



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

GPC 26  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

## **GRUPO V**

### **GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

#### **PROPOSTA DE UTILIZAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE PERDA EXCITAÇÃO POR MEIO DE UNIDADES MHO VISANDO AUMENTAR A REGIÃO DE OPERAÇÃO DA CURVA DE CAPACIDADE DA MÁQUINA SÍNCRONA DELIMITADA PELO REGULADOR DE TENSÃO, CURVA DE EXCITAÇÃO MÍNIMA E ESTABILIDADE PRÁTICA**

**Adriano P. de Morais(\*) \***  
**Carlos A. de Miranda Aviz\*\*\***

**Ghendy Cardoso Jr\***  
**Fabiola G. N. Barros\*\***

**Lenois Mariotto\***  
**Wellington A. dos S. Fonseca\*\***

**\* Universidade Federal de Santa Maria – UFSM/DESP/CEEMA**

**\*\* Universidade Federal do Pará – UFPA/NESC/GSEI**

## **RESUMO**

Este trabalho apresenta um método para maximizar a área de operação da curva de capacidade da máquina síncrona delimitada pelo regulador de tensão, curva de excitação mínima e estabilidade prática. Para isso duas unidades adicionais de relé de distância tipo *mho* com *offset* de maneira a se ajustar mais as características de excitação mínima e estabilidade prática da curva de capacidade. O ponto de intersecção entre a curva de capacidade da máquina e a curva da proteção de perda de excitação continua sendo o mesmo utilizado pelos métodos de ajustes tradicionais. O que se propõe é o ajuste de duas unidades tipo *mho* com *offset* deslocadas no plano P-Q ou R-X. Com isso, o limitador de tensão pode ser recuado para a esquerda da curva de capacidade e assim a máquina poderá ter um ganho nesta região, operando em uma região da curva que anteriormente estaria bloqueada pela atuação do relé *mho*.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Curva de Capacidade, Proteção de Perda de Excitação, Máquinas Síncronas.

### **1.0 - INTRODUÇÃO**

As curvas de capacidade das máquinas síncronas podem ser definidas como os contornos de superfícies, no plano P-Q (potência ativa x potência reativa), dentro dos quais o carregamento das respectivas máquinas poderá ser feito satisfatoriamente e de acordo com os limites admissíveis para sua operação em regime permanente (1).

Os principais fatores que limitam a capacidade de um gerador síncrono são aqueles estabelecidos pelos níveis de perdas toleráveis, decorrentes do carregamento da máquina, que influenciam decisivamente na produção de calor e na conseqüente elevação da temperatura de trabalho, não só da máquina como um todo, mas, principalmente, de partes específicas. Porém, a curva de capacidade também pode ter sua área de operação limitada por restrições impostas pelas características operacionais das proteções do gerador.

A proteção contra de perda de excitação (função ANSI - 40), pode impedir que o gerador opere na região próxima ao limite de excitação mínima e estabilidade prática da curva de capacidade. A Figura 1 mostra a curva de capacidade do gerador 13 da usina hidrelétrica de Tucuruí. Em regime permanente, o gerador dificilmente estará operando nesta região, porém em condições de contingência esta área poderá ser importante. Como por exemplo, quando grandes blocos de carga são abruptamente retirados do sistema. Neste tipo de situação o ponto de operação pode vir a se localizar na área próxima ao limite de excitação mínima e estabilidade prática devido ao efeito capacitivo provocado pelo pequeno carregamento das linhas de transmissão. Sendo assim, a proteção de perda de excitação poderá causar *trip* removendo o gerador do sistema sem necessidade, podendo desencadear uma série de problemas para o sistema.

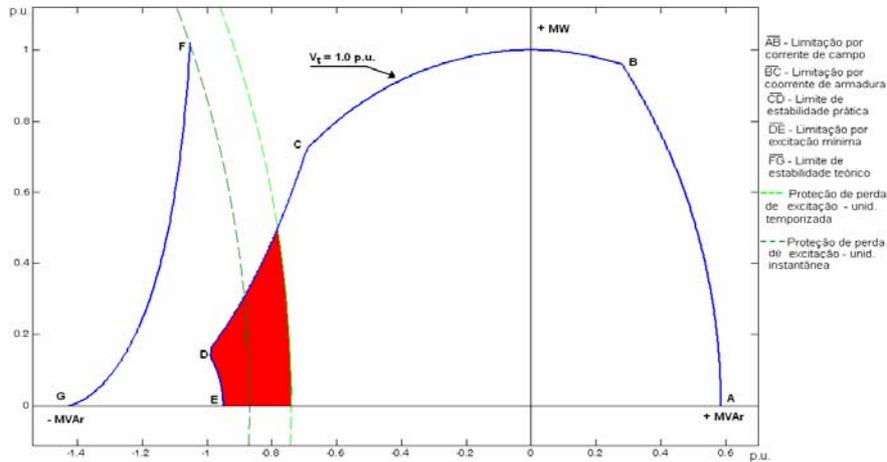


FIGURA 1 - Curva de capacidade do gerador 13 da Usina de Tucuruí com área de não operacionalidade (hachurada) imposta pela proteção de perda de excitação.

