

Modelagem da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Dinâmica de Sistemas

Priscila Silveira Ebert
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil
pri.ebert@hotmail.com

Mauricio Sperandio
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil
mauricio.sperandio@ufsm.br

Resumo— O presente trabalho apresenta uma nova abordagem para modelagem de um sistema hidrotérmico, tendo como base o Sistema Elétrico Brasileiro. Além de analisar a influência do despacho hidrotérmico no preço de curto prazo, isto é como o despacho interfere no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Para isto foi adotada a abordagem de Dinâmica de Sistemas que visa a compreensão de um sistema com base nas inter-relações entre suas variáveis. Com esta técnica é possível tomar decisões e obter as consequências de tal decisão com um curto tempo de resposta, permitindo assim a rápida aplicação de medidas para solucionar problemas.

Palavras chave—Sistema hidrotérmico; Dinâmica de Sistemas; PLD;

I. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico tem vital importância para o desenvolvimento de um país, no Brasil a geração de energia elétrica tem como base um sistema hidrotérmico. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN), é 142.963 MW com 62,52% proveniente da geração hídrica e 27,89 % da geração térmica [1]. Devido à magnitude deste sistema interligado e à restrições físicas de transmissão, o SIN foi dividido em quatro subsistemas, cada qual com seu respectivo mercado: Sul, Sudeste/Centro Oeste, Norte e Nordeste. O preço de curto prazo da energia pode variar de um submercado para outro dependendo das condições hidrológicas e de mercado.

A. Despacho de energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A decisão sobre o despacho de energia elétrica é feita de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), baseada no critério de custo mínimo de operação. Isto é, a decisão sobre a quantidade de energia a ser ofertada por cada usina cabe ao ONS, que ordena o despacho baseado na ordem de mínimo custo marginal de operação (CMO) até o total suprimento da demanda. O CMO de uma termelétrica tem como principal fator o custo do combustível a ser utilizado (carvão, óleo diesel, gás natural, urânio, dentre outros), além dos custos de depreciação dos equipamentos [2]. No caso das hidrelétricas, os custos de operação e manutenção são considerados extremamente baixos, porém o despacho dessas usinas não pode levar apenas os custos operacionais em consideração, uma vez que a água contida nos reservatórios também tem o seu valor. Devido ao fato dos recursos hídricos serem limitados, o despacho das usinas hidráulicas é feito com

base no custo de oportunidade esperado da água, que é computado pelos modelos NEWAVE e DECOMP¹.

O objetivo desses modelos é minimizar o Custo Total de operação, que é formado pelo Custo Imediato, referente a decisões tomadas no presente, com o Custo Futuro, que considera as ações adotadas no futuro. Um dos resultados fornecidos pela cadeia de modelos NEWAVE e DECOMP é o CMO, que é a base para a determinação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) utilizado para valorar a energia não-contratada entre os agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no mercado de curto prazo. O PLD é calculado com periodicidade semanal, para cada patamar de carga e submercado, e é limitado por um preço mínimo e máximo.

B. Definição do problema

Há aproximadamente dois anos o país vem passando por uma forte insegurança energética devido a uma combinação de fatores, entre eles os atrasos em investimentos, a interferência política e a falta de chuvas. Como consequência, em meados de 2013 o Operador Nacional do Sistema Elétrico decidiu despachar toda a capacidade térmica do país, com um custo de geração mais elevado do que as usinas hídricas, fazendo com que o PLD atingisse o seu preço máximo de R\$ 822,83 por Megawatt-hora. No início de 2014, o nível dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas do país atingiram os piores índices desde o racionamento de 2001, mantendo assim o PLD com preço máximo durante 12 semanas, de fevereiro a abril de 2014. Este fato teve como consequência o endividamento de distribuidoras e empresas do setor elétrico que precisaram comprar energia no mercado de curto prazo.

