

Redes Neurais Recorrentes: Despacho Hidrotérmico, Cálculo dos Preços Marginais

Ronaldo R. B. de Aquino¹, Manoel Afonso de Carvalho Jr.², Benemar Alencar de Souza³

¹ UFPB/CCT/COPELE - UFPE/CTG/DEESP -Av Acadêmico Hélio Ramos s/n, Cidade Universitária Recife-PE
Brasil CEP : 50740-530 Fone/Fax : 0-xx -81 -32718258

² UFPE/CTG/DEESP -Av Acadêmico Hélio Ramos s/n, Cidade Universitária Recife-PE Brasil CEP : 50740-530
Fone/Fax : 0-xx-81 -32718258

³ UFPB/CCT/DEE- Av Aprigio Veloso ,882-Bodocongó -Campina Grande -PB Brasil
CEP: 58109-970 Fone/Fax: 0-xx-83- 3101015

E-mails: rrba@npd.ufpe.br, macj@npd.ufpe.br, benemar@dee.ufpb.br

Abstract

This work deals with the study of artificial neural networks(ANN) to solve optimization problems and their applications to the operation planning of hydrothermal generation systems. The operation planning problem deals with economic power dispatches, that is, with the scheduling of hydro and thermal power plants that minimizes the overall production cost while satisfies the load demand. This network is based on the solution of a set of differential equations that are obtained from a transformation of an augmented Lagrangian energy function (Maa-Shanblatt network). This network also provides the corresponding Lagrange multiplier associated with each constraint, which is the marginal price.

1. Introdução

Sistemas de geração com predominância hidráulica como o brasileiro, possuem acoplamento temporal e espacial o que torna o planejamento da operação hidrotérmica um problema de grande porte. Sendo o planejamento dividido em horizontes de análise que vão desde o horizonte de cinco anos com discretização mensal até a operação diária discretizada em 1 ou ½ hora [16] e [11].

A principal característica de um sistema com predominância hidráulica é a aleatoriedade das vazões. Essa incerteza é tratada de diferentes formas dependendo do detalhamento dado na modelagem do esta sistema gerador, lembrando que atualmente também considera-se a aleatoriedade das vazões na avaliação financeira dos projetos de geração[12].

A recente reestruturação do setor elétrico aumentou a necessidade de utilização de técnicas de otimização no planejamento da operação elétrica e energética [19], [20] buscando-se com isso o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis e o fornecimento de energia elétrica de melhor qualidade. Por outro lado a utilização dessas ferramentas matemáticas disponibilizam, para a solução otimizada, os multiplicadores de Lagrange associado a cada restrição, os quais têm interpretação do ponto de vista econômico

como os preços marginais. No sistema gerador otimizado, os preços marginais são insumos na formação das tarifas.

Dentro deste contexto é que surgiu a motivação para se aplicar as Redes Neurais Artificiais (RNA) do tipo recorrentes, mostrada em [10], para solucionar um problema de despacho hidrotérmico em base mensal e com operação dos reservatórios como mostrado no Item 3. A RNA aqui utilizada é especializada na solução de problemas de programação linear e de grande potencial para implementação em hardware.

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem sido solucionado tradicionalmente através de técnicas de otimização como programação linear e não linear como mostrado nas referências [15], [1], [2], [13], [4], [11]. Recentemente tem sido utilizada também como ferramenta de otimização as redes neurais artificiais o que verifica-se nas seguintes referências, [17], [14], [21], [3], [9].

2. Rede Neural de Maa-Shanblatt (Otimização em duas fases)

A utilização das RNA como ferramenta de otimização surgiu com [6] ao utilizar o modelo contínuo de Hopfield apresentado em [5] para resolver um problema típico de otimização combinatória: o problema do caixeiro viajante. Posteriormente Tank & Hopfield [18] propuseram uma rede que é um circuito analógico com característica dinâmica descrita por uma função Lyapunov. Demonstra-se que esta rede é estável e que o ponto de estabilidade é a solução do problema de programação linear que a rede representa. Essa RNA foi aprimorada primeiramente por [7], e depois por [10]. Essa última versão é a rede apresentada aqui. Seja o Programa (P) da seguinte forma:

minimize $f(v)$

sa $g_i(v) \leq 0 \dots g_m(v) \leq 0, h_j(v) = 0 \dots h_n(v) = 0$ (2.1)

sendo $x = [x_1, \dots, x_n]^T$ é um vetor $(nx1)$, f e g_i 's funções do R^n e h_j 's funções do R^n para $m \leq n$. (P) é dito um programa convexo se f e g_i 's são funções convexas, e h_j 's são funções afins no R^n .

