



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

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA CONDIÇÃO ÓTIMA PARA FECHAMENTO DE ANÉIS**  
**UTILIZAÇÃO DE ESTIMADOR DE ESTADO COMO FERRAMENTA DO COS**

Ronaldo de Lima Bastos\*  
 CEMIG

Paulo Roberto Eiras da Silva  
 CEMIG

Warney Araújo Silva  
 CEMIG

**RESUMO**

A proposta do trabalho é apresentar uma metodologia que defina um parâmetro de referência que garanta a não violação do carregamento máximo de um elemento monitorado, quando da recomposição do circuito aberto por necessidade operativa. Pretendemos também definir nesta metodologia, medidas que viabilizem o fechamento de um circuito, após uma tentativa sem sucesso, quando a razão for “diferença de fase”, entre as tensões dos seus 2 terminais, maior que o ângulo ajustado no relé de “check” de sincronismo. Esta metodologia nos garante uma precisão absoluta na relação “ângulo versus potência ativa” durante o fechamento de um circuito, mesmo que esta relação seja do ângulo do circuito aberto versus potência ativa de um circuito remoto. Para suprir a falta do medidor de “ângulo de fase” de terminais de linhas de transmissão, a metodologia introduz a possibilidade da estimativa deste parâmetro através do “estimador de estado”, que é um “software” bastante conhecido, com finalidade de estimar diversos parâmetros elétricos “on line” de um sistema real.

**PALAVRAS-CHAVE**

Fechamento em anel. Violação de limite de carregamento. Diferença de fase. Variação de potência acelerante.

**1.0 - O CONCEITO DE FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA EM UMA LT**

Considerando a representação de um circuito equivalente de uma linha de transmissão apresentada na Figura 1.

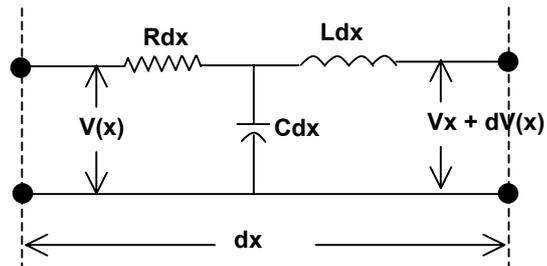


FIGURA 1 – CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA LT

O seu modelo unifilar é apresentado na Figura 2.

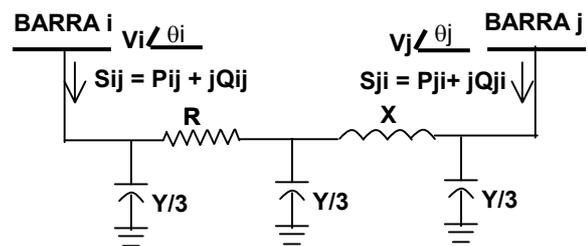


FIGURA 2 – MODELO UNIFILAR DE UMA LT

O ângulo de potência ( $\delta$ ), chamado de “diferença de fase” entre as tensões, será a diferença entre os ângulos de fase dos 2 terminais, conforme ilustrado pela Figura 3.

\* Avenida Barbacena, 1200 - 13º andar - CEP 30161-970 - Belo Horizonte - MG - BRASIL  
 Tel.: (31) 3349-2045 - Fax: (031) 299-3956 - E-MAIL: rlbastos@cemig.com.br

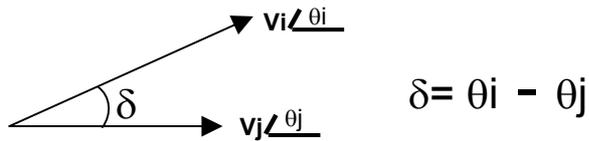


FIGURA 3 – DIFERENÇA DE FASE ENTRE AS TENSÕES DOS TERMINAIS DE UMA LT

Na avaliação que faremos adiante, iremos nos ater somente à formulação das expressões de fluxo de potência ativa ( $P_{ij}$ ) e ( $P_{ji}$ ). Nestas expressões, a admitância ( $Y$ ) e as potências reativas ( $Q_{ij}$ ) e ( $Q_{ji}$ ), não são consideradas.

