



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GOP 31  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

## **GRUPO IX**

### **GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP**

#### **INFLUÊNCIA DOS LIMITES TÉRMICOS DA TRANSMISSÃO NO DESPACHO ECONÔMICO**

**Frederico Silva Moreira \***  
CEPEL

**João Ignácio da Silva Filho**  
CEPEL

**Luis Adriano de M.C. Domingues**  
CEPEL

**Takaaki Ohishi**  
UNICAMP

## **RESUMO**

De forma geral, no sistema de transmissão há três tipos de restrições que podem limitar sua capacidade de transporte de energia: restrições térmicas, restrições na tensão e restrições de operação do sistema.

Como a capacidade da linha, sob o ponto de vista térmico, é baseada em estimativas conservativas, uma linha supostamente sobrecarregada poderia causar em alguns momentos, uma alteração desnecessária no despacho dos geradores e nos demais controles do sistema.

Conhecendo melhor as linhas do sistema, suas seções mais críticas e o clima da região onde se encontram, podemos calcular melhor a temperatura do condutor. Fazendo uma previsão da capacidade real da transmissão e utilizando os períodos favoráveis para fazer o despacho econômico, podemos obter uma significativa economia no custo da geração, sem violar a temperatura máxima da linha de transmissão.

O entendimento e o uso de metodologias que consideram a variação dos parâmetros das linhas de transmissão em função da temperatura de operação, aumentam a segurança operacional e beneficiam o despacho da geração, reduzindo custos da geração e perdas na transmissão.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Linhas de Transmissão, Ampacidade, Variáveis Meteorológicas, Despacho Econômico, Fluxo de Potência Ótimo.

## **1.0 - INTRODUÇÃO**

A Rede Básica de Transmissão, com extensão territorial estimada em mais de 75.000 km, desempenha um papel fundamental no atendimento seguro e confiável a seus usuários, produtores e consumidores de energia elétrica, a partir da integração eletro-energética das longínquas bacias hidrográficas brasileiras. A ampliação, o reforço, a operação e a manutenção dessa extensa rede de transporte, requerem um grande esforço na alocação de recursos vultosos visando à segurança e confiabilidade do sistema interligado [6].

O sistema de transmissão geralmente impõe restrições [5] para o despacho ótimo das unidades geradoras, aumentando assim os custos operacionais. Os limites para operação das linhas de transmissão (LTs), em termos práticos, dependem do nível de tensão que são operadas e de sua extensão total, seu comprimento físico.

A temperatura superficial dos condutores é um parâmetro determinante da capacidade de transporte de uma LT, com efeitos nas características eletro-mecânicas e metalúrgicas dos materiais do condutor e na redução das distâncias entre partes vivas e aterradas. Ela resulta da interação do condutor e das características elétricas do sistema de transmissão com o meio ambiente, o que lhe confere toda a aleatoriedade das condições climáticas da região atravessada pela LT, conforme [8]. Conhecer o seu valor em tempo real e a previsão do seu valor máximo, é fundamental para estabelecer e manter a confiabilidade do sistema sob o ponto de vista do planejamento, projeto, operação e manutenção de linhas de transmissão.

Como a maioria das LTs foi projetada segundo critérios onde o cálculo da temperatura máxima é determinístico [2], [11], o desenvolvimento de novas tecnologias e em consequência a adoção de novos critérios, como por exemplo, o cálculo probabilístico [7], tem permitido que pequenas modificações no projeto original aumentem, consideravelmente, a sua capacidade de transporte (ampacidade).

Para uma operação econômica e segura de um sistema de potência são importantes os modelos de despacho baseados em fluxo de potência ótimo, pois estes modelos permitem levar em conta tanto os custos operacionais como também os requisitos operativos, tais como as equações de fluxo de potência e os limites operativos dos equipamentos. Em particular, os limites de transmissão são importantes pois podem impactar de forma significativa o despacho de geração, [9].

