Energia Assegurada” da usina, reflete a contribuição de longo prazo de cada hidrelétrica para a produção do conjunto de usinas.

A quinta e última etapa contempla o Gerenciamento do

Risco vs. Retorno da Carteira de Ativos. O gerenciamento de uma carteira de energia composta por ativos físicos como usinas hidrelétricas e térmicas e de mecanismos de redução de risco como contratos bilaterais de fornecimento de energia, contratos de compra de combustíveis, etc, cujo objetivo é a maximização da rentabilidade do agente, deve incluir não só uma avaliação de retorno, mas também uma avaliação detalhada do risco do negócio. A teoria de carteiras, introduzida por MARKOWITZ em 1952 [3] [4], supre esta necessidade. Muito embora ela tenha sido proposta originalmente para a análise de risco de carteiras de ações e títulos financeiros, é possível adaptá-la para a aplicação em carteiras de ativos de energia. Markowitz propõe que o retorno esperado de uma carteira de ativos $E(r)_{cart}$ é a média ponderada dos retornos esperados dos ativos que a compõem.

$$E(r)_{cart} = \sum_{i=1}^n x_i E(r_i)$$

A soma das participações dos ativos na carteira deve ser igual a um, ou seja:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1$$

Ainda segundo Markowitz, a variância do retorno de uma carteira de ativos σ^2_{cart} depende da variância do retorno de cada ativo e da covariância dos retornos dos ativos da carteira.

$$\sigma^2_{cart} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij}$$

A teoria de carteiras desenvolvida por Markowitz é basicamente um problema de programação quadrática. O objetivo da teoria é minimizar o risco da carteira sujeito a duas restrições lineares. A solução deste problema é um vetor de participação x que minimiza o risco da carteira $f(x)$ para um nível de retorno desejado E^* . Colocando em formato de otimização, obtemos:

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j Cov_{ij}$$

Min

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^j x_i E(r_i) = E^*$$

$$\sum_{i=1}^j x_i = 1$$

Logo, representando de modo gráfico, temos que a área sombreada da Figura 2, denominada conjunto viável, representa as combinações possíveis para uma carteira composta por múltiplos ativos. Todas as combinações possíveis estão contidas nesta região limitada, de forma que nenhum ativo individual ou combinação de ativos situa-se fora da área sombreada.

Embora as combinações de ativos determinem uma superfície bidimensional, o conjunto eficiente, ou seja, as carteiras mais atrativas, estão situadas no limite superior da área entre MV e X. Qualquer ponto abaixo deste conjunto apre-

sentado retorno esperado inferior e mesmo desvio padrão em relação a um ponto do conjunto eficiente.

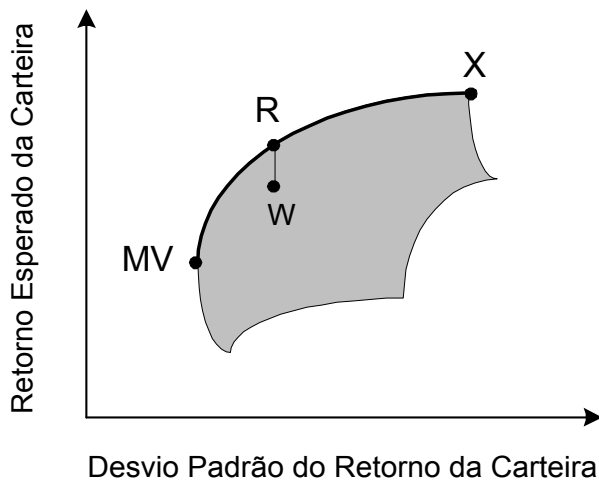


Figura 2 – MARKOWITZ - Risco vs. Retorno

Partindo do modelo idealizado por MARKOWITZ podemos calcular várias medidas de risco e otimizar a carteira de ativos físicos e financeiros do agente, para determinar a fronteira eficiente de Risco vs. Retorno, por exemplo, determinando qual é a melhor combinação (melhor “mix”) de contratos bilaterais (CCAR), de curto prazo, mercado spot e investimento [5].