O desenvolvimento das funções das variáveis em uma linha de transmissão resultam nas seguintes expressões de potência ativa<sup>1</sup> nos terminais da mesma:

$$P_{ij} = (R|V_i|^2 - R|V_i||V_j|\cos\delta + X|V_i||V_j|\sin\delta) : (R^2 + X^2) \quad (1)$$

$$P_{ji} = (R|V_j|^2 - R|V_j||V_i|\cos\delta - X|V_j||V_i|\sin\delta) : (R^2 + X^2) \quad (2)$$

Os sinais algébricos resultantes do cálculo dos módulos  $|P_{ij}|$  e  $|P_{ji}|$  indicarão os sentidos dos vetores

→ →  
 $P_{ij}$  e  $P_{ji}$ .

Desta forma, tem-se :

- Fluxo da barra  $i$  para a barra  $j$  para sinais algébricos (+) resultantes do cálculo de  $P_{ij}$  e (-) de  $P_{ji}$ .
- Fluxo da barra  $j$  para a barra  $i$  para sinais algébricos (+) resultantes do cálculo de  $P_{ji}$  e (-) de  $P_{ij}$ .

Considerando o “efeito, Joule”, que corresponde a perda de potência elétrica<sup>2</sup> (ativa) em uma linha de transmissão, que será tanto maior quanto maior for o valor de  $R$ , então os módulos  $|P_{ij}|$  e  $|P_{ji}|$  serão diferentes. Esta diferença corresponde exatamente à perda por “efeito Joule” dada pela equação (3).

$$|P_{ij}| - |P_{ji}| \text{ (Watts)} = R(\text{ohms}) \times I(\text{ampères}) \quad (3)$$

O valor da resistência ( $R$ ) de uma linha de transmissão é função dos seguintes parâmetros :

- Freqüência de operação(efeito pelicular - proporção direta);
- Comprimento da LT(proporção direta);
- Seção transversal do cabo(proporção inversa).

Para o padrão de freqüência (50 ou 60 Hz) utilizado internacionalmente, e considerando as normas de projeto, a freqüência de operação e a seção transversal do cabo não tem influência significativa no valor da resistência ( $R$ ) em relação ao seu comprimento. Mesmo considerando linhas médias e longas, quando compararmos o valor de ( $R$ ) com o valor de ( $X$ ), ambos aplicados às equações (1) e (2), veremos que ( $R$ ) é muito pouco significativo na relação

entre potência ativa e “diferença de fase” de tensão em uma linha de transmissão. Observemos os dados reais de uma linha de transmissão do Sistema Interligado Brasileiro a seguir representada.

- Tensão de operação: 500 kV;
- Comprimento: 356,28 km(linha longa>160 km);
- Seção transversal:  $3 \times 456 \text{mm}^2$  (3 condutores por fase);
- Resistência: 8,487 ohms
- Reatância: 126,553 ohms.

Pelos dados da linha de transmissão acima, observa-se que os termos das equações (1) e (2) que são multiplicados por ( $R$ ), são muito menores que os termos multiplicados por ( $X$ ). Desta forma, estas equações tomarão respectivamente, o formato das equações (4) e (5).

$$P_{ij} = (|V_i||V_j|\sin\delta) : (X) \quad (4)$$

$$P_{ji} = - (|V_j||V_i|\sin\delta) : (X) \quad (5)$$

## 2.0 - POTÊNCIA EM UMA LINHA DE TRANSMISSÃO FUNÇÃO DO ÂNGULO DE POTÊNCIA

Nas equações (4) e (5), considerando a convenção de sinais apresentada no item (1), observa-se que os fluxos de potência ativa ( $P_{ij}$ ) e ( $P_{ji}$ ) são iguais em módulo e opostos em relação às barras em que os terminais da linha de transmissão estão ligados(barras  $i$  e  $j$ ). A equação (6) representa esta notação.

$$P_{ij} = - P_{ji} \quad (6)$$

No planejamento da operação de um sistema elétrico real não é comum desprezar a resistência ( $R$ ) mas, ao contrário, procura-se gerenciar as perdas elétricas provocadas por esta resistência, já que representa um montante significativo em todo o sistema. Para se ter uma idéia deste montante, somente na rede AT e EAT do Sistema Interligado Brasileiro, chega a atingir 4% da potência total gerada. Ao adicionar à ela a perda da BT, chega-se à um total de cerca de 9%.