A otimização da operação está sujeita a variações no carregamento da linha devido a contingências ou mudanças nos circuitos do sistema, bem como variações sazonais no clima e no comportamento da carga do sistema. Neste informe técnico (IT), apresenta-se um estudo com fluxo de potência ótimo, voltado para a otimização da operação, onde é analisado o impacto da alteração dos limites de carregamentos das LTs sobre a operação do sistema, levando em conta as características eletro-mecânicas das linhas de transmissão e as condições meteorológicas das regiões onde se encontram. Para abordar o problema, foi desenvolvida uma ferramenta computacional que permite, de maneira simples, determinar a capacidade máxima de transporte de corrente, nos condutores aéreos, em função do aquecimento provocado pelos parâmetros meteorológicos. Adicionalmente, o monitoramento da temperatura nos trechos críticos da linha de transmissão, permite fazer uma previsão da capacidade de transmissão, utilizando os períodos favoráveis para fazer o despacho econômico.

A demonstração dos conceitos e metodologias aqui utilizadas será feita em um sistema de 5 barras. Em seguida, as mesmas serão aplicadas num sistema real de grande porte, um equivalente do sistema brasileiro. O programa usado para a otimização dos sistemas é o FLUPOT [12], desenvolvido pelo CEPEL. Os limites nas linhas de transmissão foram calculados considerando uma dada condição climática para cada linha de transmissão. Para a modelagem dos dados meteorológicos utilizou-se bancos de dados reais com no mínimo 3 anos de dados coletados. O cálculo da temperatura do condutor foi feita por diferentes metodologias: modelo determinístico, modelo probabilístico e simulada por um sistema de medição em tempo real.

Além da otimização do custo da geração, um outro benefício incluso na aplicação de uma metodologia que incorpora as informações climáticas das regiões do sistema é o aspecto da segurança da LT e a possibilidade de redução das perdas da transmissão. Em [4] foram apresentados estudos que visam identificar a sensibilidade da perda joule em sistemas de transmissão em função da temperatura de operação dos condutores. Nesses estudos foram obtidas reduções nas perdas de até 20%, o que é um indicativo muito importante da necessidade de se conhecer a temperatura de operação das LTs, principalmente quando se trabalha com grandes sistemas com vários níveis de carregamentos e longas distâncias, com diversas regiões climáticas.

## 2.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

### 2.1 Despacho Econômico

Apresenta-se a seguir um modelo de despacho econômico baseado em fluxo de potência ótimo. A função objetivo é dada pelo custo de geração de potência ativa, e tem como restrições as equações de fluxo de carga e limites operativos. O custo de geração de potência ativa é representado como uma função linear em relação à potência ativa gerada em cada máquina.

$$f = \sum_{i \in I_G} c_i P g_i \quad (1)$$

s.a

$$g(p, q) = 0$$

$$P g_{i_{min}} < P g_i < P g_{i_{max}}$$

$$Q g_{i_{min}} < Q g_i < Q g_{i_{max}}$$

$$V k_{min} < V k < V k_{max}$$

$$T m_{min} < T m < T m_{max}$$

Onde:

$i, k, m$  são os índices de usinas, barras e linhas, respectivamente;  $c_i$  é o custo de geração de potência ativa no gerador  $i$ ;  $Pg_i$  é a geração de potência ativa no gerador  $i$ ;  $Qg_i$  é a geração de potência reativa gerada na usina  $i$ ;  $V_k$  é a magnitude de tensão na barra  $k$ ;  $T_m$  é o fluxo na linha de transmissão  $m$ ;  $g$  é o conjunto (vetor) das equações de fluxo de carga;  $p$  é o vetor de injeções de potência ativa;  $q$  é o vetor de injeções de potência reativa;  $\min$  e  $\max$  são índices de valores mínimos e máximos.