III. GERAÇÃO TÉRMICA

Dentro do Sistema Integrado de Planejamento e Comercialização de Energia Elétrica um dos fatores que pode representar um elevado custo operacional é a forma de operação da geração térmica de energia, isto devido ao preço do combustível.

O simulador de geração de energia através de uma usina térmica é utilizado na terceira etapa do sistema integrado, Simulação a Usinas Individualizadas do SIN. Apesar disso, a sua utilização e seus resultados tem reflexos na etapa dois, Determinação da Estratégia Ótima de Operação do Sistema Interligado Nacional.

O funcionamento, operação e procedimentos de uma usina termelétrica são inicialmente baseados no exposto no trabalho organizado por LORA e NASCIMENTO [6].

O combustível utilizado é o gás natural, produto existente em diversos locais do Brasil e da América do Sul, com interligação através de gasodutos. O produto apresenta grande disponibilidade, mas está sujeito à interferência da política entre os países sul-americanos e o mercado internacional do produto.

Em princípio, o custo variável do combustível é o valor declarado ao ONS (Operador Nacional do Sistema) para definição do despacho desta usina. A correta determinação deste valor é de fundamental importância para a operação mais econômica e eficiente de uma usina térmica. Além disso, o momento em que a usina está situada e a sua condição de operação também pode determinar uma modificação

no custo variável que pode ser declarado.

Para a melhor avaliação do custo variável de operação e detalhamento para a modelagem dos ativos de geração térmica no mercado de energia é desenvolvido um simulador de usina térmica a gás natural. Este simulador é chamado de SiTerGas (Simulador de Térmica à Gás)

Este simulador utiliza os principais custos envolvidos na operação de uma usina térmica a gás, com especial destaque para o contrato de fornecimento de gás natural. O emprego de simuladores permite a manipulação do sistema, experimentando diferentes decisões e visualizando suas consequências. Pode-se trabalhar também com o modelo que está por trás da simulação, questioná-lo e modificá-lo, visando adequá-lo à realidade e melhorar o desempenho do sistema.

No desenvolvimento do simulador é utilizada a técnica de Dinâmica de Sistemas (System Dynamics). Esta técnica foi desenvolvida pelo engenheiro e pesquisador norte-americano Jay W. Forrester, um dos pioneiros da computação eletrônica. Ela foi inicialmente desenvolvida para projetar sistemas de controle e depois fez sua aplicação a sistemas sociais, econômicos e ambientais. Sistemas são a tentativa de representação de uma percepção da realidade [7], enquanto modelos dinâmicos são aqueles voltados a sistemas em que o desenvolvimento do sistema modifica o comportamento do próprio modelo, situação típica de modelos sociais.

A utilização de sistemas dinâmicos é particularmente importante por que durante a execução de um projeto diversas ações gerenciais são tomadas e premissas, metodologias, metas e objetivos podem ser modificados. Os modelos de representação de projetos em rede falham em representar essas relações dinâmicas, que podem levar a resultados completamente opostos ao esperado [8].

O *software* utilizado para o desenvolvimento do modelo é o Powersim[®], que é desenvolvido para aplicação de Dinâmica de Sistemas. Este programa é um ambiente integrado para construção e operação de modelos de simulação. O ambiente utiliza uma linguagem de modelagem gráfica transparente, sendo criadas estruturas explícitas e de fácil visualização.

O contrato de fornecimento de combustível a uma usina térmica é parte significativa das despesas da Usina a Gás, principalmente quando ocorre a presença de cláusulas no estilo “pague-ou-pague” (*Take-or-Pay, Ship-or-Pay*) e indexada em moeda estrangeira [9].