O parâmetro ( $R$ ) foi desconsiderado neste artigo, somente para se ter uma visão clara da relação direta entre a potência ativa em uma linha de transmissão e a “diferença de fase” das tensões aplicadas aos seus terminais. Dentro deste conceito tem-se a equação (7).

$$P_{it}(\text{MW}) \propto \sin \delta(\text{graus}) \quad (7)$$

Esta relação (7), indica que a única maneira pela qual pode-se afetar o valor da potência ativa transmitida por uma LT é obviamente, mudando o “ângulo de fase” ( $\delta$ ).

Uma variação de carga ou de geração em um sistema elétrico de potência operando em regime permanente, provoca uma redistribuição de fluxo de potência ativa em sua rede, de forma que todas as linhas de

transmissão desta rede terão seu fluxo de potência ativa alterado.

A Figura 4 mostra a relação entre a potência ativa transmitida e o “ângulo de fase” ( $\delta$ ) para uma LT real.

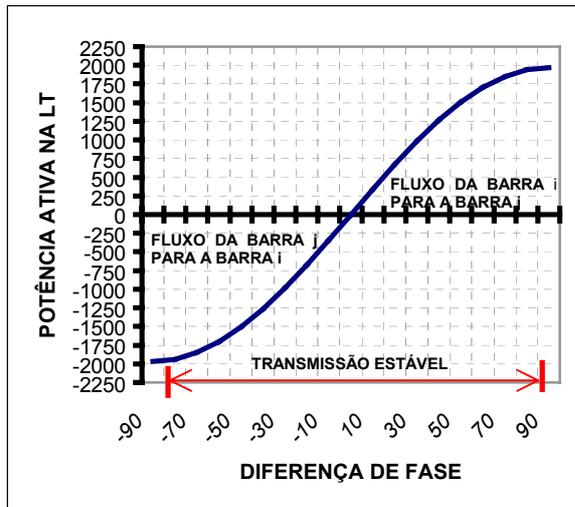


FIGURA 4 – RELAÇÃO ENTRE POTÊNCIA TRANSMITIDA E ÂNGULO DE FASE

Note que a potência ativa muda de sentido com a mudança de sinal (+) ou (-) do “ângulo de fase” ( $\delta$ ).

Na Figura 4, pode-se ver que qualquer tentativa de incremento de fluxo de potência ativa na linha de transmissão, através de carga ou de geração, além dos limites do “ângulo de fase” ( $\delta$ ), produz um efeito contrário que resulta em redução de fluxo na LT, provocando perda de sincronismo entre as barras (i) e (j). Este ponto da curva é portanto chamado de “limite de estabilidade estática”.

### 3.0 - DETERMINAÇÃO DO AJUSTE DO RELÉ DE CHECK DE SINCRONISMO

A metodologia básica utilizada pelos profissionais da área de planejamento da operação elétrica para determinação do “ângulo de fase” para ajuste do relé de check de sincronismo, consiste da simulação em regime dinâmico do fechamento em anel do respectivo circuito.

Dos conceitos da “estabilidade dinâmica” sabe-se que, durante o fechamento em anel de uma linha de transmissão, o impacto dinâmico sobre os geradores é traduzido pela potência acelerante dos mesmos. Este fenômeno pode resultar em problemas mecânicos destrutíveis traduzidos em torções inadmissíveis nos eixos e até mesmo em “Stress” em isolamento de bobinas por forte atração magnética entre estator e rotor.

O que define o “ângulo de fase” máximo ajustável, é o limite máximo de potência acelerante de todas as unidades geradoras do sistema representado. Internacionalmente, e também no Brasil, admite-se como critério o limite de 50% de variação de potência acelerante em relação à sua potência nominal, em cada gerador em operação durante o fechamento da linha de transmissão. Somente a CEMIG admite 80%

para todos os seus geradores, baseado em ensaios de campo efetuados em tempo real em alguns de seus geradores.