Em [10] demonstra-se que a rede de Kennedy e Chua para problemas de programação linear e quadrática

satisfaz totalmente as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker(KT) e o método da função penalidade. Também mostra que sob condições apropriadas esta rede é completamente estável. Ainda mais é mostrado que o ponto de equilíbrio ocorre na vizinhança do ponto ótimo do problema original e que a distância entre eles pode ser feita arbitrariamente pequena selecionando-se um parâmetro de penalidade (s) suficientemente grande.

Define-se: $g^+(v) = \max \{0, g_i(v)\}$, cuja notação foi simplificada para $g^+ = [g_1^+ \dots g_m^+]^T$, de acordo com [10].

A rede proposta por [10] busca a solução do programa da eq.(2.1) em duas etapas, sendo a primeira fase baseada na função penalidade:

$$L(s, v) = f(v) + \frac{s}{2} \left[\sum_{i=1}^r (g_i^+(v))^2 + \sum_{j=1}^m (h_j(v))^2 \right]. \quad (2.2)$$

A medida que, $v_k \rightarrow \tilde{v}$, o sistema converge e $sg_i^+(v) \rightarrow \lambda_i$, $sh_j(v) \rightarrow \mu_j$, que são os multiplicadores de Lagrange associados às respectivas restrições. Logo já na primeira fase tem-se uma aproximação dos multiplicadores de Lagrange.

O diagrama de bloco da rede de otimização em duas fases é apresentada na Fig.1. A rede tem duas dinâmicas diferentes, dependendo da fase de operação. Para o intervalo $0 \leq t \leq t_1$ (primeira fase) seguindo a seguinte dinâmica:

$$\dot{v} = -\nabla f(v) - s \left[\sum_{i=1}^r \nabla g_i(v) g_i^+(v) + \sum_{j=1}^m \nabla h_j(v) h_j(v) \right] \quad (2.3)$$

em que t_1 é um tempo de chaveamento predeterminado e s é um número real positivo suficientemente grande. Por outro lado \dot{v} representa a derivada de v em relação ao tempo.

No diagrama de bloco da Fig.1 a primeira fase caracteriza-se através do não funcionamento dos sistemas dinâmicos dentro dos retângulos tracejados quando $t \leq t_1$. Na Segunda fase, quando $t \geq t_1$ a dinâmica da rede passa a ser descrita por:

$$\dot{v} = -\nabla f - \left[\sum_{i=1}^r \nabla g_i (sg_i^+ + \lambda_i) + \sum_{j=1}^m \nabla h_j (sh_j + \mu_j) \right]. \quad (2.4)$$

Os multiplicadores de Lagrange são atualizados como $\dot{\lambda}_i = \varepsilon sg_i^+$ e $\dot{\mu}_j = \varepsilon sh_j$, com argumento v tendo sido omitido para facilitar a notação e ε sendo um valor real positivo e pequeno. Para esta rede não existe restrição quanto à condição inicial de v , contudo os vetores μ e λ são inicializados como zero.

De acordo com o teorema da função penalidade a solução alcançada na primeira fase não é equivalente ao mínimo da função $f(v)$ a menos que o parâmetro de penalidade s seja infinito. Dessa forma o uso da segunda fase de otimização é necessária para qualquer valor finito de s . O sistema esta em equilíbrio quando,

$$g_i^+ = 0, h_j = 0, \text{ e } \nabla f + \sum_i \nabla g_i \lambda_i + \sum_j \nabla h_j \mu_j = 0,$$

o que é idêntica a condição de otimalidade do teorema KT. Então um ponto de equilíbrio da rede das duas

fases é exatamente o ponto mínimo global do programa convexo(P).

