



GAT-003

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

TARIFICAÇÃO DA CONFIABILIDADE

José Tito Preussler.Machado*
(Eletrobras)

Djalma Falcão
(UFRJ)

Armando M. de Oliveira
(CEPEL)

Marcus T. Schilling
(UFF)

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho objetiva apresentar uma proposta de metodologia para a consideração de uma remuneração adicional temporária para a confiabilidade adicionada ao sistema elétrico por novos elementos.

Estes custos serão repartidos pelos consumidores que acessam a rede elétrica e serão pagos aos agentes proprietários dos novos elementos, enquanto o benefício existir, limitado a um período pré-determinado.

Um sistema pode ter a sua confiabilidade degradada devido ao aumento do mercado, condições hidrológicas adversas, postergação de investimentos, etc. Assim, a confiabilidade é uma variável dinâmica no tempo que pode ser medida por índices que são função dos investimentos no sistema.

Desta forma, esta metodologia tenta definir um critério de remuneração àqueles investimentos com o objetivo de melhorar os níveis de confiabilidade do sistema elétrico.

Palavras-chave: tarifas, investimentos, alocação de benefícios, avaliação da confiabilidade, desregulamentação..

2. RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Desde 1990, o Brasil está passando por um ambicioso programa nacional de privatização. A privatização inclui a rede de telecomunicações, os 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, concentrando as ações do estado em áreas como educação e saúde.

Com o processo de privatização foi necessária 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 para o setor elétrico brasileiro são [1]:

- A criação do Operador Nacional do Sistema (ONS) que irá despachar 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. Nenhuma transação física bilateral será permitida. O ONS será basicamente responsável pela confiabilidade do sistema;
- Todos os geradores e cargas participarão do Mercado Atacadista de Energia (MAE): geradores térmicos serão remunerados pelo preço spot, definido pelo custo marginal de curto prazo (CMO) do sistema e calculado pelo ONS; geradores hidráulicos serão remunerados por um esquema semelhante, mas baseado na produção hidroelétrica global, e não na geração individual; todos os consumidores pagarão o preço spot;

- Geradores e cargas pagarão anualmente uma tarifa fixa adicional de transmissão (\$/kW instalado para geradores e \$/kW ponta anual para cargas), que depende de suas localizações. Esta tarifa não depende de contratos e cobre todos os custos dos serviços de transmissão.

3. METODOLOGIA

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, foi necessária a desverticalização das empresas do setor. Desta forma, formaram-se diversas empresas independentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Um novo modelo de comercialização de energia elétrica tornou-se necessário para custear essas empresas.

As tarifas de transmissão, por exemplo, propostas no documento RESEB, elaborado pela Coopers & Lybrand [1], serão pagas tanto por consumidores quanto por geradores que usam o sistema de transmissão, através da metodologia de tarifa nodal cobrada na barra onde estão conectados. Ou seja:

$$\Pi_b = \sum_{i=1}^{n_i} \beta_{ib} C_i F_i \quad (1)$$

onde:

- Π_b = tarifa nodal na barra b;
- β_{ib} = variação de fluxo no elemento i com a injeção de 1 MW na barra b;
- C_i = custo do elemento i;
- F_i = rampa - razão do fluxo no elemento i com a capacidade nominal do elemento i;
- n_i = nº de circuitos no sistema.

Assim, cada consumidor ou gerador pagará ao sistema transmissor mais ou menos, dependendo de onde se aloca.

O problema de se investir seja na transmissão, seja na geração dependerá de quanto se receberá ou se pagará pelo uso da transmissão, dentre outros parâmetros.

No caso de se investir em Linhas de Transmissão, o proprietário da LT deve acertar o preço a receber com o ONS, levando em conta seus custos na construção da LT e os dados estatísticos de falha, pois a interrupção leva a penalidades, redução do pagamento.