## 4.0 - PROPOSTA DE METODOLOGIA

### 4.1 LT aberta por sobrecarga

Neste caso, considera-se uma linha de transmissão aberta por atuação de sua proteção de sobrecorrente ou aberta manualmente para eliminar sobrecarga na mesma. A questão premente é saber quando esta LT poderá ser religada sem o risco de reincidência da razão que acarretou a sua abertura.

Em nível de planejamento da operação, cientes desta possibilidade, deve-se inicialmente, através de simulações, ajustar o carregamento da LT ao seu limite de carregamento. Caso este limite corresponda ao ajuste de proteção, usualmente adota-se uma margem de segurança de 10% inferior, em relação à este ajuste, de forma a garantir que oscilações de carga no sistema elétrico, imediatamente após o seu religamento, não provoque uma nova abertura da mesma. Da mesma forma, deve-se atribuir uma margem de segurança, normalmente de 5% inferior, caso o limite corresponda ao seu carregamento máximo admissível.

Na simulação, o ajuste de fluxo de potência ativa da LT ao seu limite, é feito através de relocação de geração entre as usinas de Máxima Influência Positiva (usinas MIP) e as usinas de Máxima Influência Negativa (usinas MIN)<sup>4</sup>. Corresponde a dizer que, para reduzir o fluxo, deve-se reduzir a geração das usinas do lado do terminal-fonte da LT e aumentar geração do lado do terminal-carga da LT. Obviamente, o aumento do fluxo deve ser feito de forma oposta.

Após ajustado o fluxo de potência ativa na LT, simula-se a abertura da mesma. A diferença angular ou seja, a “diferença de fase” de tensão entre as 2 barras terminais da LT obtido desta simulação, corresponderá invariavelmente, ao fluxo máximo permitido para esta LT.

A aplicação deste resultado no sistema real não pressupõe a existência de medidor de ângulo nos terminais da LT correspondente. Mas, sabendo-se que este equipamento é pouco usual nesta função, pode-se estimar o referido ângulo através de “Estimador de Estado” (item 5).

### 4.2 LT aberta por falta ou programadamente

Neste caso, considera-se uma linha de transmissão aberta por atuação de sua proteção durante falta, ou aberta programadamente para manutenção ou por alguma necessidade operativa.

No caso de linhas de transmissão que interligam grandes blocos de geração é comum, quando do seu religamento manual, o mesmo não ser satisfatório, pelo simples fato do “defasamento angular” corrente, ser superior ao ajuste do relé de “check” de sincronismo.

Lembramos que não é recomendável “bypassar” o relé, religando a LT sem o devido “check” de sincronismo. Esta medida poderá acarretar em danos irreversíveis aos geradores eletricamente próximos, já que o ajuste deste relé está relacionado com o limite máximo permitido de variação de potência acelerante, conforme mencionado no item 3.

A solução para viabilizar o religamento da LT nestes casos é, obviamente, reduzir o “defasamento angular” a valores inferiores ao ajuste do relé de “check” de sincronismo. A questão é definir diretrizes para aplicação pelos Centros de Operação.

A nossa proposta consiste de 3 alternativas apresentadas a seguir.

