



GAT/001

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

GRUPO IV
GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

INVESTIR EM GERAÇÃO NO NOVO MODELO ELETRO-ENERGÉTICO BRASILEIRO
UMA ANÁLISE DOS ENCARGOS DE TRANSMISSÃO

José Tito Preussler Machado*
ELETROBRÁS

Luiz Ernesto Areias
ELETROBRÁS

L.G.B. Marzano
CEPEL

P.M. Ribeiro
CEPEL

R.P. Caldas
CEPEL

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para se estimar a evolução das tarifas de transmissão de uma nova usina a ser instalada no sistema elétrico brasileiro, levando em conta os reforços necessários na rede de transmissão de modo a viabilizar a operação da usina.

A estimativa da evolução das tarifas de transmissão é calculada supondo-se modificações marginais na configuração do sistema elétrico num horizonte de até 10 anos. Estas modificações marginais são descritas pela inclusão da nova usina, e pela construção de novas linhas/transformadores de modo a eliminar as violações operativas do sistema, usando como referência o planejamento indicativo elaborado pelo ONS / CCPE / MME.

Tal metodologia, implementada no programa computacional ANATRAN desenvolvido pelo CEPEL para a ELETROBRÁS, pode ser empregada para auxiliar o investidor na escolha do ponto de conexão que minimiza os gastos com encargos de transmissão.

PALAVRAS-CHAVE

método nodal; tarifas de transmissão; planejamento da expansão da transmissão

1 RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Assim como em muitos países do mundo [1], desde 1990 o Brasil está passando por um ambicioso programa nacional de privatização, que inclui privatização da rede de telecomunicação, dos sistemas rodoviário e ferroviário, e grande parte do sistema elétrico. Este programa é parte do esforço brasileiro para atrair investimentos privados e estrangeiros para o

setor de infra-estrutura, de modo que as ações do estado se concentrem em áreas como educação e saúde.

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

Os aspectos principais do novo modelo de funcionamento do setor elétrico brasileiro são [2]:

- A criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), que despacha o sistema em um regime denominado *tight pool*, onde o despacho é definido por modelos de otimização, com preços publicados para as usinas térmicas e despacho central para as hidráulicas. O ONS é basicamente responsável pela confiabilidade do sistema;
- Todos os geradores e cargas participam do Mercado Atacadista de Energia (MAE): geradores térmicos são remunerados pelo preço spot, definido pelo custo marginal de curto prazo (CMO) do sistema; geradores hidráulicos são remunerados por um esquema semelhante, mas baseado na produção hidroelétrica global, e não na geração individual; todos os grandes consumidores pagam o preço spot;
- Geradores e cargas pagam anualmente os chamados encargos de transmissão, utilizados para cobrir todos os custos dos serviços de transmissão. Tais encargos são definidos em função do ponto de

conexão do agente (gerador ou carga), e independem dos contratos de longo prazo de comercialização de energia.

No processo de tomada de decisão relativo ao ponto de conexão de uma nova usina no sistema, um dos fatores a ser analisado pelo investidor é a evolução dos encargos a serem pagos pelo uso da transmissão ao longo dos anos.

2 A METODOLOGIA NODAL

Conforme definido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o encargo de uso da transmissão deve ser calculado em função do ponto de conexão à rede elétrica de cada agente. A metodologia adotada para o cálculo destes encargos aqui no Brasil é o chamado método Nodal. O objetivo da metodologia é determinar tarifas que:

- reflitam o custo de expansão da capacidade de transmissão em cada barra do sistema;
- produzam a remuneração necessária para as empresas de transmissão.