No caso de se investir em Geração, o proprietário deve ter atenção ao ponto de conexão à rede, pois pagará pelo uso da rede e essa terá suas tarifas nodais mudadas

em função das expansões de carga, geradores vizinhos e consumidores.

Desta forma, o proprietário da usina deverá considerar os vários cenários e riscos que estão presentes, e isso o ajudará a decidir pela construção da usina.

Entretanto, investir no sistema na construção de usinas, linhas de transmissão, trafos, etc. não implica em apenas atender as necessidades de expansão do sistema para o fornecimento da energia, mas implica diretamente em aumentar a confiabilidade que muitas vezes está abaixo de um nível considerado satisfatório. Esse nível pode ser medido pelo índice de severidade do sistema, ou seja:

$$I_s = \text{EENS} / \text{Carga Máxima} \quad (2)$$

onde:

EENS Valor esperado da energia não suprida.

Este trabalho considera um índice de severidade, que é dito tolerável ou com confiabilidade satisfatória.

Assim, o conjunto de obras que acarretar com que o índice de severidade evolua para um valor considerado como de confiabilidade satisfatória receberá uma remuneração adicional durante um período de tempo pré-determinado.

4. CÁLCULO DA TARIFA NODAL DE CONFIABILIDADE

Os índices de confiabilidade necessários para o cálculo das tarifas nodais de confiabilidade serão obtidos com o uso do Programa Computacional NH2 [2], desenvolvido pelo CEPEL. As tarifas nodais para o uso da transmissão são obtidas pelo programa NODAL [3], desenvolvido para a ANEEL.

Na metodologia proposta, cada consumidor pagará no ponto de recebimento, além da parcela referente ao uso da transmissão, Π_b , uma outra parcela referente à confiabilidade oferecida pelo sistema, Π_{cb} .

Desta forma, a variação do custo da energia não suprida em relação a energia suprida na barra b, a variação do custo da frequência de falha em relação a energia suprida na barra b, a variação do custo da duração da falha em relação a energia suprida na barra b, definem a tarifa de confiabilidade na barra b, Π_{cb} , dada pela seguinte expressão:

$$\Pi_{cb} = \Pi_{\text{EENS } b} + \Pi_{\text{LOLF } b} + \Pi_{\text{LOLD } b}, \text{ ou seja:}$$

$$\begin{aligned} \Pi_{cb} = & \frac{\left(\frac{\partial C_{EENS_b}}{\partial EENS_b} \right) \Delta EENS_b}{EES_b} + \\ & \frac{\left(\frac{\partial C_{LOLF_b}}{\partial LOLF_b} \right) \Delta LOLF_b}{EES_b} + \\ & \frac{\left(\frac{\partial C_{LOLD_b}}{\partial LOLD_b} \right) \Delta LOLD_b}{EES_b} \end{aligned} \quad (3)$$

onde:

C_{EENS_b}	Custo da EENS na barra b;
$\frac{\partial C_{EENS_b}}{\partial EENS_b}$	Custo Marginal da EENS na barra b;
C_{LOLF_b}	Custo da LOLF na barra b;
$\frac{\partial C_{LOLF_b}}{\partial LOLF_b}$	Custo marginal da LOLF na barra b;
C_{LOLD_b}	Custo da LOLD na barra b;
$\frac{\partial C_{LOLD_b}}{\partial LOLD_b}$	Custo Marginal da LOLD na barra b;
EES_b	Energia esperada suprida na barra b;
$\Delta EENS_b$	Variação da EENS na barra b ($EENS_b$ sem obra - $EENS_b$ com obra).

Assim, é considerado nesta metodologia que a tarifa nodal de confiabilidade na barra b é função da variação da energia não suprida, da variação da frequência de falha e da duração da falha em relação a carga na barra b.