## 2.0 - CURVA DE CAPABILIDADE

A curva de capacidade, ou capacidade, é função direta da tensão terminal de operação. Em consequência, não existe uma única curva de capacidade para um dado gerador e sim uma família de curvas tendo como parâmetro a tensão terminal de operação. A tensão de operação de um gerador é uma grandeza que não deve se afastar muito do seu valor nominal, por isso determina-se apenas três curvas para cada máquina: uma para a tensão nominal ( $V_t = 100\%$ ) e as outras duas para 5% acima e abaixo da tensão nominal ( $V_t = 105\%$  e  $V_t = 95\%$ ).

Como é usual no estudo das máquinas síncronas, o pequeno efeito da resistência de armadura geralmente desprezado nas equações que relacionam as quedas de tensão, bem como se despreza o efeito da saturação magnética sobre as reatâncias da máquina. Estas aproximações não introduzem variações sensíveis nas curvas de capacidade. Entretanto, deve-se ter em mente que as reatâncias da máquina, e inclusive a relação entre  $E_f$  e  $I_f$ , deverão ser consideradas com os seus valores saturados para as condições normais de operação (1). Neste trabalho foi utilizado valores saturados pra construção das curvas de capacidade.

Os principais fatores que limitam a faixa de operação dos geradores síncronos em regime permanente contínuo são: Tensão terminal, corrente de armadura, corrente de campo, limite de estabilidade, excitação mínima permissível e capacidade da máquina primária.

## 3.0 - PERDA DE EXCITAÇÃO EM MÁQUINAS SÍNCRONAS

A perda de excitação em máquinas síncronas pode ser causada por diversas condições anormais no circuito de campo da máquina. Quando um gerador perde a excitação, passa a operar como um gerador de indução, girando acima da velocidade síncrona. Nessa situação a máquina passa a absorver potência reativa do sistema a fim de manter-se excitada, podendo causar reduções de tensão no sistema e oscilações de potência ativa e reativa (ver Figura 2).

Danos no estator e rotor do gerador podem acontecer devido ao aquecimento excessivo originado das correntes reativas que fluem para dentro da máquina, associado ao baixo valor da tensão terminal da máquina. Relés de subcorrente conectados ao circuito de campo foram amplamente utilizados no passado, atualmente acredita-se que os mais seletivos para perda de excitação são os relés direcionais de distância tipo *mho* com *offset* conectado nos terminais do gerador.

Quando a excitação é perdida, a impedância equivalente de carga vista pelo gerador traça um percurso do primeiro para o quarto quadrante, sendo que o traçado da impedância depende do carregamento inicial do gerador. Porém, a possibilidade de operação indevida desta proteção, ainda preocupa os profissionais da área.

Casos de atuação indevida da proteção durante oscilações do sistema têm sido relatados, sendo a maioria destas devido a curtos-circuitos próximos ao gerador, com este operando na região de subexcitação.

A Figura 3 ilustra a diferença na trajetória da impedância aparente, após perda de excitação e curto-circuito trifásico próximo do gerador, para o mesmo carregamento inicial.

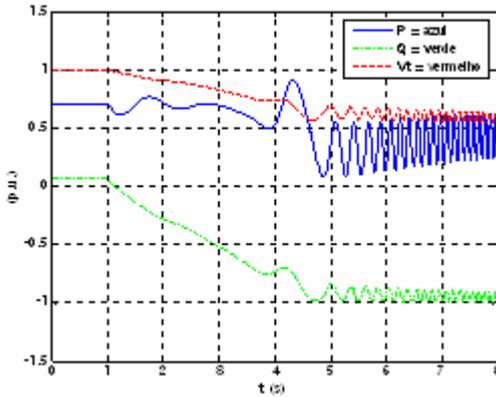


FIGURA 2 - Oscilação da tensão Terminal e das potências ativa e reativa do girador síncrono após a perda de excitação.

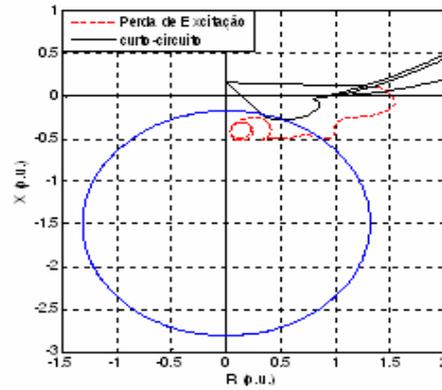


FIGURA 3 – Trajetória da impedância aparente vista pelo relé após perda de excitação e curto-circuito.