Na cláusula de compra mínima do produto (*commodity*) é considerado que a quantidade comprada, paga e não consumida do produto pode ser utilizada posteriormente, desde que acima da compra mínima. Além disso, esse consumo tem um prazo para acontecer e não deve exceder a duração do contrato.

Com base em um modelo de contrato de gás com essas características foi desenvolvido um simulador técnico que contemple tais peculiaridades. Também foram incluídas outras despesas relevantes para uma simulação mais ampla, buscando o custo total da usina.

Na inclusão de outros custos (que não os do contrato de fornecimento de combustível) utilizou-se uma separação

simplificada de despesas em custos fixos e custos variáveis, sem o detalhamento de despesas com manutenções diferenciadas (*Overhaul*) em função da quantidade de horas operadas ou de número de paradas. Essas manutenções de grande porte foram diluídas em um valor médio operativo. Um maior nível de detalhamento depende do acesso a maiores informações técnicas e operacionais.

Uma parcela das despesas de uma usina térmica depende de detalhes operativos, como a quantidade de paradas e o intervalo entre essas paradas. Alguns desses cuidados operativos podem adiar ou antecipar grandes manutenções ou substituições de peças e equipamentos. Caso seja necessário um detalhamento mais apurado, é recomendável que esses fatores sejam levados em consideração.

Para a valoração dos custos fixos optou-se por utilizar um custo diário. Na apropriação de custos variáveis, o custo foi valorado por MWh (megawatt hora). Em ambos os casos os valores são apropriados excluindo-se os custos do contrato de gás, contemplados separadamente. Para a aproximação de um valor inicial decorrente da Operação e Manutenção (O&M), alguns valores de operação da usina foram estimados e separados em custos fixos e variáveis. Considera-se que a turbina terá uma vida útil de 20 anos com operação total de 10 meses por ano.

Além desses valores, ao longo do período de duração do contrato de gás foram utilizados dados mensais de CMO (Custo Marginal de Operação) e o despacho em MW médios mensais. O despacho pode ter, na prática, uma variação horária, mas tal detalhamento implica em uma dificuldade muito grande para apropriação de dados e não resultaria em avanços significativos em uma simulação de 20 anos. Da forma como o modelo está desenvolvido é possível a inserção de valores diários ou qualquer variação proporcional (semanas, meses, ano), caso seja necessário.

A simulação também pode ser feita com o detalhamento de uma usina inserida na simulação NEWAVE, repetindo-se o despacho determinado pelo modelo. Como forma de análise didática, também se pode executar a operação com a utilização apenas dos preços da energia para, após um procedimento interativo, se convergir para um patamar de preços declarados de energia.

A receita da usina foi estimada pela utilização do CMO (Custo Marginal de Operação) do subsistema Sul, simulando o reflexo da usina trabalhando como descontratada, ou seja, com a energia sendo vendida ao preço praticado no mercado de curto prazo ou Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Mesmo para uma usina contratada essa análise apresenta o resultado de tê-la operando isoladamente, mostrando algumas causas e efeitos do mercado e do sistema agindo exclusivamente na usina.

Para desenvolvimento de um fluxo de caixa foi elaborado dentro do simulador um novo módulo, acumulando despesas e receitas diárias. As despesas mostradas no fluxo de caixa são de periodicidade mensal, com a separação de despesas e receitas.

Foram desenvolvidas planilhas de entrada e saída de dados através de um arquivo de MS Excel[®]. Através de um mesmo arquivo, com 4 diferentes planilhas (Dados Gerais;

CMO; Despacho; Fluxo de Caixa), os dados que alimentam e que são resultantes do modelo em Powersim[®] são visualizados destacadamente, sem a necessidade de interação com o modelo durante a simulação.