5. REMUNERAÇÃO DOS NOVOS ELEMENTOS

O total pago pelas cargas, a ser rateado entre os novos elementos, é determinado pela soma das receitas da EENS, LOLF e LOLD, dada pela seguinte expressão:

$$R_{total} = R_{EENS} + R_{LOLF} + R_{LOLD}$$

Sendo,

$$R_{EENS} = \sum_{i=1}^{nb} \Pi_{EENS_b} \cdot EES_b \quad (4a)$$

$$R_{LOLF} = \sum_{i=1}^{nb} \Pi_{LOLF_b} \cdot EES_b \quad (4b)$$

$$R_{LOLD} = \sum_{i=1}^{nb} \Pi_{LOLD_b} \cdot EES_b \quad (4c)$$

onde:

nb número de barras de carga do sistema.

O rateio desse total entre os novos elementos introduzidos no sistema será calculado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} R_j = & R_{EENS} \frac{\Delta EENS_j}{\sum_{i=1}^n \Delta EENS_i} \\ & + R_{LOLF} \frac{\Delta LOLF_j}{\sum_{i=1}^n \Delta LOLF_i} + \\ & + R_{LOLD} \frac{\Delta LOLD_j}{\sum_{i=1}^n \Delta LOLD_i} \end{aligned} \quad (5)$$

onde:

R_j remuneração do elemento j;

n número de elementos novos;

$\Delta EENS_i$, $\Delta LOLF_i$ e $\Delta LOLD_i$

variação no EENS, LOLF e LOLD do sistema pela adição apenas do elemento i, respectivamente

Considerando o custo marginal da energia não suprida, o custo marginal da frequência de falha e o custo marginal da duração da falha constantes para o sistema em todas as barras, a expressão 5 pode ser simplificada em:

$$R_j = K_s \cdot \frac{\Delta EENS_j \cdot \Delta EENS_s}{\sum_{i=1}^n \Delta EENS_i} + K_f \cdot \frac{\Delta LOLF_j \cdot \Delta LOLF_s}{\sum_{i=1}^n \Delta LOLF_i} + K_d \cdot \frac{\Delta LOLD_j \cdot \Delta LOLD_s}{\sum_{i=1}^n \Delta LOLD_i} \quad (6)$$

onde:

K_s custo marginal da energia não suprida no sistema;

K_f custo marginal da frequência de falha no sistema;

K_d custo marginal da duração da falha no sistema;

$\Delta EENS_s$ variação do EENS do sistema pela adição de todos os novos elementos.

$\Delta LOLF_s$ variação da LOLF do sistema pela adição de todos os novos elementos.

$\Delta LOLD_s$ variação da LOLD do sistema pela adição de todos os novos elementos.

Na exemplificação e entendimento da metodologia não foram considerados os custos marginais da frequência de falha e o custo marginal da duração da falha, no item 7 deste trabalho.

A figura 1 mostra o custo marginal da energia não suprida K_s em relação ao valor esperado da energia não suprida em torno do ponto de operação do sistema.

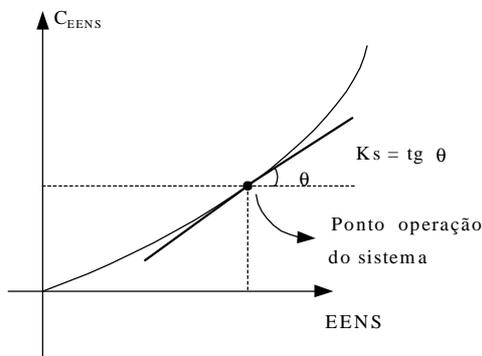


Figura 1 - Custo da Energia não suprida

6. ALGORITMO PARA CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

O cálculo dos índices de confiabilidade é feito no programa NH2, utilizando o algoritmo ilustrado na Figura 2.