Tendo em vista esta problemática, o presente trabalho aborda uma nova metodologia para demonstrar o comportamento de um sistema hidrotérmico, tendo como exemplo o Sistema Elétrico Brasileiro. O caso em estudo visa analisar a influência do despacho hidrotérmico no preço da energia no mercado de curto prazo. Para isto será utilizada a técnica de Dinâmica de Sistemas, que visa a análise, modelagem e simulação de sistemas complexos e de seus

¹ NEWAVE e DECOMP modelos computacionais que realizam a otimização da operação, sendo o NEWAVE para um horizonte de médio prazo, até cinco anos à frente, discretizados mensalmente e o DECOMP para curto prazo, de dois a seis meses, discretizados semanalmente.

comportamentos através do tempo. Esta técnica permite a representação da realidade a partir de micromundos virtuais, possibilitando assim a tomada de decisões e suas respectivas consequências com um elevado tempo de resposta.

II. DINÂMICA DE SISTEMAS

A técnica de Dinâmica de Sistemas foi desenvolvida pelo engenheiro e pesquisador norte-americano Jay W. Forrester, baseada no pensamento sistêmico, que permite a compreensão de um sistema através da identificação das principais variáveis e inter-relações que governam o seu comportamento e permite uma ação mais efetiva sobre estes sistemas [3]. Jay W. Forrester desenvolveu a Dinâmica de Sistemas para projetar sistemas de controle e posteriormente aplicou a sistemas sociais, econômicos e ambientais. Peter Senge, um dos discípulos de Forrester estudou a aplicação da Dinâmica de Sistemas a problemas organizacionais, publicando os resultados de seus trabalhos no livro *A Quinta Disciplina* [4].

A Dinâmica de Sistemas utiliza técnicas tradicionais de administração, teoria de controle com realimentação e simulação computacional, permitindo a rápida visualização das consequências da manipulação do sistema e da tomada de decisões. Existem duas abordagens para a representação das relações de causa e efeito entre as variáveis de um sistema, a abordagem qualitativa e a quantitativa. A qualitativa é representada a partir de Modelos Causais, que são diagramas com a finalidade de descrever uma situação problema, ou seja, explicam as relações entre as variáveis do sistema em estudo. Enquanto que a abordagem quantitativa é representada por Modelos de Estoque e Fluxo, que descrevem as relações através de equações lógico-matemáticas [5].

A Dinâmica de Sistemas tem sido amplamente aplicada como instrumento de análise, planejamento e alocação de recursos em sistemas de energia elétrica [6]. Nail, em 1973, desenvolveu um modelo para representar a exploração e produção de gás natural nos Estados Unidos, este modelo foi utilizado para mostrar como as reservas de gás natural poderiam se esgotar em prazo surpreendentemente curto se a demanda crescesse de forma exponencial. Este modelo foi sendo expandido até ser batizado de FOSSIL2, em que manteve o foco nas dificuldades de transição de fontes convencionais para fontes renováveis, porém aumentou a representação de tipos de combustíveis, tecnologias, regulamentações e políticas de interesse do Departamento de Energia (DOE).

Um estudo preparado por Morozowski et al. [6] destaca que a DS representa uma contribuição significativa para o aprimoramento dos métodos e ferramentas atualmente em uso pelo ONS. O que não significa substituir os atuais modelos de otimização por um modelo de DS, mas sim a utilização dos diferenciais desta metodologia de modelagem e simulação para dar suporte ao processo de análise, negociação e implementação das mudanças necessárias. Também ressalta a oportunidade de aplicação de DS na identificação e análise dos efeitos imediatos e mediatos de eventuais limitações da influência das decisões operativas de curto prazo no processo de formação de preços, que é o objetivo deste trabalho.

Outros exemplos de trabalhos que utilizam a técnica de Dinâmica são: Coyle e Rego [7], em 1982, avaliaram o problema da expansão da capacidade de suprimento na Argentina; Bunn, Dynner e Larsen [8], em 1997, analisaram a modelagem do potencial dos mercados de gás e eletricidade no Reino Unido; Dimitrovski, Tomsovic e Ford [9], em 2004, estudaram a modelagem de longo prazo das dinâmicas de investimento e planejamento no sistema elétrico de potência.

III. MODELAGEM DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

A proposta do presente trabalho visa à construção de um modelo que represente o sistema hidrotérmico brasileiro de forma simplificada, buscando apresentar a influência do despacho de energia proveniente de termelétricas no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). As principais variáveis inseridas no modelo são: Energia natural afluyente (ENA), Energia armazenada (EAR), Carga de energia, Geração termo, Geração hídrica e PLD. A simulação foi realizada para um horizonte de doze anos de 2003 a 2014, analisados mês a mês, totalizando 144 meses. Por comportar cerca de 70% das usinas hidrelétricas com reservatórios, o subsistema Sudeste/Centro Oeste foi o escolhido para a simulação. O modelo proposto para análise do sistema hidrotérmico brasileiro está exposto na Figura 1 e foi desenvolvido com o auxílio do software Vensim® PLE versão 6.3, da Ventana Systemss.