As tarifas de transmissão obtidas pelo método Nodal podem ser consideradas como uma aproximação dos custos marginais de longo prazo. Com isso a tarifa de transmissão de uma determinada barra do sistema, calculada pelo método Nodal, procura refletir o investimento necessário para ampliação da capacidade dos elementos da transmissão, devido ao acréscimo marginal da carga ou geração na barra em questão. Portanto, a tarifa nodal de uma barra B pode ser calculada simplificadamente da seguinte forma:

$$\pi_B = \frac{\Delta K}{\Delta I_B} = \sum_{L=1}^{NL} \frac{\Delta K_L}{\Delta I_B} \quad (1)$$

onde:

π_B = tarifa nodal para um gerador (carga) conectado na barra B

ΔK = variação do custo da rede de transmissão devido à injeção (retirada) adicional de potência na barra B

ΔI_B = variação da injeção (retirada) de potência na barra B

ΔK_L = variação do custo do elemento de transmissão L devido à injeção (retirada) adicional de potência na barra B

NL = número de elementos de transmissão da rede

A expressão (1) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \frac{\Delta K_L}{\Delta I_B} = \sum_{L=1}^{NL} \frac{\Delta K_L}{\Delta f_L} \cdot \frac{\Delta f_L}{\Delta I_B} \quad (2)$$

onde Δf_L é representa a variação do fluxo no elemento de transmissão L da rede.

Note que o termo $\Delta K_L/\Delta f_L$ na expressão (2) representa a variação do custo do elemento de transmissão L devido à variação de seu fluxo passante. De modo a simplificar o cálculo, assume-se que este termo é constante para cada elemento de transmissão, sendo representado pelo seu custo unitário c_L .

Já o termo $\Delta f_L/\Delta I_B$ na expressão (2), que representa a variação no fluxo do elemento de transmissão L devido a variação da injeção (retirada) de potência na barra B, pode ser aproximado pelo fator de sensibilidade β_{LB} , que relaciona o fluxo do circuito L à injeção na barra B no fluxo de potência linear [3].

Com isso, a expressão básica para o cálculo da tarifa Nodal da barra B é representada pela seguinte expressão:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} c_L \cdot \beta_{LB} \quad (3)$$

3 A METODOLOGIA NODAL APLICADA NO BRASIL

Conforme estabelecido pela ANEEL, o cálculo das tarifas nodais no sistema brasileiro deve levar em conta um fator de ponderação que é função do carregamento de cada circuito. Com isto, a expressão básica para o cálculo das tarifas nodais torna-se [4]:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \cdot c_L \cdot fp_L \quad (4)$$

$$fp_L = \begin{cases} 0; & r_L < r_{\min} \\ \frac{r_L - r_{\min}}{r_{\max} - r_{\min}}; & r_{\min} \leq r_L \leq r_{\max} \\ 1; & r_L > r_{\max} \end{cases} \quad (5)$$

$$r_L = \frac{|f_L|}{\text{capac}_L} \quad (6)$$

onde:

π_B = tarifa nodal da barra B

NL = número de elementos da Rede Básica¹ de transmissão

¹ De uma maneira geral, a Rede Básica é formada pelo conjunto de equipamentos de transmissão cujo nível de tensão é superior a 230 kV, embora hajam excessões. Apenas estes equipamentos tem seus custos recuperados pelas tarifas de transmissão.

β_{LB} = sensibilidade do elemento da transmissão L em relação à injeção de potência na barra B

c_L = custo unitário do elemento da transmissão L

fp_L = fator de ponderação associado ao elemento de transmissão L

r_L = carregamento do elemento de transmissão L

r_{min} = valor mínimo do carregamento do elemento de transmissão L, abaixo do qual o fator de ponderação vale zero

r_{max} = valor máximo do carregamento do elemento de transmissão L, acima do qual o fator de ponderação vale um

f_L = fluxo ativo no elemento da transmissão L

$capac_L$ = capacidade do elemento de transmissão L

A aplicação direta das tarifas nodais calculadas pela expressão (4) não é suficiente para cobrir todos os custos dos serviços de transmissão. É então calculada uma parcela aditiva, que quando somada às tarifas nodais obtidas por (4) garantem a remuneração total dos custos dos serviços de transmissão.

São definidas duas parcelas aditivas, uma a ser aplicada às tarifas nodais dos geradores e outra às tarifas nodais das cargas, definidas de modo que a repartição do custo total dos serviços de transmissão seja na proporção de 50%-50% entre os geradores e cargas do sistema. Deve-se ressaltar que a parcela aditiva a ser aplicada às tarifas nodais dos geradores é igual para todos os geradores. O mesmo é válido para as cargas.