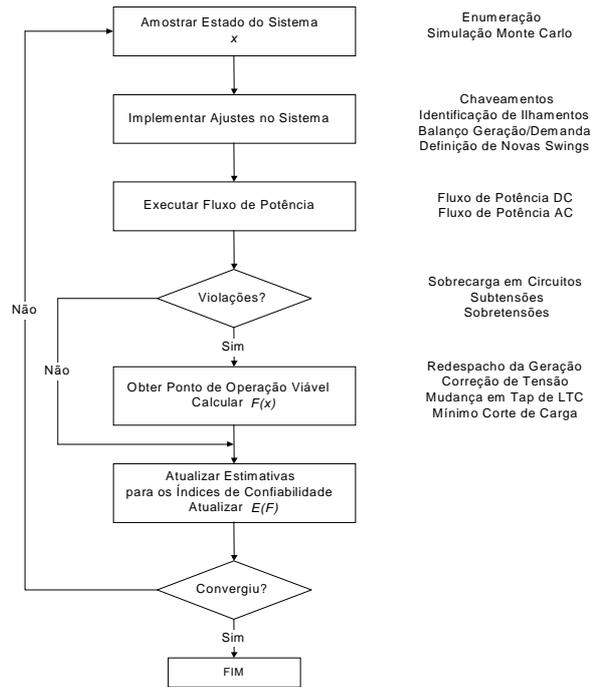


Figura 2 – Algoritmo para Análise de Confiabilidade

7. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Para ilustrar o trabalho foi escolhido o sistema teste IEEE-RTS de 24 barras, apresentado na Figura 3, onde são inseridos um gerador e uma LT com a finalidade de aumentar a confiabilidade. Desta forma, não só receberão pela energia como também pela confiabilidade.

Os índices de confiabilidade foram obtidos através de Simulação Monte Carlo, considerando saídas forçadas de geradores e de linhas de transmissão. Foram amostrados 10.000 estados do sistema.

A Tabela 1 apresenta os resultados obtidos com a inclusão de um Gerador de 400 MW na barra 18 e a duplicação de uma Linha de Transmissão entre as barras 14 e 16. Os índices foram estimados com uma incerteza inferior a 10%.

Tabela 1 – Resultados das Análises de Confiabilidade

State	EENS (MWh/year)	Severity Index (I_s) (system minutes)
Base Case (BC)	190.000	4017
BC + 1 TL	175.000	3680
BC + 1 Generator	58.000	1221
BC + 1 Generator + 1 TL	53.000	1115

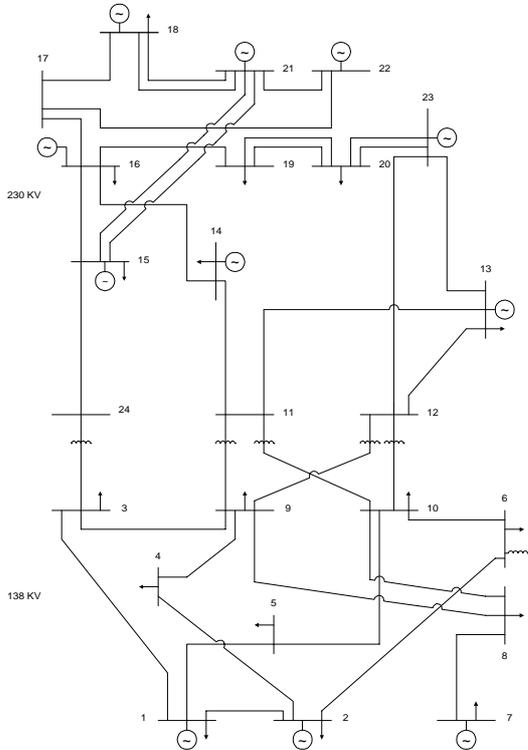


Figura 3 – Sistema IEEE-RTS

A partir da tabela 1 pode-se montar o diagrama de variações do valor esperado da energia não suprida ($\Delta EENS$) entre as configurações (estados) do sistema. Esse diagrama é apresentado na Figura 4.