O limite de fluxo na linha de transmissão  $T_m$  (MVA) é calculado em (2), em função da tensão  $V_k$  e da corrente máxima permitida  $I$ , em amperes. A corrente máxima permitida é determinada pela temperatura máxima  $t_{max}$  definida no projeto da LT, que depende de uma altura limite de segurança do condutor ao solo, das características físicas do condutor e dos parâmetros meteorológicos especificados para a região onde a LT se encontra.

$$T_m = V_k * I(t_{max}) \quad (2)$$

## 2.2 Cálculo da Temperatura do Condutor

As variáveis meteorológicas que influenciam o estado térmico do condutor são: a velocidade e direção do vento, a temperatura ambiente e a radiação solar. Em regime permanente, o calor fornecido é balanceado pelo calor dissipado (nenhuma energia de calor é armazenada no condutor). Considerando os principais efeitos, a equação de balanço de calor pode ser escrita das seguintes formas:

$$\text{Ganho de Calor} = \text{Perda de Calor} \quad (3)$$

$$G_j + G_s = P_c + P_r \quad (4)$$

Onde:

$G_j$  = aquecimento joule;

$G_s$  = aquecimento solar;

$P_c$  = resfriamento por convecção;

$P_r$  = resfriamento por radiação.

Nas simulações a serem apresentadas no item 3 desse IT, será utilizado o modelo de cálculo da temperatura de condutores aéreos desenvolvido por Vincent T. Morgan [10]. Os parâmetros meteorológicos usados são obtidos por 3 metodologias diferentes:

Método Determinístico – Utiliza valores conservadores para representar as séries históricas de estações meteorológicas. Na falta dos dados necessários ao cálculo, no Brasil, seguindo recomendações da norma NBR5422, as LTs são projetadas considerando os seguintes valores :

- temperatura máxima média do ar;
- radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>;
- vento ≤ 1 m/s;
- corrente máxima.

Método Estatístico – Encontra-se em discussão pelos técnicos brasileiros uma metodologia para determinação das temperaturas de projeto do condutor, baseada em riscos térmicos probabilísticos, que devem atender às distâncias mínimas de segurança, calculadas em função do risco de falha do espaçamento em ar.

O risco térmico é a probabilidade de que uma dada temperatura do condutor seja ultrapassada, conforme apresentado na equação (5) e Figura 1.

$$P(t \geq t_{ref}) = 1 - \int_{t_{min}}^{t_{ref}} f(t) dt \quad (5)$$

A probabilidade  $P$ , de uma temperatura  $t$  ser maior que uma temperatura de referência  $t_{ref}$ , é igual a 1 menos a integral da função de densidade de probabilidade da temperaturas mínima do condutor até a temperatura de referência do condutor.

A distribuição de probabilidade das temperaturas para uma corrente constante pode ser representada por uma curva log-normal de 3 parâmetros, Figura 1, onde esses parâmetros são as temperaturas média, mínima do condutor e o desvio padrão.

Para a condição típica de uso, a temperatura superficial do condutor para a corrente nominal de projeto tem um risco térmico máximo de 15%. São permitidos dois valores máximos de sobrecorrentes, sendo que para sobrecorrente com duração de até 2 horas, a temperatura do condutor tem um risco térmico máximo de 7,5%, e para sobrecorrente com duração de até 4 dias o risco térmico máximo é 5%. Esses valores e definições ainda em discussão, podem sofrer pequenas modificações, mas fazem parte da atual revisão da norma NBR5422.

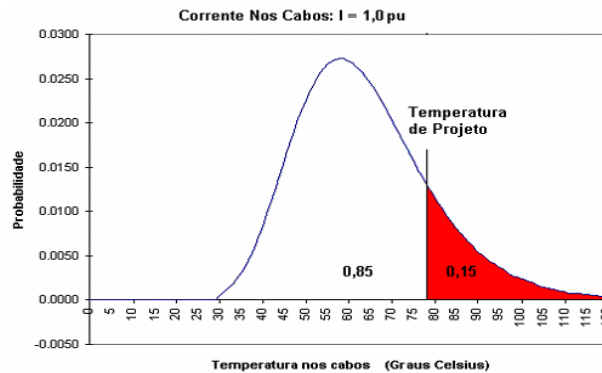


FIGURA 1- Distribuição de probabilidades da temperatura

Utilizamos este conceito de risco térmico [7] para os dados meteorológicos obtidos de uma série histórica, dividindo-os em períodos do ano (verão e inverno) e do dia (dia e noite).