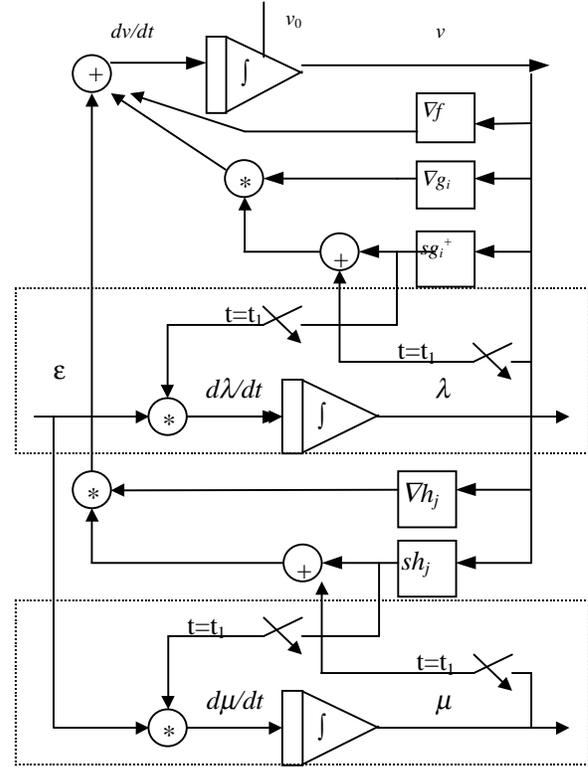


Figura 1 Diagrama de Bloco do Sistema Dinâmico para rede proposta em[10]

Para problemas que não podem tolerar soluções na região de inviabilidade devido ao limite físico dos amplificadores operacionais, a rede neural em duas fases é a mais apropriada, já que obtém o valor exato da solução e os correspondentes multiplicadores de Lagrange associados a cada restrição.

3 Despacho Hidrotérmico com Operação de Reservatórios

O despacho hidrotérmico é aqui modelado como um problema de programação linear para ser solucionado através do algoritmo mostrado no Item 2.O despacho ótimo fornece a política de operação das usinas hidroelétricas, térmicas e intercâmbios para atendimento ao mercado de energia elétrica e eventualmente, o déficit. O custo de operação do sistema, composto pelo custo do déficit e da geração térmica é minimizado. Também é fornecido o preço marginal associado a cada restrição.

3.1. Formulação Matemática do Subproblema Hidráulico

A equação de balanço hídrico eq.(3.1) é a parte principal do subproblema hidráulico a qual mostra a maneira como as usinas hidroelétricas devem ser operadas para que cada bacia hidrográfica tem sua equação de balanço hídrico.

Matematicamente é expressa como,

$$V(i, t) = V(i, t - I) + A(i, t) - (Q(i, t) + S(i, t)) - (I(i, t) + T(i, t) + E(i, t)) + \sum_{j \in M(i)} (Q(j, t) + S(j, t)) \quad (3.1)$$

Sendo

$V(i,t)$: volume do reservatório i no período t .

$A(i,t)$: vazão afluyente natural ao reservatório i no período t .

$Q(i,t)$: vazão turbinada do reservatório i no período t .

$S(i,t)$: vazão vertida do reservatório i no período t .

$M(i)$: conjunto usinas hidroelétricas a montante da usina i .

$I(i,t)$: vazão retirada para irrigação do reservatório i no período t .

$T(i,t)$: vazão retirada para transposição do reservatório i no período t .

$E(i,t)$: vazão evaporada do reservatório i no período t . Além da equação de balanço hídrico mostrada anteriormente também são considerados as capacidades dos reservatórios e os limites de vazões turbinadas, e os volumes inicial e final dos reservatórios. Os volumes finais ou metas dos reservatórios têm como função realizar o acoplamento entre as diversas etapas do planejamento da operação já que esses volumes são fornecidos por modelos de nível hierárquico superior, ou seja, de horizonte de planejamento maior. É interessante lembrar que outra maneira de se fazer este acoplamento entre as etapas de planejamento é o fornecimento de uma função custo futuro como mostrado em [4].