1. O sistema não possui medidor de ângulo nos terminais da LT e não dispõe de “Estimador de Estado”. Neste caso, através de simulação, define-se qual a relação entre os grupos de influência de geração (MIP e MIN), que garanta um carregamento na LT em valores inferiores ao fluxo correspondente ao “ângulo de fase” ao qual foi ajustado o relé de “check de sincronismo”. A relação é dada por uma inequação de geração no seguinte formato:  $GA + KGB < C$ , onde **GA** = grupo MIP, **GB** = grupo MIN, **K** = fator  $\Delta GA/\Delta GB$  para fluxo constante na LT e **C** é um fator constante, dado em **MW**, na relação entre **GA** e **GB**.
2. O sistema não possui medidor de ângulo nos terminais da LT mas dispõe de “Estimador de Estado”. Neste caso, o ângulo corrente deverá ser reduzido a valores inferiores ao ajuste do relé de “check de sincronismo” através de elevação de geração no grupo de usinas MIN e redução no grupo de usinas MIP, utilizando-se também o “Estimador de Estado” para a verificação iterativa do ângulo. A inequação da alternativa anterior pode ser usada como referência.
3. O sistema possui medidor de ângulo em ambos os terminais da LT. Embora esta possibilidade seja remota, devemos considerá-la até mesmo porque pode ser interessante para a Rede Básica do Sistema Interligado em alguns casos, a sua instalação. Neste caso, o ângulo corrente pode ser reduzido a valores inferiores ao ajuste do relé de “check de sincronismo” através de elevação de geração no grupo de usinas MIN e redução no grupo de usinas MIP.

## 5.0 - ESTIMADOR DE ESTADO

O Centro de Operação do Sistema da CEMIG possui no seu Sistema de Supervisão e Controle Distribuído—SSCD, um conjunto de funções de análise de redes, desenvolvido pela UNICAMP<sup>5</sup> e integrado pela CEMIG.

Este conjunto contém as seguintes funções:

- Configurador da Rede Elétrica;
- Estimador de Estado;
- Fluxo de Potência;
- Análise de Contingências;
- Equivalente de Redes.

A função Estimador de Estado<sup>6</sup> é formada por dois módulos: o módulo de Observabilidade e o módulo Estimador de Estado.

O módulo de Estimador de Estado utiliza o método Desacoplado Rápido - Versão BX – para processo iterativo e teste de resíduos normalizados para detecção e identificação de medidas com erros grosseiros e o módulo observabilidade utiliza o método de Observabilidade Numérica<sup>7</sup>.

O Estimador de Estado é executado periodicamente, em intervalos de 16 segundos.

No caso de perda de telemedições, por falha de comunicação ou por perda de remota, existe a possibilidade de substituir estas telemedições por valores gerados por um processo de Previsão de Carga *on-line*, que será implementando no SSCD da CEMIG.

Os dados de previsão de carga serão importantes no processo de observabilidade para permitir a integração das ilhas observáveis na etapa de estimação de estado.

O processo de estimação de estado utiliza os seguintes tipos de medidas:

- Fluxos de potências ativas e potências reativas de linhas de transmissão e transformadores.
- Injeções de potências ativas e potências reativa (geradores, cargas).
- Tensões de barras, ou de seções de barras
- Tap de transformadores

O Estimador de Estado tem as seguintes características:

- Estimação de tensões e de ângulos de fase do modelo elétrico
- Tratamento de sistemas com múltiplas ilhas observáveis
- Tratamento de sistemas com múltiplas ilha físicas
- Tratamento de restrições de igualdade dentro das precisões usuais de estudos de análise de redes
- Detecção de erros grosseiros em medidas analógicas
- Identificação de erros grosseiros em medidas analógicas
- Geração dos valores mais prováveis para as medidas identificadas como contendo erros grosseiros
- Modelagem de linhas curtas e representação de partes do sistema de subtransmissão

## 6.0 - RESULTADOS

No exemplo a seguir, apresentamos um caso real de utilização de referência angular para fechamento de linha de 138 kV, após abertura devido à sobrecarga.

No dia 03/11/2002, às 09h36, em virtude de superação do limite de carregamento (525 A), foi necessária a abertura da LT 138 kV SE Itutinga – São João Del Rei, pelo COS da CEMIG (figura 5). Conforme instrução operativa da CEMIG em vigor, o ângulo máximo de

defasamento angular entre os dois terminais, para que não ocorra sobrecarga após o religamento da linha, é de  $12,5^\circ$ . A linha foi religada às 17h30 do mesmo dia, após estabilização da defasagem angular – figura 6.