Monitoração e previsão – É feita uma monitoração direta dos parâmetros que atuam na temperatura do condutor. Esta monitoração é feita ao longo de uma LT em todos os pontos críticos, em tempo real. Os resultados são mais precisos e permite um melhor aproveitamento de sua capacidade de transmissão. Apesar da constante variação dos valores de temperatura do ar, de vento e radiação solar, o fenômeno de variação da temperatura do condutor não é instantâneo. Esta característica nos permite fazer também uma previsão de curto prazo (algumas horas) [1], [3].

Os sistemas de monitoramento da temperatura dos condutores podem medir direta ou indiretamente a sua temperatura. Indiretamente a temperatura do condutor pode ser calculada a partir do monitoramento de outras grandezas correlacionadas ao seu estado físico, como a tensão mecânica, a altura do condutor ou informações meteorológicas e de carregamento. Cada sistema possui a sua vantagem e desvantagem em relação à outra, conforme [13].

### 2.3 Abordagem Proposta

Mesmo quando a linha de transmissão é o fator limitante à otimização do sistema, sempre há a possibilidade de flexibilizar esse limite, quer seja por repotencialização física, reavaliação do projeto inicial, ou monitoramento da temperatura. Cada alternativa tem o seu custo, e deve ser avaliada caso a caso.

Neste IT são abordadas as técnicas de menor custo e mais fáceis de serem implementadas: a reavaliação da corrente de projeto e a monitoração da temperatura. Estas técnicas apesar de ter ganhos menores no aumento da capacidade da LT se comparadas a uma repotencialização física da LT, em muitos casos, já são suficientes para atender as necessidades do operador.

Inicialmente rodamos o FLUPOT, um programa de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), e analisamos as variáveis que atingiram o seu limite e impediram uma melhor otimização. Quando encontramos restrições ativas de fluxo em uma LT, essa LT passa a ser o nosso objeto de estudo. A primeira pergunta a se fazer é qual o limite necessário para esta LT deixar de ser uma restrição ativa na otimização? A segunda pergunta é como podemos aumentar esse limite e qual seria o custo? O nível de informação disponível sobre o sistema é que permitirá ao operador utilizar de forma mais ou menos eficiente as instalações sob sua responsabilidade. Cada restrição no limite deve ser estudada caso a caso.

## 3.0 - RESULTADOS DE TESTES

### 3.1 Sistema 5 barras

Para demonstrar a metodologia e simular diferentes pontos de operação com condições meteorológicas variadas, usou-se um sistema fictício de 5 barras, com 5 circuitos duplos e parâmetros definidos, conforme a Tabela 1 e Figura 2. Os limites das LTs considerados são os limites normais de operação.

TABELA 1 - Dados da rede de transmissão

De Barra	Para Barra	Linha	$Z1=R1+jX1$	$Ys/2$
1	2	1	$0,02+j0,13$	$j0,03$
1	5	2	$0,05+j0,32$	$j0,025$
2	3	3	$0,016+j0,10$	$j0,02$
3	4	4	$0,02+j0,13$	$j0,02$
4	5	5	$0,016+j0,10$	$j0,015$

No sistema apresentado acima foi suposto, para facilitar os cálculos, que todos os circuitos pertencem à uma mesma região climática com características homogêneas, sendo portanto, representados por uma única estação meteorológica. A rede de transmissão, de 230 kV, utiliza condutores do tipo ACSR Rail.

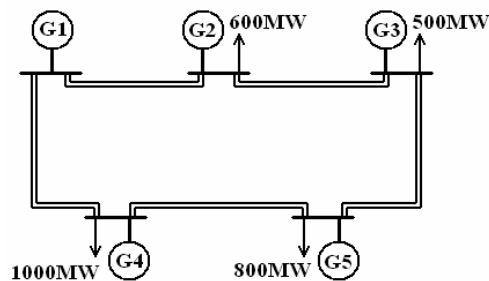


FIGURA 2 - Sistema de 5 barras e 5 geradores

O cálculo da corrente máxima permitida para cada circuito, levando em conta os parâmetros meteorológicos nessa única estação foi feito a partir de três metodologias diferentes:

#### a. Método Determinístico

Ficou definido que a temperatura máxima do condutor é  $75^{\circ}\text{C}$ . Essa é a maior temperatura que o condutor pode atingir sem que os limites de altura cabo-solo do condutor sejam violados.