A parcela aditiva a ser aplicada às tarifas nodais dos geradores é calculada segundo a expressão abaixo:

$$\Delta g = \frac{\left(RG - \sum_{B=1}^{NB} \pi_B \cdot g_B \right)}{\sum_{B=1}^{NB} g_B} \quad (7)$$

onde:

Δg = parcela aditiva a ser aplicada às tarifas nodais dos geradores (igual para todos os geradores);

RG = parcela do custo total dos serviços de transmissão a ser recuperado pelos geradores (50% do custo total dos serviços de transmissão);

π_B = tarifa nodal do gerador B, calculado pela expressão (4);

g_B = capacidade instalada do gerador B;

NB = número de geradores do sistema.

O encargo a ser pago pelo gerador localizado na barra B é dado pela sua tarifa de transmissão (tarifa nodal + parcela aditiva) multiplicada por sua capacidade instalada.

Obs.: Uma expressão semelhante a (7) é utilizada para calcular a parcela adicional a ser aplicada às tarifas de cargas.

4 ESTIMATIVA DA EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE TRANSMISSÃO – O PROGRAMA ANATRAN

Conforme já mencionado, o programa ANATRAN [5] é uma ferramenta computacional cujo objetivo principal é estimar a evolução das tarifas de transmissão de uma determinada usina, supondo-se modificações marginais na configuração do sistema elétrico num horizonte de até 10 anos. Estas modificações marginais são descritas pela inclusão da usina em questão, e também pela construção de novas linhas/transformadores de modo a eliminar violações operativas na operação do sistema.

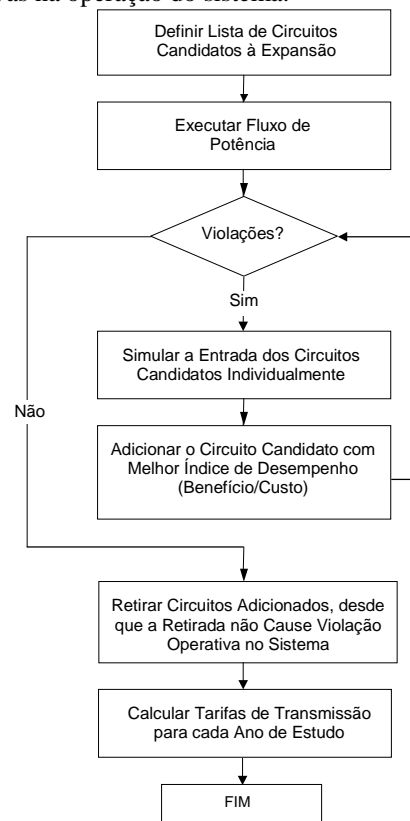


Fig. 1 - Algoritmo Simplificado

Deve-se ressaltar que a solução do problema de planejamento de redes de transmissão envolve normalmente a análise de uma grande quantidade de combinações de adições de novos equipamentos (LT's, transformadores, etc.) a serem escolhidos, exigindo em geral conhecimentos especializados no assunto. No caso do programa ANATRAN, devido a se estar procurando modificações marginais na configuração do sistema, este problema é tratado de forma simplificada através de heurísticas, que utilizam o índice

benefício/custo de um circuito candidato na determinação das adições a serem realizadas. Entretanto, em um dos seus modos de operação, o programa permite a influência do usuário especializado da definição das obras a serem efetivadas.

Sendo assim, tal software pode ser dividido em dois módulos: um módulo para a determinação da expansão da rede (módulo de planejamento) e um módulo que determina as tarifas de transmissão para o sistema já “expandido” (módulo de tarifas). O módulo de planejamento determina as configurações a serem utilizadas no cálculo das tarifas, configurações estas já incluindo a usina em questão e os novos circuitos/transformadores necessários a eliminação de violações operativas. Então, o módulo de tarifas determina os encargos de transmissão para este novo sistema “expandido”.