FIGURA 5 – ABERTURA DA LT 138 kV SE ITUTINGA – SÃO JOÃO DEL REI, PELO COS DA CEMIG

Módulos e Ângulos Estimados das Barras			
Selecione a Ilha: 23			
Estação	Barra	Módulo (kV)	Ângulo (Grau)
ITAB2	B1_13.8P	14,42351	-5,861509
ITAUN1	B1_138P	130,8054	-1,530686
ITUM	B1_500P	511,4093	21,63449
ITUT	B2_1380P	141,1067	9,923174
ITUT	B1S1_3450P	354,3918	11,34315
ITUT	T001T TERM. ITUT	14,31728	9,607658
ITUT	T001 CENTRO ITUT	1,037438	9,595819
ITUT	B1S2_3450P	354,5345	11,29454
ITUT	T002T TERM. ITUT	14,31898	9,584311
ITUT	T002 CENTRO ITUT	1,037411	9,5936

Módulos e Ângulos Estimados das Barras			
Selecione a Ilha: 23			
Estação	Barra	Módulo (kV)	Ângulo (Grau)
SGPARA	B1_500P	542,4562	4,235636
SGPARA	B1_13.80P	13,95813	0,4573183
SGPARA	T001 CENTRO SGPARA	1,011684	0,4678308
SGPARA	B1S1_138P	139,5129	0,6300178
SJDR1	B1_1380P	140,8746	-2,35569
TAQU	B2_3450P	342,7048	8,728641E-02
TAQU	T004T TERM. TAQU	12,95525	-3,532373
TAQU	T004 CENTRO TAQU	0,9387798	-3,545201
TAQU	T003T TERM. TAQU	12,957	-3,518297
TAQU	T003 CENTRO TAQU	0,9387513	-3,548977

FIGURA 6 – ÂNGULOS DOS TERMINAIS DA LT 138 KV SE ITUTINGA – SÃO JOÃO DEL REI NO HORÁRIO DO FECHAMENTO: 17H30MIN.

Ressalta-se que, anteriormente a esta referência angular, em virtude dos fatores que influenciam o carregamento da linha suplantarem a área de operação da CEMIG, dificultando o estabelecimento de referências para monitoramento do carregamento a partir do patamar de geração de determinadas usinas, houve religamentos, após aberturas em razão de sobrecargas, em condições ainda desfavoráveis de carregamento, ocasionando a necessidade de nova abertura da linha, implicando, inclusive, em manutenção da linha fora de serviço durante vários dias, diminuindo o nível de confiabilidade de atendimento a parte da região sul do Estado de Minas Gerais.

No exemplo a seguir, verificamos uma nova possibilidade de utilização de referência angular para

auxílio no restabelecimento de linha de transmissão após desarme.

No dia 01/10/2002, às 00h05, houve desarme da linha de transmissão de 500 kV entre as subestações de Itumbiara (ITUM)/FURNAS e São Simão (UHSSIM)/CEMIG (Figura 7).

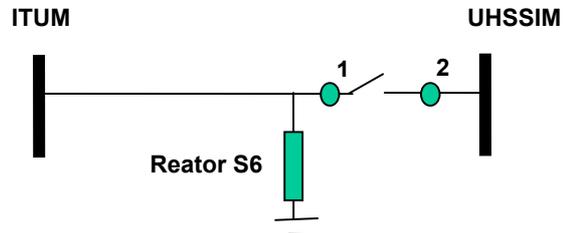


FIGURA 7 – LT ITUMBIARA – SÃO SIMÃO 500 kV

Após o desarme da linha, às 00h08, com a constatação de que não havia atuação de proteção que impedisse o teste de religamento, houve a energização da linha, através do terminal da SE Itumbiara. Logo em seguida houve tentativa de fechamento do terminal da SE São Simão, em anel, não satisfatória, em razão do disjuntor não ter aceitado comando.

Às 00h28 houve inversão do sentido de energização, com envio de tensão a partir da SE São Simão, e fechamento da linha em anel através da SE Itumbiara, com subsequente desarme.

Na tabela 1, verificamos o momento em que ocorre o desligamento da linha (00:04:35) e na sequência, o fechamento da linha (00:28:07). No momento imediato, um novo desligamento (00:28:45) e por último, a nova tentativa de se restabelecer a linha, dessa vez com sucesso (01:33:37).