Após apresentação do modelo e através da análise crítica, foi feita a introdução de procedimento para evitar o descarte de gás através da inserção de um módulo simplificado de “despacho técnico”. Esse despacho é ativado quando o reservatório virtual de gás atinge o limite recuperável, considerando o tempo que este gás está disponível, o número de anos para a recuperação e o despacho em um patamar pré-definido. Em valores do contrato de gás, este é um valor que não acarretará em nenhum gasto adicional além do inicialmente estabelecido, pois o gás utilizado seria descartado e o transporte e a taxa relativa a concessionária seriam pagos de qualquer forma. Como custo adicional, ocorrerá uma apropriação de custo variável. Em contrapartida, será gerada receita referentes à venda de energia.

A figura 3 mostra a interface do simulador SiTerGas desenvolvido em Powersim[®], que permite a simulação de dados oriundos de planilha eletrônica e fornece resultados numéricos e gráficos. Um exemplo dos resultados gráficos está mostrado na figura 4.

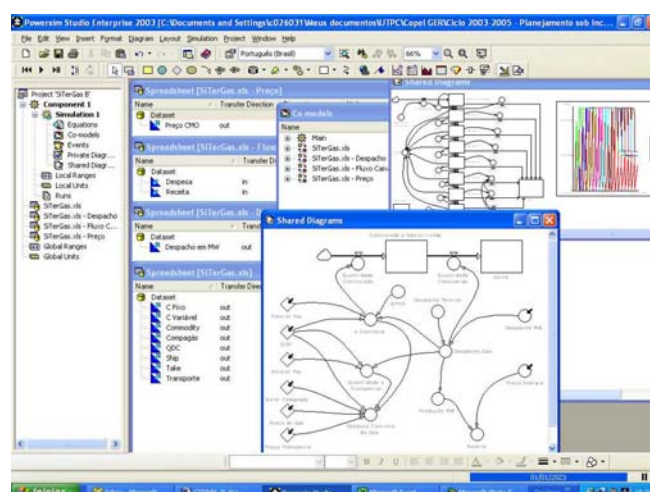


Figura 3 – Modelo SiTerGas no Powersim

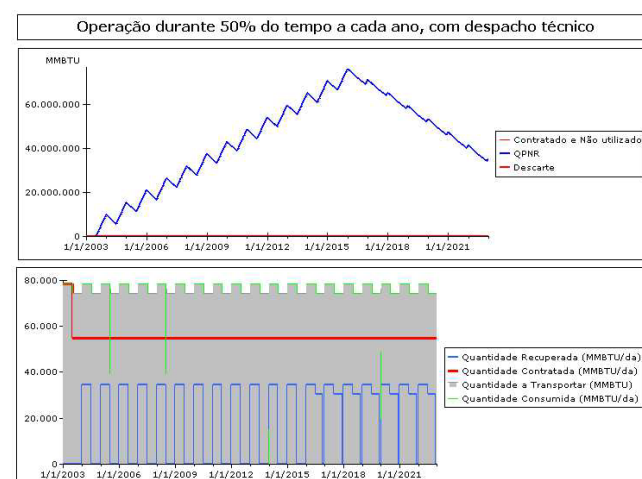


Figura 4 – Resultados Gráficos do Modelo SiTerGas

Dentro de cada mês, os despachos indicados no modelo podem ser, ainda, otimizados. Ocorrendo isso, sem comprometer o despacho imposto pelo ONS, poderá resultar numa diminuição dos custos médios.

Além dos resultados obtidos, a própria implantação e utilização de um simulador de uma usina térmica permitem que o conhecimento de tal técnica seja ampliado, com a discussão de diferentes abordagens e a consolidação das informações.

Alguns valores foram obtidos com a simulação da usina térmica em diversos cenários de preço de energia constantes ao longo do tempo. A forma de operação não foi feita em função do preço da energia, mas foram estabelecidos diversos patamares de operação.

Como resultado da simulação isolada da usina térmica a gás, percebe-se que as cláusulas mínimas de compra fazem com que a operação mais econômica da térmica a gás ocorra em função desses valores.