3.2 Formulação Matemática do Subproblema de Balanço de Energia

As eqs.(3.2) e (3.3) são as equações de balanço de energia estabelecem como a carga está sendo atendida. Utilizando-se geração hidráulica, geração térmica e energia importada de outro subsistema ou se a carga não for totalmente suprida ocorre o déficit. Observe que cada subsistema tem uma equação de balanço de energia, que têm em comum o fluxo de energia entre os subsistemas.

Para o subsistema 1, a equação é a seguinte:

$$\sum_{i=1}^{NH_1} GH_1(i,t) + \sum_{j=1}^{NT_1} GT_1(j,t) + DEF_1(t) - EXP_{12}(t) + EXP_{21}(t) = L_1(t) \quad (3.2)$$

e para o subsistema 2;

$$\sum_{i=1}^{NH_2} GH_2(i,t) + \sum_{j=1}^{NT_2} GT_2(j,t) + DEF_2(t) + EXP_{12}(t) - EXP_{21}(t) = L_2(t), \quad (3.3)$$

sendo

$GT_k(j,t)$: a produção da $j^{ésima}$ usina térmica do subsistema k no período t .

$GH_k(j,t)$: a produção da $j^{ésima}$ usina hidroelétrica do subsistema k no período t .

$EXP_{12}(t)$: o fluxo de energia do subsistema 1 para o 2 durante o período t .

$EXP_{21}(t)$: o fluxo de energia do subsistema 2 para o 1 durante o período t .

$DEF_k(t)$: o déficit de energia do subsistema k durante o período t .

$L_k(t)$: a carga do subsistema k durante o período t .

NH_k : o número de usinas hidroelétricas do subsistema k .

NT_k : o número de usinas térmicas do subsistema k .

Na equação de balanço energético mostrada anteriormente também são considerados os limites de geração térmica e os limites de fluxo de energia.

3.3 Geração Hidráulica

A geração hidráulica é calculada para cada usina hidroelétrica multiplicando-se a vazão turbinada $Q(i,t)$ pela produtividade da usina $r(i)$ durante o período t . Aqui a produtividade característica da usina hidroelétrica é um valor constante para cada usina hidroelétrica.

$$GH(i,t) = r(i) * Q(i,t) \quad (3.4)$$

3.4 Função Objetivo

A função que se quer minimizar expressa o custo de operação:

$$\min \sum_{t=1}^T (\sum_{j=1}^{NT_1} CT_1(j) \times GT_1(j,t) + \sum_{j=1}^{NT_2} CT_2(j) \times GT_2(j,t) + CDEF \times (DEF_1(t) + DEF_2(t))) \quad (3.5)$$

sendo CT : o custo do combustível para a geração térmica e $CDEF$: o custo do déficit de energia.

4 Estudo de Casos

A metodologia apresentada foi aplicada à operação do sistema de geração CHESF /ELETRONORTE, utilizando-se a rede neural de Maa-Shanblatt em ambas as fases. A implementação foi realizada em Pascal (DELPHI),

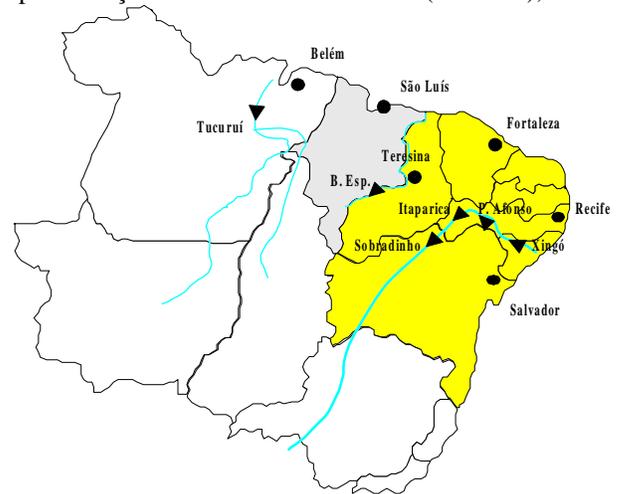


Figura 2. Configuração hidrotérmica do sistema interligado CHESF /ELETRONORTE

utilizando um método de preditor-corretor para resolver o sistema de equações diferenciais ordinárias[8]. Na simulação utilizam-se os valores mínimos das variáveis como valores iniciais. Estabeleceram-se como valores razoáveis $s=5000$ e $\varepsilon =2$. Para a análise comparativa de resultados realizaram-se as simulações de dois casos testes de despacho hidrotérmico. Na primeira utilizou-se a metodologia proposta no Item 2 (referenciada como método da RNA). A outra é baseada na decomposição de Dantzig-Wolfe utilizando-se o simplex e o simplex para fluxo em redes, como é feito na aplicação mostrada em [1] (chamado aqui método do SIMPLEX). Foram comparadas as variáveis geração térmica e déficit de energia valorizadas pelos respectivos custos dentro do período de análise para cada um dos casos.