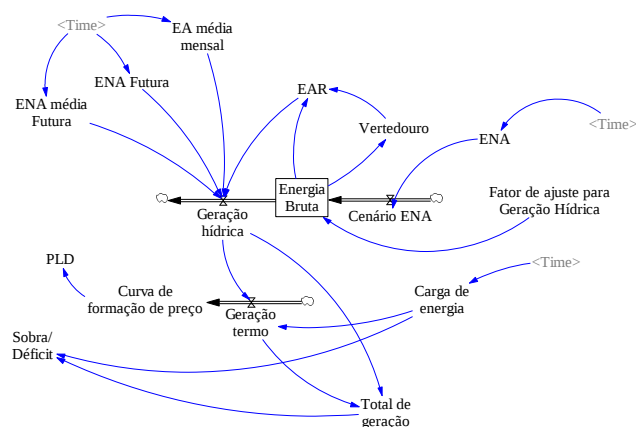


Figura 1- Modelo computacional do sistema hidrotérmico brasileiro

Simbologia:

	Auxiliar	São parâmetros utilizados no sistema
	Estoque	Representa acumulações ou desacumulações no sistema. A equação de transição de um estoque no tempo T para o tempo T+dt é dada pela equação: $\text{Estoque}(T) + \text{Fluxo}(dt) * dt$
	Fluxo	Controla a entrada e saída de uma função estoque.

A. Abordagem qualitativa

Para uma melhor compreensão da dinâmica em estudo, analisa-se cada relação entre as variáveis, procurando encontrar a sua contribuição no problema qualitativamente. Começando pela *ENA* que possui uma influência direta sobre a *Energia bruta*, isto é, na medida em que aumenta a *ENA*, que é dependente do regime hidrológico, também aumenta a *Energia bruta* que representa toda a água recebida nos reservatórios. Quanto maior a *Energia bruta* maior será a *EAR*, que é todo o volume de água que pode ser armazenado nos reservatórios e está disponível para geração hidrelétrica. Entretanto, caso a *Energia bruta* seja maior que a capacidade do reservatório haverá como consequência uma energia desviada pelo *vertedouro*, significando que há um desperdício de energia.

Na medida em que aumenta a *ENA* aumenta a *EAR*, interferindo positivamente na *Geração hídrica*, isto é quanto maior a energia armazenada nos reservatórios maior será a geração de energia a partir de hidrelétricas. Com a *Geração hídrica* alta a *Geração termo* cai fazendo com que o *PLD* também diminua, já que o *PLD* aumenta na medida em que as térmicas são despachadas. Porém se a *Carga de energia* for ampliada, o nível dos reservatórios começa a cair, contribuindo para um aumento da *Geração termo* e consequentemente um aumento no *PLD*.

B. Abordagem quantitativa

Após a apresentação das causas e consequências de cada variável no sistema, apresentam-se as equações que regem o modelo, denominada modelagem quantitativa. Esta abordagem é baseada em uma descrição matemática das variáveis e das relações de um determinado sistema.

EAR:	Energia Armazenada (MWmês)
Equação:	IF THEN ELSE (Energia Bruta >200, Energia Bruta -Vertedouro ,IF THEN ELSE(Energia Bruta >0,Energia Bruta ,0))
Vertedouro:	Energia Vertida (MWmês)
Equação:	IF THEN ELSE (Energia Bruta>200,Energia Bruta-200,0)
Energia bruta:	Energia sem vertimento (MWmês)
Equação:	Cenário ENA-(Geração hídrica/Fator de ajuste para Geração Hídrica)
Valor inicial:	56
Geração hídrica:	Geração de energia a partir de hidrelétricas (MWmed)
Equação:	IF THEN ELSE (EAR>0,IF THEN ELSE(ENA Futura > ENA média Futura, IF THEN ELSE (EAR >EA média mensal,71.81,57.45),IF THEN ELSE(EAR >EA média mensal,57.45, 43.08)),0)
Geração termo:	Geração de energia a partir de termelétricas (MWmed)
Equação:	IF THEN ELSE(Carga de energia> Geração hídrica, IF THEN ELSE(Carga de energia - (Geração hídrica) <=15.91,Carga de energia - (Geração hídrica),15.91),0)