A utilização de uma cláusula de compra mínima (*Take-or-Pay*) e de transporte mínimo (*Ship-or-Pay*) de 70% e 95%, respectivamente, faz com que, em geral:

1. O menor custo total de operação da usina ocorra com a utilização do ativo durante cerca de 70% do tempo disponível;

2. O menor custo médio de operação ocorra com uma utilização da usina por cerca de 95% do tempo disponível.

Esses valores consideram a venda de energia no mercado *spot*, por isso são dependentes do preço de venda de energia. Em casos extremos de afluência hidrológica (baixa ou elevada) esses valores podem ser diferentes, mas têm uma tendência aos citados.

Desta forma, a receita de um gerador térmico será maior se o despacho da energia ocorrer em períodos de estiagem (preço elevado), mas ela pode ser ainda maior caso ocorressem despachos em algumas situações de preço de venda menores que o custo médio do combustível. Essa situação acontece porque até serem atingidos os patamares mínimos de compra, a despesa com combustível irá ocorrer mesmo que ele não seja utilizado, sendo então o despacho vantajoso em função do custo variável de operação e manutenção. Deve-se levar em conta, também, a expectativa de elevação do preço futuro de venda de energia, quando pode ser vantajosa a aquisição do gás e consumo posterior.

Assim sendo, com a ocorrência de cláusulas mínimas de compra e transporte de gás, o preço de despacho de uma usina térmica é mais complexo que a simples utilização do custo variável total ou do custo do combustível.

IV. CONCLUSÃO

Os resultados gerados pelo Sistema Computacional Integrado fornecem subsídios ao processo de tomada de decisão, como a construção de novos empreendimentos de geração de energia, operação otimizada dos atuais e a comercialização da energia disponível, de uma empresa de geração do Setor Elétrico Brasileiro.

A simulação de uma usina térmica a gás que pode ser inserida no sistema integrado mostra que alguns cuidados adicionais devem ser tomados ao utilizar essa forma de geração. Os modelos tradicionais do sistema elétrico brasileiro representam as unidades térmicas geradoras de modo a muitas vezes distorcer os custos reais de sua operação. Assim sendo, ocorre que a operação proposta não é a mais econômica em função das regras existentes.

O resultado da simulação simplificada mostra que os contratos de fornecimento de gás podem criar situações de grande relevância operativa não contempladas nos modelos de simulação vigentes.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CEPEL - *Projeto Newave - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes* - Manual do Usuário, Abril de 2002.
- [2] CEPEL - *Projeto SUISSI-O - Modelo de Simulação a Usina Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados* - Manual do Usuário, Abril de 2004.
- [3] Markowitz, Harry. *Portfólio Selection*, *Journal of Finance*, 7, 77-91, 1952
- [4] _____. *Portfólio Selection: Efficient Diversification of Investments*, Yale University Press, New Haven, CT, EUA, 1959
- [5] SILVEIRA, Fabíola Sena Vieira. *Modelo integrado para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico*. Tese de Doutorado UFSC, programa de pós-graduação em engenharia elétrica. Florianópolis, 2001
- [6] LORA, Electo Eduardo Silva e NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa do (coordenadores). *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 2 volumes (1296 p.)
- [7] MOHAPATRA, Pratap K.J.; MANDAL, Purnendu e BORA, Madhab C.. *Introduction to system dynamics modeling*. Hyderguda, Hyderabad: Universities Press India Ltd, 1984.
- [8] AMARAL, João Alberto Arantes do e SBRAGIO, Ricardo. *A dinâmica do projeto: uma visão sistêmica das conseqüências de ações gerenciais*. São Paulo: Scortecci, 2003
- [9] PINHEL, Antonio Carlos da Costa. *Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico brasileiro: uma análise risco x retorno*. Dissertação de Mestrado, programas de pós-graduação de engenharia da Universidade Federal Do Rio De Janeiro (UFRJ – COPPE). Rio de Janeiro, 2000