Os casos testes foram simulados tendo como base a configuração hidrotérmica do sistema interligado CHESF /ELETRONORTE(Figura 2) nos meses de setembro a dezembro coincidindo com a hidrologia de 1951. A configuração hidráulica utilizada para esta análise é composta pelas seguintes usinas; Sobradinho, Itaparica, Complexo Paulo Afonso e Xingó, no rio São Francisco, Boa Esperança, no rio Parnaíba e Tucuruí, no rio Tocantins. Duas usinas térmicas foram consideradas uma em cada subsistema.

4.1. Dados Usados nas Simulações

Considerou-se 430 US\$/MWh como o custo do déficit comum ao sistema interligado. Os valores de 50 e 88 US\$/MWh foram tomados como custo de geração térmica no sistema CHESF e ELETRONORTE respectivamente. O limite de transmissão de energia entre os subsistemas

Tabela 1
Vazões Incrementais menos a Evaporada(m³/s)

Usinas	Set	Out	Nov	Dez
Tucuruí	1370	1400	1493	3254
Sobradinho.	1071	1306	1348	1625
Itaparica.	-54	-56	-46	-42
P. Afonso	0	0	0	0
Xingó	0	0	0	0
Boa Esp.	222	216	235	388

adotado foi de 1037 MW-mês no sentido ELETRONORTE/CHESF e 860 MW-mês no sentido inverso. Embora esses dados não estejam atualizados, entretanto não há comprometimento algum dos resultados, já que o objetivo do artigo é testar a ferramenta de RNA e não fazer uma avaliação energética do sistema.

Tabela 2
Vazões Irrigadas e Transportas (m³/s)

USINAS	Irrig.	Trans.
Sobradinho.	29	0
Itaparica.	23	115

Tabela 3
Limites dos Aproveitamentos Hidroelétricos

USINAS	VOLUME MIN. (Hm ³)	VOLUME Máx. (Hm ³)	VZ. TUR. MAX (m ³ /s)	PROD (MW/m ³ /s)
Sobradinho	5447	34116	4234	0,26
Itaparica	7238	10782	3263	0,45
P. Afonso	1275	1275	4186	1,00
Xingó	3944	3944	2772	1,07
Tucuruí	13487	45500	6818	0,60
Boa Esp.	3173	5059	634	0,39

Tabela 4
Volumes Objetivos (m³/s)

USINAS	VOLUME INICIAL	VOLUME FINAL
Tucuruí	44575	34679
Sobradinho	31249	22648
Itaparica	10428	9364
Boa Esperança	4870	4305

Tabela 5
Limites de Geração Térmica MW

	GER.MIN.	GER.MÁX
CHESF	6	253
ELETRONORTE	0	73

Tabela 6
Mercados de Energia Elétrica- MWmês

Mês	CHESF	ELETRONORTE
SET	5415	2507
OUT	5608	2539
NOV	5603	2527
DEZ	5597	2532

4.2 Análise dos Resultados

Os resultados obtidos (Tabs. 7 a 13) mostram que as RNA's como ferramenta de otimização tem desempenho satisfatórios, em ambos os casos não ocorreu vertimentos e as gerações térmicas são as máximas. Em relação aos déficits observa-se que o caso SIMPLEX concentrou o valor total do déficit (499.9 MW) no sistema ELETRONORTE, enquanto que o caso RNA procurou distribuir este valor ao longo dos meses e dos sistemas como mostra a Tab. 7 perfazendo a um déficit total de 497,5 MW. Do ponto de vista prático esse valor é o mesmo do caso SIMPLEX e a diferença deve-se ao fato do método de Maa-Shanblatt na sua primeira fase ser aproximado. A Tab. 8 mostra que a segunda fase do método converge para valores exatos, o que também é comprovado analisando a Tab. 11 quanto aos custos de operação dos casos SIMPLEX e RNA-2a Fase são idênticos. A análise das Tabs. 9 e 10 mostram nas vazões turbinadas no caso SIMPLEX em novembro uma redução considerável o que resultou no déficit mostrado na Tab. 8. Vazões vertidas não são mostradas porque não ocorreram, já que o sistema está em déficit.