PLD:	Preço de liquidação das diferenças (R\$)
Equação:	Curva de formação de preço
Total de geração:	Soma de todas as gerações de energia
Equação:	Geração hídrica + Geração termo
Sobra/Déficit:	Representa uma sobra ou uma falta de energia no subsistema
Equação:	Total de geração-Carga de energia

C. Variáveis de entrada do modelo

O modelo desenvolvido necessita de três variáveis de entrada que são a Energia Natural Afluyente (ENA) que é a energia que pode ser produzida a partir das vazões naturais afluentes aos reservatórios, a Carga de Energia que é a carga equivalente à integral das demandas em um determinado período de tempo, a Curva de Formação de Preço que expressa o custo de cada MW que entra em operação gerado pelas usinas térmicas. O tempo está expresso em meses, sendo que o mês 1 representa a data do dia 1/01/2003 e o mês 144 representa o dia 31/12/2014.

Os dados de geração foram normalizados em relação a carga de energia máxima do SIN para o ano de 2014, levando em consideração os valores de potência instalada de cada fonte e para cada subsistema obtidos do Plano da Operação Energética (PEN, 2013/2017), assim conseguiu-se obter o percentual que cada fonte contribui para o suprimento da carga de energia. A partir destes dados é possível determinar o percentual de geração hidro e termo correspondentes ao subsistema Sudeste.

A determinação da geração hídrica foi feita com base em algumas regras, como segue:

- Se ENA futura for maior que a ENA média futura e a EAR for maior que a EAR média mensal então a geração é máxima;
- Se a ENA futura for maior que a ENA média futura e a EAR for menor que a EAR média mensal a geração é média;
- Se a ENA futura for menor que a ENA média futura e a EAR for maior que a EAR média mensal a geração é média;
- Se a ENA futura for menor que a ENA média futura e a EAR for menor que a EAR média mensal a geração é mínima.

Sendo que os percentuais de geração hídrica máxima corresponde a 100%, a média a 80% e a mínima a 60% da geração hídrica normalizada para o subsistema Sudeste o que equivale a, respectivamente, 71,81%, 57,44% e 43,08%. A geração térmica máxima para esse subsistema é igual a 15,91% da Carga de energia máxima do SIN em 2014.

A variável ENA média futura foi obtida a partir da média mensal dos dados históricos disponibilizados pelo ONS para os doze anos em estudo, o modelo visualiza esse valor e o valor de ENA futura sempre um mês à frente. Já a variável EAR média é visualizada no exato mês em análise e foi obtida a partir da média mensal dos dados de EAR disponibilizados pelo ONS.

1) Energia Natural Afluyente (ENA)

Os valores históricos são encontrados no site do ONS e são expressos em MWmédios. Os dados foram normalizados em relação à carga de energia máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ano de 2014, na Figura 2 está exposto o gráfico da ENA utilizado na simulação.

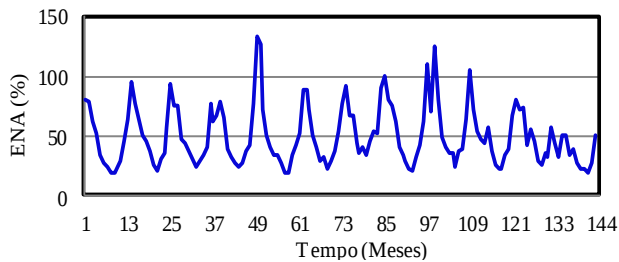


Figura 2- Histórico mensal da ENA num horizonte de doze anos

2) Carga de Energia

A carga de energia é obtida a partir do ONS e é expressa em MWmed. A normalização dos dados foi feita em relação à carga de energia máxima, assim como para a ENA, os dados utilizados na simulação estão na Figura 3.