A seguir são descritas algumas características do programa ANATRAN:

- A expansão do sistema de transmissão é calculada automaticamente pelo programa. Com base na definição do ponto de conexão da nova usina (informada pelo usuário), o programa define automaticamente uma lista de circuitos candidatos à expansão. Tal lista é definida pela duplicação de circuitos existentes eletricamente próximos ao ponto de conexão da nova usina;
- Além do conjunto de circuitos candidatos à expansão definidos automaticamente pelo programa, uma lista adicional pode ser fornecida pelo usuário;
- É possível ainda que o usuário defina que circuitos candidatos sejam adicionados obrigatoriamente em um determinado ano de estudo;
- A adição de novos circuitos à rede de transmissão é feita com base na relação custo-benefício dos circuitos contidos na lista de candidatos. O benefício representa a redução nas violações de fluxo em circuitos após a adição de um dado circuito, e o custo representa o custo padrão de investimento no circuito em questão;
- Os custos padrões dos circuitos e transformadores candidatos à expansão são estimados pelo programa com base no comprimento e custo típico por km das LT's, e no caso de transformadores, com base na sua potência nominal e custo típico por MW;
- Levando em conta os resultados do módulo de planejamento, o módulo de tarifas calcula automaticamente as tarifas de transmissão para

todos os anos de estudo utilizando a metodologia Nodal descrita no item 3.

O algoritmo simplificado da metodologia empregada é apresentada na Figura 1.

5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A metodologia proposta é ilustrada através de 2 casos exemplos: um fictício, composto por 3 barras, e outro real, que representa o sistema elétrico brasileiro.

5.1 Sistema de 3 Barras

Para exemplificar a aplicação da metodologia, foi elaborado um sistema fictício de três barras, e assumiu-se horizonte de estudo de três anos. O diagrama unifilar do sistema fictício é apresentado abaixo para os três anos de estudo.

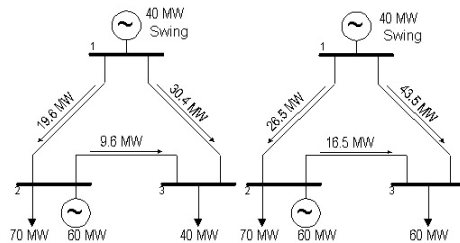


Fig. 2 - Rede ano 1 Fig. 3 - Rede ano 2

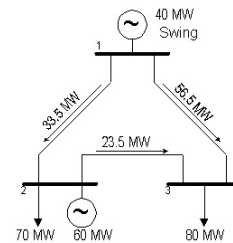


Fig. 4 - Rede ano 3

Assume-se que um novo investidor deseja construir uma nova usina de 50 MW no sistema, e que esta usina possa ser construída na barra 2 ou na barra 3. O objetivo do estudo é fazer uma análise comparativa da evolução dos encargos de transmissão para a conexão da nova usina nestas duas barras. Desta forma, serão estimados a evolução das tarifas de transmissão da nova usina no horizonte estudado, e os encargos a serem pagos pelo proprietário do gerador, para as duas opções de conexão da usina, de modo a se definir o ponto de conexão economicamente mais atraente.

Os impactos na rede de transmissão da adoção das hipóteses A e B, que representam a conexão da nova usina nas barras 2 e 3 respectivamente, são apresentados nas Figuras 5 a 10. Note que no terceiro

ano de estudo, com a conexão da nova usina na barra 2 (hipótese A), o circuito 2-3 fica sobrecarregado, sendo necessário sua duplicação.