Tabela 7
Gerações Térmicas e Déficits -MWmês

Mês	RNA 1ª Fase				SIMPLEX			
	G.TÉR.		DEF.		G.TÉR.		DEF.	
	CH.	EL.	CH.	EL.	CH.	EL.	CH.	EL.
set	253.08	73.07	10.69	8.91	253	73	0	0
out	253.08	73.07	10.82	8.98	253	73	0	0
nov	253.08	73.07	10.79	26.8	253	73	0	499.9
dez	253.08	73.07	46.32	374.2	253	73	0	0

Tabela 8
Gerações Térmicas e Déficits -MWa

MÊS	RNA 2ª Fase			
	G.TÉR.		DEF.	
	CH.	EL.	CH.	EL.
SET	253.00	73.00	11.01	9.18
OUT	253.00	73.00	11.16	9.26
NOV	253.00	73.00	11.13	27.07
DEZ	253.00	73.00	46.65	374.45

Tabela 9
Caso RNA - Vazões Turbinadas (m³/s)

Usinas	Set	Out	Nov	Dez
TUCURUÍ	3899	2550	2581	2306
SOBRADINHO	2152	2400	2268	1791
ITAPARICA	1838	2191	2171	2156
COMPLEXO P.A.	1838	2191	2171	2156
XINGÓ	1838	2191	2171	2156
BOA ESPERANÇA	161	366	450	302

Tabela 10
Caso SIMPLEX - Vazões Turbinadas (m³/s)

Usinas	Set	Out	Nov	Dez
TUCURUÍ	2417	2470	3990	2458
SOBRADINHO	2343	1993	1490	2784
ITAPARICA	2173	2292	1709	2181
COMPLEXO P.A.	2173	2292	1709	2181
XINGÓ	2173	2292	1709	2181
BOA ESPERANÇA	204	160	597	317

Tabela 11
Custo de Operação 10⁶ US\$

Simplex	RNA 1 ^a fase.	RNA 2 ^a Fase
208.02	207.30	208.02

Apresenta-se a seguir os preços marginais referentes às restrições de balanço de energia e de balanço hídrico.

Tabela 12
Caso RNA - Preços Marginais do Balanço Hídrico(US\$/MWh)

Usinas	Set	Out	Nov	Dez
SOBRADINHO	-460.1	-460.1	-460.1	-460.1
ITAPARICA	-417.1	-417.1	-417.1	-417.1
COMPLEXO P.A.	-343.9	-343.9	-343.9	-343.9
XINGÓ	-176.3	-176.3	-176.3	-176.3
B. ESPERANÇA	-64.5	-64.5	-64.5	-64.5
TUCURUÍ	-99.3	-99.3	-99.3	-99.3

O preço marginal associado a demanda de energia representa qual seria o aumento no custo de operação decorrente do aumento de uma unidade da carga (conhecido no setor elétrico como custo marginal de curto prazo). Já o preço marginal referentes as equações de balanço hídrico mostram qual seria a redução no custo de operação causado pelo aumento de uma unidade de volume de água(conhecido no setor elétrico como valor marginal da água).

Tabela 13
Caso RNA - Preços Marginais da Demanda de Energia(US\$/MWh)

Sistema	Set	Out	Nov	Dez
CHESF	430	430	430	430
ELETRONORTE	430	430	430	430

É interessante notar que apesar da 1^a fase fornecer um resultado aproximado, no caso dos preços marginais foram praticamente idênticos. Sendo assim as tabs. 8.12 e 8.13 mostram os custos marginais em ambas as fases.

4.3 Análise de Sensibilidade

Com intuito de avaliar-se a RNA implementada simulou-se a 1^a fase do método apresentado com um mercado mais baixo mostrado na Tabela 14.