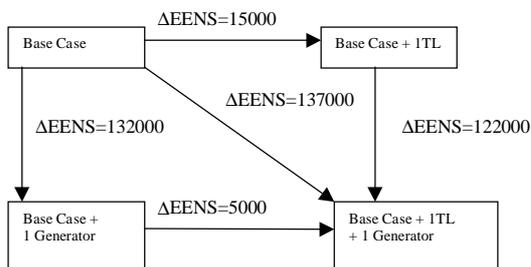


Figura 4 - Diagrama de $\Delta EENS$

Conclui-se, como é mostrado no diagrama de $\Delta EENS$, que cada elemento inserido no sistema contribui para o aumento da confiabilidade ($\Delta EENS$) do sistema. Porém a soma das contribuições (benefícios) separadamente é

maior do que a contribuição (benefício) obtida com todos os elementos do sistema.

Então:

$\Delta EENS_{ger} + \Delta EENS_{lt} > \Delta EENS_{ger+lt}$, isto é:
 $132.000 + 15.000 > 137.000$, sendo

$\Delta EENS_{ger}$ variação do EENS inserindo ao caso base 1 gerador;

$\Delta EENS_{lt}$ variação do EENS inserindo ao caso base 1 LT;

$\Delta EENS_{ger+lt}$ variação do EENS inserindo ao caso base 1 gerador e 1 LT

Desta forma, pode-se repartir os benefícios totais (com todos os elementos inseridos em um determinado ano) proporcionalmente aos benefícios de cada elemento, utilizando a expressão 6. Considerando o custo unitário de interrupção K_s igual a 1000 R\$/MWh, obtem-se:

- Para Linha de Transmissão

$$R_{lt} = K_s \cdot (\Delta EENS_{lt} \cdot \Delta EENS_{ger+lt}) / (\Delta EENS_{lt} + \Delta EENS_{ger})$$

$$= 1000 \times (15.000 \times 137.000) / (15.000 + 132.000)$$

$$= R\$ 13.979.591,84$$

- Para Geração

$$R_{ger} = K_s \cdot (\Delta EENS_{ger} \cdot \Delta EENS_{ger+lt}) / (\Delta EENS_{lt} + \Delta EENS_{ger})$$

$$= 1000 \times (132.000 \times 137.000) / (15.000 + 132.000)$$

$$= R\$ 123.020.408,20$$

Por outro lado, o custo total da confiabilidade adquirida $K_s \times \Delta EENS_{ger+lt} = 1000 \times 137.000 = R\$ 137.000.000,00$ será repartido pelos consumidores através da tarifa nodal de confiabilidade, a qual é proporcional à variação da energia não suprida na barra de carga. A Tabela 2 apresenta as tarifas nodais de confiabilidade calculadas através da expressão 3, considerando um fator de carga unitário para o sistema.

Por exemplo, vide Tabela 2, a carga da barra 1 pagará $\Pi_{cb} \times P_b \times 1 \times 8760 = 5,682 \times 108,3 \times 1 \times 8760 = R\$ 5.390.558,86$ para um consumo anual de 948.708 MWh.

Ocorre que este custo de R\$ 5.390.558,86 para a barra 1 paga o prejuízo de 5391 MWh de interrupção da carga, a um valor de R\$ 1.000,00/MWh. Se a barra 1 pagasse R\$ 40,00/MWh de tarifa normal de suprimento, no mínimo pagaria R\$ 215.640,00 pela energia que deixaria de receber.