### 3.1 Revisão da Técnicas de Ajuste mais Utilizadas

Atualmente, a proteção contra falta de excitação mais utilizada é composta por relés de distância tipo *mho* alimentado por transformadores de corrente e transformadores de potencial ligados ao circuito do estator. A proteção proposta em 1949 por C. R. Mason (2) consiste de um relé de distância monofásico, de característica *mho* com *offset*, polarizado para monitorar a impedância vista dos terminais do gerador. No plano R-X a característica do relé é um círculo com *offset* e ângulo de máximo torque igual a  $-90^\circ$ . Assim, o relé opera quando a impedância vista pelo gerador se encontrar no interior da característica circular.

Os ajustes básicos são o *offset*, sendo recomendado a metade da reatância transitória de eixo direto ( $X'd/2$ ), e o diâmetro com ajuste igual ao valor da reatância síncrona de eixo direto ( $X_d$ ). A Figura 4 mostra a característica operacional da proteção de perda de excitação proposta por (2).

Devido as máquinas atuais serem projetadas com valores maiores de reatância síncrona de eixo direto  $X_d$ , na faixa de 1,5 – 2,0 p.u., o ajuste do diâmetro do relé *mho offset* em  $X_d$  abre a possibilidade de operação incorreta do relé quando operando na região de subexcitação.

O problema da operação indevida foi estudado por vários autores, e a solução, introduzida por J. Berdy em 1975 (3), continua sendo bem aceita até hoje por profissionais da área de proteção do sistema de potência. A proteção consiste uma unidade *mho offset* com duas zonas como é mostrado na Figura 5, sendo a primeira zona ajustada com 1.0 p.u de diâmetro (na base do gerador) na qual detectará uma condição de perda de campo desde plena carga até próximo de 30% da carga, e se ajusta com operação quase instantânea para proporcionar proteção rápida para condições severas em termos de possível dano à máquina e efeitos adversos no sistema. A segunda zona, com diâmetro igual à  $X_d$  é ajustada com um retardo de tempo de 0.5 – 0.6 segundos conforme (3). Ambas as unidades devem ser ajustadas com um *offset* de  $X'd/2$ . Segundo (4), o diâmetro e *offset* devem ser ajustados utilizando reatâncias síncronas não-saturadas da máquina.

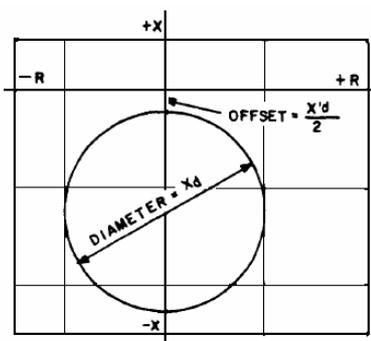


FIGURA 4 - Característica Operacional da Proteção de Perda de Excitação Proposta por Mason.

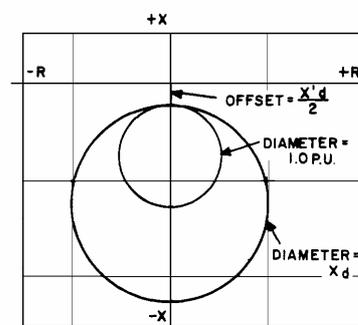


FIGURA 5 - Característica Operacional da Proteção de Perda de Excitação Proposta por Berdy.

#### 4.0 - PROPOSTA DO NOVO AJUSTE

Visando aumentar a área útil da curva de capacidade sem que ocorra a atuação da proteção de perda de excitação, empregou-se duas unidades adicionais de relé de distância tipo *mho* com *offset*, unidade I e II, a serem utilizadas conjuntamente na lógica de *trip* com a proteções propostas por (3), uma das mais utilizadas.

O novo ajuste é feito primeiramente na curva capacidade do gerador, plano P-Q, e posteriormente analisado no plano R-X. A duas unidades *mho offset* adicionais são combinadas de maneira a se ajustar mais as características de excitação mínima e estabilidade prática da curva de capacidade da máquina. Três pontos da curva de capacidade são levantados conforme Figura 6.

- A) Ponto de intersecção da curva de capacidade com a proteção de perda de excitação, unidade temporizada.
- B) Ponto de intersecção da curva de capacidade com a proteção de perda de excitação, unidade instantânea;
- C) Ponto de intersecção da curva de capacidade com o eixo de potência reativa.