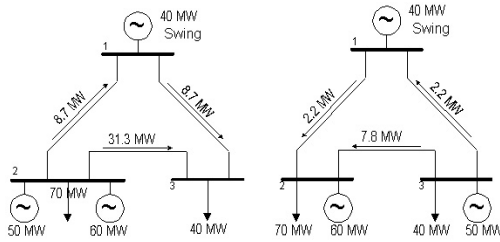


Fig. 5 - Hip. A-1

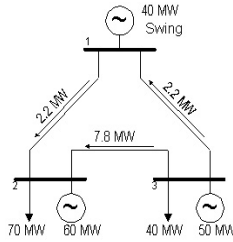


Fig. 6 - Hip. B-1

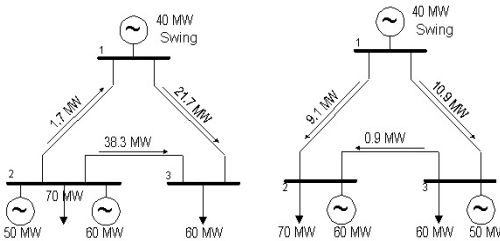


Fig. 7 - Hip. A-2

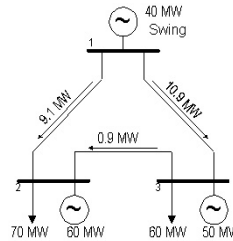


Fig. 8 - Hip. B-2

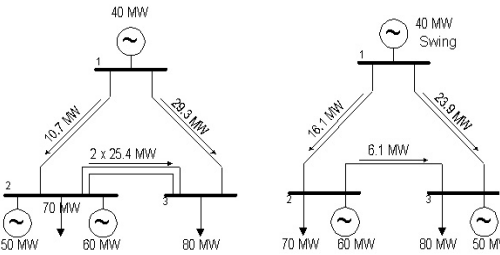


Fig. 9 - Hip. A-3

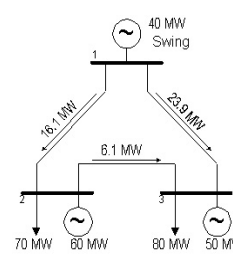


Fig. 10 - Hip. B-3

A Tabela 1 apresenta a evolução das tarifas de transmissão da nova usina, para as duas hipóteses estudadas. A Tabela 2 apresenta a evolução dos encargos anuais da nova usina para as duas hipóteses de conexão.

Tabela 1 – Evolução das Tarifas Nodais

Anos	Tarifas Nodais (R\$/kW.mês)	
	Hip. A	Hip. B
1	1.091	1.359
2	1.317	1.090
3	1.003	0.670

Tabela 2 – Evolução dos Encargos Anuais

Anos	Encargo (kR\$)	
	Hip. A	Hip. B
1	654.6	815.4
2	790.2	654.0
3	601.8	402.0
Total	2046.6	1871.4

A Figura 11 mostra a estimativa da evolução das tarifas de transmissão da nova usina para os dois prováveis pontos de conexão, e a Figura 12 apresenta a estimativa

do somatório dos encargos a serem pagos pelo novo gerador ao longo dos anos.

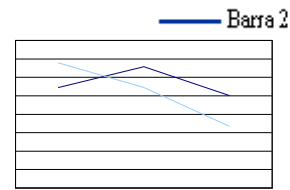


Fig. 11- Tarifas

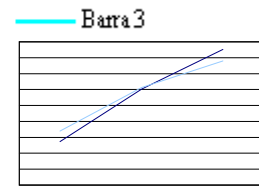


Fig. 12- Encargos

Observa-se que, embora a hipótese A apresente uma tarifa de transmissão inferior à hipótese B no primeiro ano de estudo, e por conseguinte um encargo anual menor para a usina, este comportamento não persiste durante todo o horizonte analisado. Através da soma dos encargos pagos pelas usinas, nota-se que a hipótese B é a mais econômica.

Neste exemplo o comportamento das tarifas de transmissão mostra-se coerente com a sinalização locacional oferecida pela metodologia nodal, que favorece com tarifas mais baixas os pontos mais adequados para a conexão de novos geradores. A conexão da nova usina na barra 3 (hipótese B), que não necessita de nenhum reforço na rede de transmissão, é mais econômica do que a conexão na barra 2 (hipótese A), que leva a expansão da rede de transmissão. É importante ressaltar que a expansão da rede causada pela conexão do gerador na barra 2 (hipótese A) ocorre no último ano de estudo, período em que a curva de somatório de encargos desta hipótese ultrapassa a curva da hipótese B.

5.2 Sistema Elétrico Brasileiro

A metodologia proposta também foi aplicada a um caso que representa o sistema elétrico brasileiro. Foi utilizado como base os casos do GTUT (Grupo de Cenários de Tarifas de Uso da Transmissão), cujo horizonte de estudo vai de 1999 até 2008.