Dados Meteorológicos usados:

Temperatura máxima média do ar ( $T_{ar}$ ) =  $32^{\circ}\text{C}$

Velocidade do Vento ( $VV$ ) =  $0,61\text{ m/s}$

Direção do Vento ( $DV$ ) =  $90^{\circ}$

Radiação Solar ( $RS$ ) =  $1000\text{ W/m}^2$

Para essas condições acima, a corrente máxima permitida calculada para o condutor é  $829\text{ A}$ . Como o circuito entre as barras é duplo a capacidade máxima do circuito é  $2 \times 829 = 1658\text{ A}$ . Para esse sistema de  $230\text{ kV}$  o fluxo máximo permitido é  $660\text{ MVA}$ .

#### b. Método Estatístico

Para a atingir a temperatura de  $75^{\circ}\text{C}$ , segundo o método estatístico obtem-se 4 capacidades de correntes diferentes, considerando diferentes períodos do ano e diferentes períodos do dia. A menor corrente encontrada será a utilizada para efeito de comparação.

As correntes encontradas para os períodos verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite são respectivamente,  $1070\text{ A}$ ,  $965\text{ A}$ ,  $1050\text{ A}$  e  $995\text{ A}$ .

O período mais crítico, segundo o método estatístico, e para esta região, é o verão-noite. Para uma corrente de  $965\text{ A}$  o condutor tem um risco de  $15\%$  de alcançar a temperatura de  $75^{\circ}\text{C}$  ao longo do período analisado. O fluxo neste circuito para os dois condutores do circuito é  $1930\text{ A}$  ou  $769\text{ MVA}$ .

#### c. Monitoração em tempo real

Nas linhas monitoradas, obtemos valores diversos de temperaturas para um mesmo carregamento ao longo de um dia. Essa discretização pode ser de minutos a horas, dependendo das características próprias da região.

Pegando valores reais de uma estação meteorológica vamos comparar duas situações opostas, uma com condições favorável e outra desfavorável para o carregamento.

Condição favorável: Tar = 11,3°C, VV = 2 m/s, DV = 130°, RS = 0 W/m<sup>2</sup>.

A corrente calculada por condutor para estas condições é 1491 A. Para o circuito a capacidade é de 2982 A ou 1188 MVA.

Condição desfavorável: Tar = 21°C, VV = 0,2 m/s, DV = 60°, RS = 800 W/m<sup>2</sup>.

A corrente calculada por condutor para estas condições é 798 A. Para o circuito a capacidade é de 1596 A ou 636 MVA. Note que esse limite é inferior ao calculado pelo método determinístico.

A seguir, nas Tabelas II-III, mostraremos os resultados obtidos pelo FPO utilizando os 4 limites diferentes calculados anteriormente para o carregamento máximo dos circuitos.

TABELA II – Resultados com metodologias de cálculo

Barra	Limite determinístico (660 MVA)			Limite estatístico (769 MVA)	
	Custo Ger. (\$/MWh)	Geração (MW)	Custo Ger. (\$/h)	Geração (MW)	Custo Ger. (\$/h)
1	10,30	1303	13.420,90	1521	15.666,30
2	24,20	462	11.180,40	417	10.091,40
3	12,50	500	6.250,00	500	6.250,00
4	25,30	400	10.120,00	400	10.120,00
5	20,50	238	4.879,00	68	1.394,00
Custo de Geração Total (\$/h)			45.850,30		43.521,70