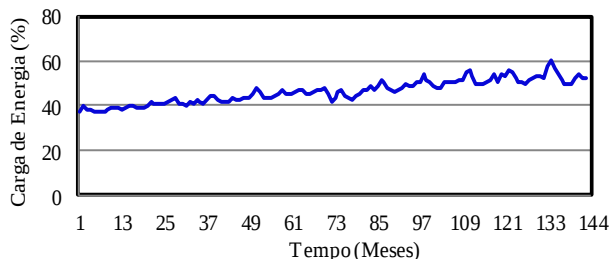


Figura 3- Histórico mensal da carga de energia num horizonte de doze anos

3) Curva de Formação de Preço

Os dados para a elaboração da curva de formação de preços foram obtidos a partir dos dados disponibilizados semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), que dispõe dos principais resultados do processamento do software DECOMP. A partir do Custo Variável Unitário (CVU) e da disponibilidade de cada usina térmica pode-se elaborar a curva exposta na Figura 4. A curva de formação de preços é baseada nos dados disponibilizados para o ano de 2014 e atendem as regras de geração determinadas acima.

Além das variáveis de entrada o modelo necessita de um fator de ajuste da geração hídrica que foi obtido a partir de testes, onde se inseria um valor para o fator de ajuste e um valor para o tamanho do reservatório e se comparava a curva obtida com a curva de dados reais para o primeiro ano de estudo (2003). O melhor valor foi quando se obteve o menor erro médio entre as curvas. Esse fator é utilizado como relação entre a quantidade de água retirada do reservatório e a energia gerada.

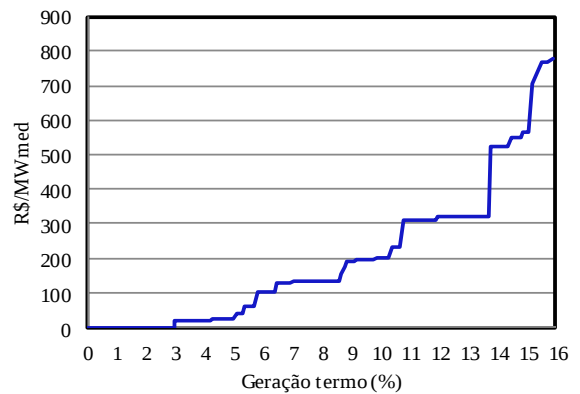


Figura 4- Curva de preço e potência das termoeletricas

Na Figura 5 estão expostas a curva real e a curva de dados simulados com os melhores resultados, onde o fator de ajuste foi igual a 0,95 e o volume máximo do reservatório ficou em 200.

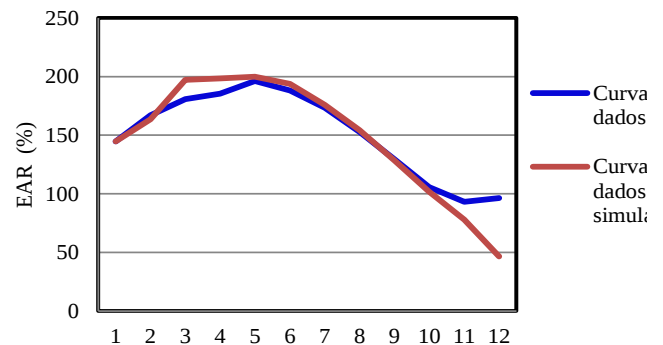


Figura 5- Fator de ajuste para geração hídrica e tamanho do reservatório

IV. COMPORTAMENTO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO E FORMAÇÃO DO PLD

A partir da construção do modelo simplificado do processo de formação de preço de curto prazo no mercado de energia elétrica brasileiro, são feitas algumas análises. O principal objetivo do trabalho é obter o comportamento do sistema hidrotérmico brasileiro verificando a influência do nível dos reservatórios na formação do preço de curto prazo do mercado. Para isso são feitas análises de cada variável pertencente ao sistema, os resultados da simulação estão expostos nas figuras a seguir. Os resultados apresentam um comportamento que se aproxima do histórico de operação do sistema, mesmo com as regras de despacho da geração hídrica tendo sido definidas em apenas três patamares pelo autor.

A primeira variável a ser analisada é a Energia armazenada nos reservatórios (EAR), mostrada na Figura 6.