Foram analisadas duas opções de conexão de uma nova usina ao sistema: em Governador Valadares, Minas Gerais, ou Campina Grande, Paraíba. Assumiu-se que a capacidade a ser instalada da nova usina é 600 MW. A estimativa da evolução das tarifas de transmissão da nova usina, e o somatório dos encargos anuais a serem pagos para as duas opções de conexão, são apresentados nas Figuras 13 e 14, respectivamente.

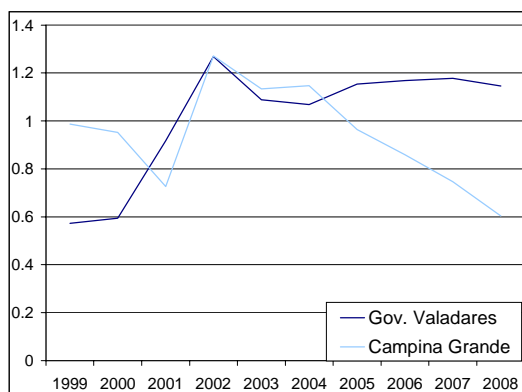


Fig. 13 - Tarifas Nodais (R\$/kW.mês)

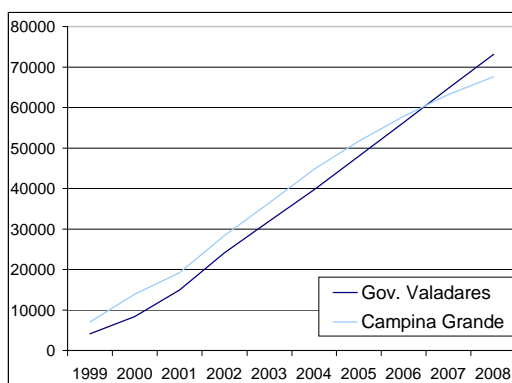


Fig. 14 - Encargos Anuais (kR\$)

Os custos da expansão do sistema de transmissão, calculados pelo programa, para viabilizar a conexão e operação da nova usina para as duas opções de conexão são apresentados abaixo.

Tabela 3 – Custo de Expansão da Rede

Ano de Estudo	Custo de Expansão (R\$ x 10 ⁶)	
	G. Valadares	Campina Grande
1999	2.700	46.811
2000	0.000	3.212
2001	0.196	1.309
2002	0.000	0.000
2003	11.100	0.715
2004	0.000	0.000
2005	0.400	0.000
2006	0.000	0.715
2007	0.000	1.800
2008	14.814	0.890
Total	29.210	54.653

Observa-se neste caso que, embora a estimativa da despesa total com encargos de transmissão a ser pago pela usina associada à conexão em Campina Grande seja inferior a esta estimativa para conexão em Governador Valadares, a conexão em Campina Grande conduz a um custo de expansão da rede de transmissão mais elevado.

Neste caso, a metodologia de cálculo da tarifa de transmissão apresentou distorções quanto a sua função de sinalização para induzir a expansão ótima do sistema.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para se estimar a evolução das tarifas de transmissão de uma nova usina na rede elétrica, em um horizonte de até 10 anos de estudo. Tal metodologia leva em conta modificações marginais na configuração do sistema (inclusão da nova usina, construção de novos circuitos, etc.), de modo a viabilizar a operação do sistema após a entrada em operação da nova usina.

A metodologia foi aplicada em dois casos testes, um composto por 3 barras e em um caso que representa o sistema elétrico brasileiro.

Através destes casos exemplos, verificou-se que a metodologia nodal pode ter sua sinalização locacional distorcida em algumas situações, favorecendo com encargos anuais mais baixos a conexão de novas usinas em pontos que ocasionem um custo de expansão mais elevado para a rede.

7 REFERÊNCIAS

- [1] M. Ilic, F. Galiana and L. Fink; “Power Systems Restructuring: Engineering and Economics”; Kluwer Intl Series; May 1998.
- [2] Coopers & Lybrand; “Estudo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Relatório IV-I”; MME/SEN/ELETOBRÁS; Junho de 1997.
- [3] Monticelli; “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”; Ed. Edgard Blucher LTDA; 1983.
- [4] “Manual de Metodologia – Programa NODAL”, site <http://www.aneel.gov.br>.
- [5] CEPEL; “Programa ANATRAN – Manual do Usuário”; Dezembro de 2000.