TABELA III – Resultados com monitoramento

Barra	Condição favorável (1188 MVA)			Condição desfavorável (636 MVA)	
	Custo Ger. (\$/MWh)	Geração (MW)	Custo Ger. (\$/h)	Geração (MW)	Custo Ger. (\$/h)
1	10,30	2000	20.600,00	1272	13.101,60
2	24,20	0	0,00	451	10.914,20
3	12,50	500	6.250,00	500	6.250,00
4	25,30	400	10.120,00	400	10.120,00
5	20,50	7	143,50	281	5.760,50
Custo de Geração Total (\$/h)			37.113,50		46.146,30

Desses resultados encontrados acima podemos observar que o critério determinístico teve um custo maior de geração quando comparado ao critério estatístico. A simulação de um sistema monitorado para um horário com condição meteorológica favorável resultou num custo ainda menor, e uma condição desfavorável teve um custo maior para este intervalo de tempo.

A avaliação de qual metodologia deverá ser utilizada para o cálculo do limite dessas LTs durante a operação normal do sistema vai depender da previsão de carregamento desse sistema ao longo dos próximos anos e do ganho que se pode ter com cada metodologia comparadas ao custo de se implementar cada uma. Como o investimento é relativamente baixo perto da economia do custo de geração, num exemplo como este, qualquer um dos investimento seria facilmente recuperado em muito pouco tempo. A vantagem adicional de se utilizar um sistema de monitoramento é que a capacidade real da LT é conhecida, permitindo a sua utilização de forma plena e segura.

### 3.2 Sistema brasileiro

O sistema aqui utilizado é um equivalente da rede brasileira montado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, para estudos de confiabilidade, com a configuração do Sistema Interligado Brasileiro em dezembro 2003, patamar de carga pesado.

Esse sistema é composto por: 3073 barras, 4547 circuitos, 314 geradores, 595 reatores ou capacitores shunt. A geração é predominantemente hidroelétrica. Sendo os totais de carga e geração do sistema dado por: carga total de 57.947 MW e 16.007 Mvar ; geração total de 60.698 MW e -753 Mvar ; e perdas totais de 2.751 MW e -29.351 Mvar.

Devido ao tamanho do sistema e a falta de informações complementares para um estudo mais aprofundado, adotamos os seguintes procedimentos para a realização dos testes:

a. Executamos o programa FLUPOT minimizando o custo total de geração ativa com os controles de geração ativa, geração reativa, controle de tensão e variação de taps ativados. Numa primeira etapa desconsideramos os limites de fluxos nas LTs. A solução convergiu para um estado em que o custo total é 1.237,79 \$/h.

b. Considerando o limite de fluxo em emergência.

Repete-se o procedimento acima considerando os limites originais desse sistema. Os limites de fluxo considerados como restrição do FPO neste caso são os de limite de emergência. O custo aumentou para 1.616,64 \$/h.

Dentre as grandezas no limite, ao final do processo de otimização, considerando capacidade de transmissão em emergência, apenas uma LT alcançou o seu limite máximo de carregamento. A LT de 230 KV S.Mesa-Niquelândia atingiu o seu limite máximo de fluxo em emergência, 161 MVA. Essa LT terá seu limite de transmissão recalculado pelo método estatístico e será feita uma nova otimização do sistema.

Simulação pelo Método Determinístico e Estatístico - Como o projeto das LTs brasileiras ainda seguem a metodologia determinística e como já sabemos a capacidade de transmissão, supõe-se que esse limite (em emergência) de 161 MVA foi calculado pelo método determinístico.

Para calcular o limite pelo método estatístico temos que saber qual a temperatura de emergência para qual a LT foi projetada. Na falta dessa informação vamos fazer algumas considerações para que seja possível a realização desse cálculo. A LT 230KV S.Mesa-Niquelândia possui um circuito simples com 1 condutor do tipo Linnet. Os dados meteorológicos da região dessa LT são os mesmos usados anteriormente no sistema de 5 barras.

Feitas as considerações acima, para a LT S.Mesa-Niquelândia cujo limite de emergência é 161 MVA (404 A), a temperatura limite de projeto para a operação em emergência é 68°C. A partir dessa temperatura podemos simular o novo limite da LT pela metodologia estatística.