TABELA 1 – MENSAGENS DE ALARME

1/10/02 00:04:35	ITUM_UHSSIM_U fora de serviço
1/10/02 00:28:07	ITUM_UHSSIM_U em serviço
1/10/02 00:28:45	ITUM_UHSSIM_U fora de serviço
1/10/02 01:33:37	ITUM_UHSSIM_U em serviço

Avaliações posteriores comprovaram que a impossibilidade de fechamento do terminal da SE São Simão, às 00h08, se devia à defasagem angular entre os dois terminais apresentar valor superior ao ajuste da proteção de sincronismo ( $43^\circ$ ). Como não existe relé de verificação de sincronismo no terminal de Itumbiara, a linha foi fechada em anel por este terminal, às 00h28.

A informação da condição angular, não disponível para as equipes responsáveis pelo restabelecimento, limitaria a indisponibilidade da linha ao tempo necessário à atuação nos recursos de geração disponíveis, que propiciariam a colocação da defasagem angular entre os dois terminais em valor inferior ao ajuste do relé de “check” de sincronismo.

Na tabela 2 , temos os módulos e os ângulos da tensões estimados nos pontos 1 e 2, momentos antes de se ligar o terminal da linha ITUM\_UHSSIM\_U em UHSSIM.

TABELA 2 – VALORES ESTIMADOS(MÓDULO E ÂNGULO DE TENSÃO)

horário	Ponto 1	Ponto 2
00:27:00	522,73 kV   8,03°	518.16 kV   49,20°
01:33:00	508,19 kV   12,757°	509,57 kV   44,364°

São valores para o instante anterior ao fechamento dos disjuntores em UHSSIM.

No primeiro fechamento (00:28:07) a linha volta a desligar.

No segundo fechamento (01:33:37) a linha permanece ligada.

## 7.0 - CONCLUSÕES

- ✓ Pode-se garantir o fechamento em anel de uma LT com sucesso, ajustando-se o “defasamento angular” da tensão entre os seus terminais através de relocação de geração entre as usinas do Sistema Interligado.
- ✓ Pode-se garantir que uma LT, desligada manualmente para eliminar sobrecarga ou desligada pela proteção de sobrecorrente, não seja novamente submetida a sobrecarga quando religada, através do ajuste do “defasamento angular” da tensão entre os seus terminais correspondente ao seu limite de carregamento.
- ✓ O “Estimador de Estado” pode ser usado com boa precisão para estimativa do “defasamento angular” entre os terminais de uma linha de transmissão aberta.

Interligado Brasileiro e também do sistema de EAT e AT da CEMIG, desde 1978.

SILVA P. R. E. , graduação EESC-USP (1980), mestrado EESC-USP (1985), engenheiro de operação do sistema, CEMIG, desde 1985.

SILVA, W. A., graduação PUC-MG (1995), engenheiro de operação do sistema, CEMIG, desde 1996.

## 9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

<sup>1</sup> Olle I. Elgerd - Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica.

<sup>2</sup> William D. Stevenson Jr. – Elementos de Análise de Sistemas de Potência.

<sup>3</sup> Programa ANAREDE do CEPEL (Centro de Pesquisas da ELETROBRÁS).

<sup>4</sup> Paulo C. Almeida, Antonio L. Bergamo Bomfim, Ronaldo de Lima Bastos, Antonio Ricardo C.D.Carvalho – Nova Ação de Controle para os Esquemas de Proteção de Sistema(EPSs) – VIII SEPOPE.

<sup>5</sup> Integração das Funções de Análise de Rede no Sistema CEMIG. Relatório 5 do convênio CEMIG/UNICAMP sobre Funções de Análise de Redes, abril de 1996.

<sup>6</sup> A. MONTICELLI, A. V. GARCIA. Fast decoupled state estimators, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, No. 2, pp. 556-564, May 1990.

<sup>7</sup> A. MONTICELLI, F. F. WU. Network observability: Theory, IEEE Transactions PAS, vol. 104, No. 5, pp. 1035-1041, May 1985.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

BASTOS, R. L., graduação PUC-MG (1977), engenheiro de planejamento da operação do Sistema