Tabela 14
Mercados de Energia -Análise de Sensibilidade- MWmês

MÊS	CHESF	ELETRONORTE
SET	5315.0	2457.0
OUT	5508.0	2489.0
NOV	5503.0	2477.0
DEZ	5497.0	2432.0

Tabela 15
Gerações Térmicas e Déficits -MWmês

MÊS	RNA- Análise de Sensibilidade-			
	G.TER.		DEF.	
	CH.	EL.	CH.	EL.
SET	253.01	3.91	0	0
OUT	253.01	9.46	0	0
NOV	253.01	55.68	0	0
DEZ	253.01	73.00	0	0

Tabela 16
Caso RNA - Preços Marginais da Demanda de Energia(US\$/MWh)

Sistema	Set	Out	Nov	Dez
CHESF	88	88	88	88
ELETRONORTE	88	88	88	88

Tabela 17
Caso RNA - Preços Marginais do Balanço Hídrico(US\$/MWh)

Usinas	Set	Out	Nov	Dez
SOBRADINHO	-94.16	-94.16	-94.16	-94.16
ITAPARICA	-85.36	-85.36	-85.36	-85.36
COMPLEXO P.A.	-70.40	-70.40	-70.40	-70.40
XINGÓ	-36.08	-36.08	-36.08	-36.08
B. ESPERANÇA	-13.20	-13.20	-13.20	-13.20
TUCURUÍ	-20.33	-20.33	-20.33	-20.33

Dos resultados apresentados na Tab. 15 verifica-se que neste caso o sistema não apresentou déficit e que a geração térmica da CHESF, a mais barata, é utilizada plenamente e a da ELETRONORTE ainda tem folga nos meses de setembro e outubro. As Tabelas 16 e 17 de preços marginais apresentam resultados que refletem a situação de melhoria do sistema, quando o preço marginal de demanda diminui para 88US\$/MWh, ou seja o preço da térmica mais barata disponível.

Deve-se neste momento analisar-se que o caso RNA foi validado pelo caso SIMPLEX através dos resultados obtidos. Quanto ao tempo de processamento dos casos simulados o caso RNA ainda elevado, cerca de 60min (em micro com processador AMD K6-2 500MHz) enquanto o caso SIMPLEX é da ordem de 1min. Contudo lembro trata-se de simulação em software e que a RNA terá toda sua potencialidade disponibilizada quando for implementada em hardware.

5. Conclusões

A ferramenta apresentada possui um grande potencial para solução de problemas de otimização. Sua implementação em software teve êxito. Resultados satisfatórios foram obtidos nas duas fases do método de Maa-Shanblatt, sendo que já na primeira fase os valores se mostraram bastantes aproximados tanto da solução ótima como dos multiplicadores de Lagrange, o que torna o método mais atrativo, pois a dinâmica desta fase é mais simples. Muito embora seja necessário um esforço adicional para melhorar seu tempo de processamento, é importante lembrar que esta ferramenta é baseada em circuitos analógicos. Sendo assim, a ferramenta poderá ser no futuro implementada em hardware o que aumentará sua capacidade de processamento.

Referências Bibliográficas

- [1] R.R.B. Aquino, M.A. Carvalho Jr., "Modelo de Otimização da Operação Hidrotérmica com Restrições de Uso Múltiplo da Água", XVIII CILAMCE pp 1531-1536, out/1997.
- [2] R.R.B. Aquino, M. A. Carvalho Jr., B. A. Souza, "The Water Resources Multiple Use Impact in the Operation Planning of Hydrothermal Generation Systems", VI SEPOPE- *Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, mai/1998 - Salvador - BA- Brasil.