Analisando o gráfico pode-se observar que a energia que fica armazenada nos reservatórios é diretamente dependente da Energia Natural Afluyente e da Carga de Energia. Comparando as Figuras 2 e 6 pode-se observar que apesar da ENA e EAR apresentarem uma relação direta, a mudança no nível dos reservatórios não é instantânea.

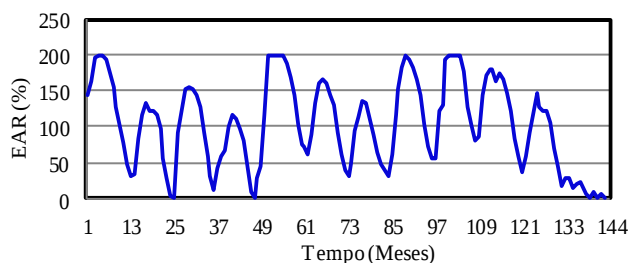


Figura 6- Energia Armazenada (EAR)

Quando a Carga de Energia está alta e a ENA baixa o nível dos reservatórios cai, porém, eventualmente quando a carga de energia diminui e a ENA aumenta significativamente acontece uma sobra de água que é desviada através do vertedouro (Figura 7). Essa água vertida significa que houve um desperdício de energia que poderá fazer falta no futuro.

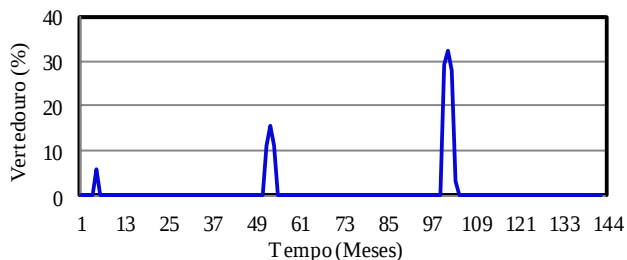


Figura 7- Vertedouro

A variável sobra ou déficit mostra se o subsistema em estudo está com um excesso ou uma falta de energia. Analisando a Figura 8 pode-se observar que quando o gráfico apresenta valores negativos existe uma falta de energia no subsistema, enquanto que quando os valores são positivos há uma sobra de energia.

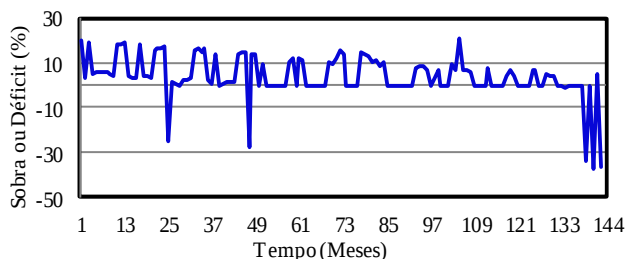


Figura 8- Sobra ou Déficit de energia

Comparando as Figuras 8 e 9 pode-se observar que quando não há geração hídrica ocorre um déficit no sistema, pois a geração termo não é capaz de suprir a carga de demanda.

Num sistema hidrotérmico a geração térmica complementa a geração hídrica para o suprimento da carga. A complementariedade entre as usinas hídricas e térmicas, levando em consideração a relação entre as variáveis do sistema em estudo, está exposta nas Figuras 9 e 10. Analisando estas figuras pode-se observar que quando não há geração hídrica, a geração térmica é máxima e no mês em que a geração hídrica é máxima a geração térmica é zero.

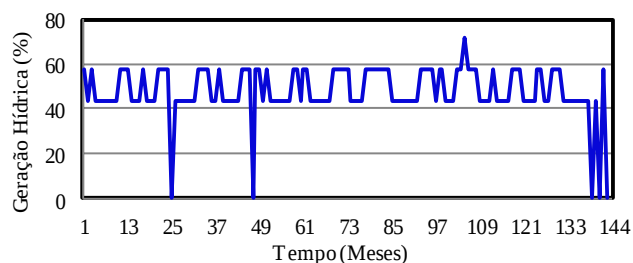


Figura 9- Geração hídrica

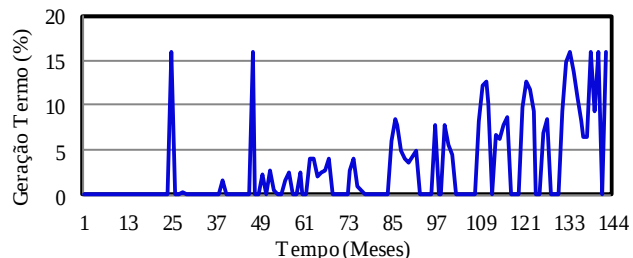


Figura 10- Geração termo

Como consequência do aumento de geração térmica há um aumento no preço de curto prazo (PLD). Analisando a Figura 11 podemos observar que quanto maior o número de usinas térmicas que entrarem em operação maior será o PLD.