Aplicando a metodologia estatística, para uma temperatura de 68°C, obtem-se os seguintes limites para a LT: verão-dia = 508 A / 202 MVA, verão-noite = 470 A / 187 MVA, inverno-dia = 505 A / 201 MVA e inverno-noite = 485 A / 193 MVA.

A pior condição, com a menor corrente/potência encontrada dentre os períodos, é a do verão-noite, cuja potência limite é 187 MVA. Executando novamente o FPO com o novo limite calculado pelo método estatístico (187 MVA), a solução encontrada tem um custo de geracao de 1237.79 \$/h, igual ao primeiro caso, onde foram desconsiderados os limites de transmissão. O fluxo na LT S.Mesa-Niquelândia ficou em 174,25 MVA. Nenhuma outra linha alcançou o limite de transmissão e o novo estado da rede ficou igual ao caso sem limites de transmissão.

c. Considerando o limite normal de operação.

Considerando agora todo o sistema com os limites normais de operação (mais baixos que os de emergência), o FPO não conseguiu convergir. O processo iterativo foi interrompido com a função objetivo valendo 2637, com 12 variáveis no limite e 3 restrições de fluxos em circuitos no limite. As LTs no limite são: LT S.Mesa-Niquelândia 230KV (LT1) com limite de 144 MVA, LT Nobres-N.Mutum 230KV (LT2), 107 MVA e a LT LucasRV-Sorriso 230KV (LT3) com 107 MVA.

Refazendo o cálculo da capacidade de transmissão dessas LT pelo método estatístico e rodando novamente o FPO, buscou-se uma solução factível para este sistema.

A LT1, já estudada anteriormente, para um limite de operação normal de 144 MVA (361 A) pelo método determinístico, equivale a uma temperatura de operação normal de 62,4°C. Para essa temperatura, as capacidades estatística para os períodos verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite, correspondem especificamente a, 186 MVA (466 A), 175 MVA (440 A), 185 MVA (465 A) e 180 MVA (452 A). A menor capacidade, do período verão-noite, é 175 MVA.

Para as outras duas LTs foi suposto que foram projetadas para trabalhar com um circuito simples formado por um condutor do tipo Linnet. A LT2 e LT3 estão situadas numa outra região, diferente da LT1. Para isso vamos utilizar dados de uma outra estação meteorológica nos cálculos. Para a capacidade determinística de 107 MVA (269 A), a LT2 e LT3 possuem temperaturas de projeto de 53,6°C. Para essa temperatura, a capacidade estatística para o verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite, correspondem especificamente a, 144 MVA (362 A), 155 MVA (390 A), 147 MVA (370 A) e 160 MVA (402 A). A menor capacidade da LT2 e LT3 pelo cálculo estatístico é 144 MVA, que pelas características dessa região, foi encontrada no período verão-dia.

Rodando novamente o FPO com os novos limites normais calculados pela metodologia estatística, o sistema conseguiu convergir, e o custo mínimo de geração ativa ficou em 1.282,91 \$/h. Esse novo estado da rede ainda possui 4 diferentes linhas que atingiram o seu limite de carregamento. Mas como o custo encontrado está bem próximo ao do caso sem restrições de limites (1.237,79 \$/h), esta solução pode ser considerada como aceitável, não havendo a necessidade de se realizar novas análises.

#### 4.0 - CONCLUSÕES

As linhas de transmissão aéreas, independente da forma como foram projetadas, estão submetidas a variações meteorológicas que afetam a temperatura dos seus condutores. Por isso, mesmo quando uma linha de transmissão está operando dentro da sua capacidade de transporte, há um risco implícito dessa temperatura de operação estar sendo superada. Por outro lado, existem condições ambientais que permitem que se carregue tais linhas além de sua capacidade nominal ou de sua corrente de projeto.

A adoção de novas metodologias de cálculo que permitam levar em consideração a influência das variações climáticas nos limites de carregamentos das linhas aéreas de transmissão trazem benefícios não só para a segurança operacional, mas também para a economia da geração de energia e na redução das perdas.