- [3] R.R.B. Aquino, M.A. Carvalho Jr., B. A. Souza, "Redes Neurais de Hopfield como Ferramenta de Otimização Aplicado ao Despacho Hidrotérmico", IV CBRN, S.J.Campos, SP- Brasil, pp 170-175, jul/1999.
- [4] S.H.F. Cunha, J.P. Costa, S.Prado, C.L.C. de Sá Jr., "Medium-term Hydro-Thermal System Optimization under a Wholesale Energy Market ", VI SEPOPE, Salvador, Brazil, May 24th to 29th, 1998.
- [5] J.J. Hopfield, "Neurons with graded response have collective computational properties like those of two-state neurons", Proc. Natl. Acad. Sci. USA, Vol. 81, pp. 3088-3092, mai/1984.
- [6] J.J. Hopfield, D.W. Tank, "Neural Computation of Decisions in Optimization Problem ", Biological Cybernetics, 52, pp. 141-152, 1985.
- [7] M. P. Kennedy, L.O. Chua, "Neural Networks for Nonlinear Programming", IEEE Trans. on Circuits and Systems, Vol -cas-35, No 5, fev/1988, pp 210-214.
- [8] Gary J. Lastman, Naresh K. Sinha, Microcomputer-Based Numerical Methods for Science and Engineering, Saunders College Publishing, New York, 1988.
- [9] R.H. Liang, Y.Y. Hsu, "A Neural-Based Redispatch Approach to Dynamic Generation Allocation ."IEEE Transc. on Power Systems, Vol 14, No 4, nov/1999, pp 1388-1393.
- [10] C.Y. Maa, M.A. Shanblatt, "A Two-Phase Optimization Neural Network", IEEE Trans. on Neural Networks, Vol 3, No 6, nov/1992, pp 1003-1009.
- [11] M.E.P. Maceira, L.A.Terry, A.S.L. Diniz, L.C.F. de Souza, F.S.Costa, S.P.Romero, S. Binato, S.M. Amado, C.E. Vilasboas, R.Vilanova "Despacho de Geração Horário com Representação Detalhada de Restrições Hidráulicas ", VII SEPOPE, Curitiba-Paraná-Brasil.May 21th to 26th, 2000.
- [12] 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 SEPOPE, Curitiba-Paraná-Brasil.May 21th to 26th, 2000.
- [13] G. G. Oliveira, S. Soares, "A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling", IEEE Transc. on Power Systems, Vol 10, No3, ago/1995, pp 1635-1641.
- [14] J.H. Park, Y.S. Kim, I.K. Eom, K.Y. Lee, 1993, "Economic Load Dispatch for Piecewise Quadratic Cost Function Using Hopfield Neural Network", IEEE Transc. on Power Systems, Vol 8, No 3, ago/1993, pp 1030-1038.
- [15] M.V.F. Perreira, L.M.V.G.Pinto, "A Decomposition Approach to Economic Dispatch of Hydrothermal Systems", IEEE Transactions, Vol. Pas - 101 No 10, out/1982.
- [16] E. Salgado, "Methods and Computer Tools Used for Technical-Economical Analysis of Power Systems", VI SEPOPE ", Salvador, Brazil, May 24th to 29th, 1998.
- [17] H. Sasaki, M. Watanabe, J. Kubokawa, N. Yorino, R. Yokoyama, "A Solution Method of Unit Commitment by Artificial Neural Networks", IEEE Transc. on Power Systems, Vol 7, No 3, ago/1992, pp 974-981.
- [18] D.W. Tank, J.J., Hopfield, "Simple 'Neural' Optimization Networks: An A/D Converter, Signal Decision Circuit, and a Linear Programming Circuit ", IEEE Trans. on Circuits and Systems, Vol-CAS-33, No 5, mai/1986, pp 533- 541.
- [19] X. Viera F^o, S. Granville, B. G. Gorenstin, D.S. Carvalho Jr., E.S.Sobrinho, L.A.S. Piloto, J.C.O.Mello, "Optimization Methods in Power Systems Application and Perspectives" VI SEPOPE, Salvador, Brazil, May 24th to 29th, 1998.
- [20] X. Viera F^o, E. N. Mesquita, B. G. Gorenstin, E.S.Sobrinho, A. Bianco, "Long Run Marginal Costs Calculation Applied to Power Techno-Economic Analysis" VI SEPOPE, Salvador, Brazil, May 24th to 29th, 1998.
- [21] T. Yalcinoz, M.J. Short, "Neural Network Approach for Solving Economic Dispatch Problem with Transmission Capacity Constrains ", IEEE Transc. on Power Systems, Vol 13, No 2, mai/1998, pp 307-313.