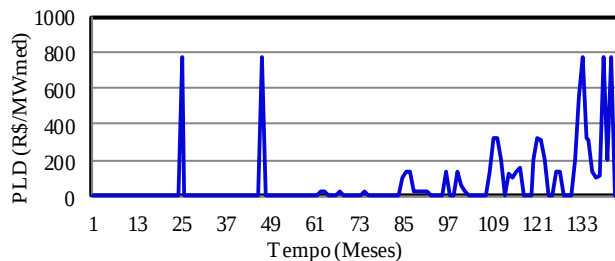


Figura 11- Preço da energia no mercado de curto prazo

V. CONCLUSÕES

Com base nas análises feitas no decorrer do trabalho, pode-se observar que o modelo criado, apesar de não conter todas as variáveis do sistema real, reproduz de forma satisfatória o comportamento esperado do sistema elétrico brasileiro. O modelo apresenta uma complementação entre as fontes hídrica e térmica e também a relação entre despacho térmico e aumento no PLD.

O modelo apresentado é uma representação simplificada da realidade, pois ainda não conta com os intercâmbios entre subsistemas, e por isso não foi possível reproduzir o exato comportamento do sistema ao longo do período simulado. Apesar disso, é possível observar que os resultados ficaram bem próximos do ocorrido, visto que nos últimos dois anos o sistema elétrico brasileiro passou por uma forte insegurança energética, como fica evidenciado nos gráficos apresentados.

Neste contexto pode-se concluir que o Método de Dinâmica de Sistemas é uma excelente alternativa para tratar

com maior rapidez as questões pertinentes ao setor elétrico, por se tratar de um método com respostas rápidas e flexibilidade na aplicação de alternativas para solução de problemas.

Uma expansão deste modelo pode sinalizar qual será a tendência do preço de curto prazo da energia com base em determinadas regras de despacho hídrico e em projeções de demanda e afluições futuras. Também é possível se testar políticas energéticas ou novas regras de despacho, como, por exemplo, a influência do aumento da geração eólica no Sistema Interligado Nacional.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Banco de Informações de Geração: BIG. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> >. Acesso em: Fevereiro de 2015.
- [2] D.M.R. Martins, “Setor Elétrico Brasileiro: Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas”, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro — PUC-Rio, 2008.
- [3] R.S. Favoreto, “Estratégias de Planejamento Empresarial: Tratamento de Incertezas de uma Empresa de Geração no Sistema Elétrico Brasileiro”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná — UFPR, 2005.
- [4] P.M. Senge, “The fifth discipline: the art and practice of the learning organization”, First Paperback Edition. Nova Iorque: Currency Doubleday, 1994.
- [5] P.R.C. Villela, “Introdução à Dinâmica de Sistemas”, Universidade federal de Juiz de Fora — UFJF, 2005.
- [6] M. Morozowski, et al., “Planejamento de Dinâmica de Sistemas Energéticos”. Relatório Final para o Operador Nacional do Sistema Elétrico. 165p. 2006.
- [7] R. G. Coyle, and J. C. Rego, “Scenario and Policy Evaluation in Electrical Supply Decisions: The Argentine Case”. pp. 702-715. In: John D. W. Morecroft, David F. Andersen and John D. Sterman, eds. Proceedings of the 1983 International Conference of the System Dynamics Society. Chestnut Hill, Massachusetts, 1983.
- [8] D. Brunn, I. Dyner and E. Larsen, “Modelling latent market power across gas and electricity markets”. System Dynamics Review 13, 271-288, 1997.
- [9] A. Dimitrovski, K. Tomsovic and A. Ford, “Comprehensive long term modeling of the dynamics of investment and network planning in electric power systems”. Presented at the 2004 Epnes Worksho, Mayaguez, Puerto Rico, july 12-14, 2004.