Tabela 2 – Tarifas Nodais de Confiabilidade

Bus	Carga P_b (MW)	EENS (MWh) Sem obras	EENS (MWh) Com obras	Δ EENS (MWh)	K_b (R\$/MWh)	Π_{cb} (R\$/MWh)
1	108,3	6556	1165	5391	1000	5,682
2	96,9	5880	1067	4813	1000	5,671
3	179,5	11390	2614	8776	1000	5,581
4	74,1	4827	1231	3596	1000	5,540
5	71,3	4560	1107	3453	1000	5,528
6	136,8	10496	4543	5953	1000	4,967
7	125,4	7693	1477	6216	1000	5,659
8	171,0	11147	3472	7675	1000	5,124
9	173,9	10708	1937	8771	1000	5,758
10	193,8	12075	2423	9652	1000	5,685
13	265,0	15968	3028	12940	1000	5,574
14	193,8	21644	10564	11080	1000	6,526
15	316,3	19030	3118	15912	1000	5,743
16	99,8	6925	4044	2881	1000	3,295
18	333,5	20190	3059	17131	1000	5,864
19	182,4	12142	4872	7270	1000	4,550
20	128,3	9611	3253	6358	1000	5,657

Assim, poder-se-ia definir uma tarifa mínima e uma tarifa máxima de confiabilidade, entre as quais a tarifa nodal de confiabilidade teria que se situar, ou seja:

$$\Pi_{\min} < \Pi_{cb} < \Pi_{\max}$$

onde:

$$\Pi_{\min} = (40/1000) \times 5,682 = 0,227$$

$$\Pi_{\max} = 5,682$$

Desta forma, obter-se-ia:

$$0,227 < \Pi_{cb} < 5,682 \quad (\text{R}\$/\text{MWh})$$

É óbvio que com uma tarifa menor, paga pelo consumidor, os investimentos em confiabilidade serão menos remunerados. Assim, cabe ao órgão regulador estabelecer um valor de tarifa atrativa tanto ao investidor quanto ao consumidor. Uma alternativa é calcular a tarifa de confiabilidade em função do valor máximo que o consumidor estaria disposto a pagar, dados os prejuízos causados pela interrupção na suprimento de energia elétrica.

É importante salientar que um índice de severidade em torno de 1000 mim para o sistema é o nível de confiabilidade que se definiu como aceitável para o sistema em estudo. No caso de se desejar um índice de severidade menor, novas obras seriam necessárias, o que implicaria em tarifas de confiabilidades maiores.

8. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma proposta de metodologia visando definir uma remuneração adicional para os

novos elementos que agreguem confiabilidade ao sistema.

A remuneração será obtida a partir de uma tarifa nodal de confiabilidade, paga pelos consumidores beneficiados. Essa tarifa nodal será proporcional aos benefícios de confiabilidade obtidos por cada consumidor.

O montante total pago pelos consumidores será rateado entre os novos elementos de forma proporcional aos benefícios que cada um produzirá individualmente.

9. BIBLIOGRAFIA

- [1] Coopers & Lybrand, “Estudo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Relatório IV-I”, MME/SEN/ELETOBRÁS, Junho 1997.
- [2] A.C.G. Melo, J.C.O Melo, A.M. Oliveira, C.R.R. Dornellas, S.Granville, J.O. Soto, R.M.Azevedo, G.C.Oliveira, S.P. Romero, “Probabilistic Analysis in Power System Performance Evaluation - New Developments in the NH2 Model”, VI Symposium of Specialists in Operational and Expansion Planning (VI SEPOPE), Salvador, BA, Maio 1998.
- [3] “Manual de Metodologia – Programa Nodal”, site <http://www.aneel.gov.br>.
- [4] M. Ilic, F. Galiana and L. Fink. “Power Systems Restructuring: Engineering and Economics”, Kluwer Intl Series, May, 1998.
- [5] P. R. Pinto, S.N. Faria, B. G. Gorestin, “The Brazilian Power Sector – Risks and Opportunities”, I Seminar of Latin American Power, Madrid, 1998.
- [6] A. G. Massaud, M. Th. Schilling, J. P. Hernandez, "Electricity Restriction Costs", IEE Proceedings, Part C, Generation, Transmission, Distribution, vol. 141, no. 4, pp 299-304, July, 1994.