Nos estudos realizados, observou-se que quando uma LT atinge o seu limite máximo de carregamento tende a causar alterações em muitas variáveis do sistema e não somente nas barras terminais dessa linha. A eliminação dessa restrição reduz os custos da geração e melhora o perfil das tensões do sistema, garantindo o atendimento à demanda com eficiência e segurança.

Toda restrição de carregamento na transmissão deve ser analisada e eliminada. A identificação do tipo de restrição e o efeito que ela causa no sistema é que determinam a urgência e a medida a ser adotada para a sua eliminação. Neste IT são analisadas as restrições de origem térmica. São sugeridas ações de rápida implementação e baixo custo para operar as LTs de forma dinâmica, aumentando a segurança operacional. O ganho no carregamento da LT depende da metodologia utilizada e deve ser analisado caso a caso.

Com o surgimento de novos materiais, que permitem ao condutor trabalhar em temperaturas mais elevadas, e com o aumento natural dos níveis de carregamentos das LTs, aumenta-se também a preocupação com as perdas *Joule* dos condutores. Uma vez que a perda depende da resistência, que por sua vez depende da temperatura do condutor, ressalta-se novamente a importância do monitoramento das temperaturas dos condutores para a operação eficiente do sistema de transmissão.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS

- [1] Bosignoli, R., Silva Filho, J.I., Predição da Ampacidade Máxima de LT's em Curto e Médio Prazos. XV SNPTEE, Foz do Iguaçu (PR), 1999.
- [2] Critérios e Procedimentos para Determinação de Limites de Carregamento de Linhas Aéreas de Transmissão de Corrente Alternada - GTCP/CTST/GCPS, Brasil, 1984.
- [3] Domingues, L.A.M.C., Modelo para Previsão da Temperatura de Condutores de Linhas Aéreas de Transmissão, Dissertação de mestrado, Depto. de Eng. Elétrica, Univ. Católica do Rio de Janeiro, 2002.
- [4] Domingues, L.A.M.C., Lisboa, R.L., Portela, C., Silva Filho, J.I., Moreira, F.S., Desenvolvimento de uma Metodologia para Redução de Perdas no Sistema de Transmissão, X SEPOPE, Florianópolis (SC), Maio 2006.
- [5] Ejebe, G. C., Tong, J., Waight, J., Frame, J. G., Wang, X. and Tinney, W. F., *Available transfer capability calculations*, IEEE Transactions on Power Systems 13, 1521–1527, 1998.
- [6] Fontoura Filho, R., *The importance of transmission business model to the grid expansion success*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, São Paulo, 2004.
- [7] Força Tarefa Conjunta de Ampacidade Estatística GCPS/GCOI. Critérios e procedimentos para o cálculo da ampacidade estatística de linhas aéreas de transmissão com cabos alumínio-aço (Etapa 2), Brasil, Agosto, 1993.
- [8] Gabaglia, C.P.R., Silva Filho, J.I., Moreira, F.S., Ampacidade Estatística – Medições em Laboratório e de Campo, XVIII SNPTEE, Curitiba (PR), 2005.
- [9] Moreira, F.S., Influência do Cálculo da Ampacidade no Despacho da Operação, Tese de doutorado, Depto. de Eng. de Sistemas, UNICAMP, Fev. 2006.
- [10] Morgan, V.T., *The Current Carrying Capacities of Overhead Line Conductors*, IEEE-Summer Power Meeting, 1978.
- [11] NBR5422 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica - Procedimento - COBEI/ABNT, Março, 1985.
- [12] Soto, J.R.O., Programa de Fluxo de Potência Ótimo (FLUPOT), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL, Manual do Usuário - V5.1/00, Novembro 2000.
- [13] Stephen, R., *Description of State of the Art Methods to Determine Thermal Rating of Lines in Real-Time and Their Application in Optimising Power Flow*, SC22 WG12 Electrical Aspects of Overhead Lines.