Após os três pontos terem sido levantados, ajusta-se a unidade I passando pelos pontos B e C e a unidade II passando pelos pontos A e B. Ambas unidades ajustadas com valor de raio mais próximo possível dos ajustes tradicionais de (2,3). A Figura 7 mostra os ajustes da proteção no plano P-Q.

Os pontos devem ser levantados na curva de capacidade de maior tensão terminal de operação, visto que a proteção de perda de excitação não acompanha proporcionalmente o movimento da curva de capacidade para diferentes tensões de operação. A proteção de perda de excitação se movimenta no mesmo sentido da curva de capacidade, quando se diminui ou aumenta a tensão terminal de operação, porém em maior proporção. Assim, fazendo o levantamento dos pontos na maior tensão de operação consegue-se proteger o gerador para todas as tensões de operação. No entanto, o maior ganho de área operação será quando a tensão terminal de operação for a mesma tensão do levantamento dos pontos para o novo ajuste. As Figuras 8, 9 e 10 mostram a área de operação permissível para as tensões terminais de operação  $V_t = 105\%$ ,  $V_t = 100\%$  e  $V_t = 95\%$  respectivamente. Os pontos A, B, C levantados para a tensão terminal de operação  $V_t = 105\%$ .

Após determinar os pontos para ajustes no plano P-Q analisa-se o comportamento no plano R-X como mostra a Figura 10.

No plano R-X é obtido o diâmetro, *offset* e ângulo de máximo torque das unidades adicionais I e II. Assim, estas unidades *mho offset* tem seus parâmetros definidos ajustados no plano R-X, de modo que o relé possa se movimentar no P-Q conforme a tensão terminal de operação. O critério de *trip* para a proteção de perda de excitação é então escrito na seguinte forma lógica (Ver Figura 11):

SE

$$[\text{Trip}(\text{ajustes tradicionais})] \cdot [\text{Trip}(\text{unidade I})] + [\text{Trip}(\text{ajustes tradicionais})] \cdot [\text{Trip}(\text{unidade II})] \geq 1 \text{ então } \mathbf{TRIP} \quad (1)$$

SENÃO **NO TRIP**

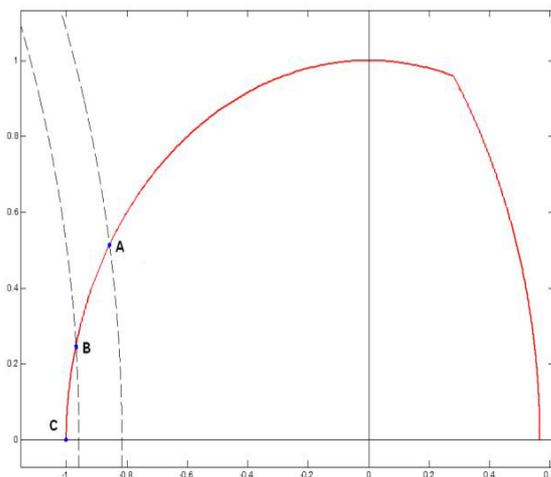


Figura 6 – Pontos A, B e C levantados na curva de capacidade.

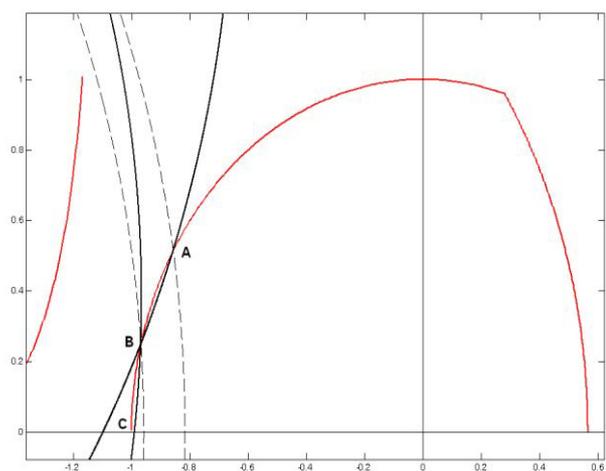
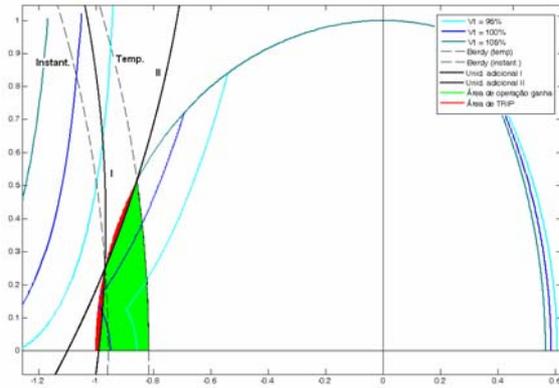
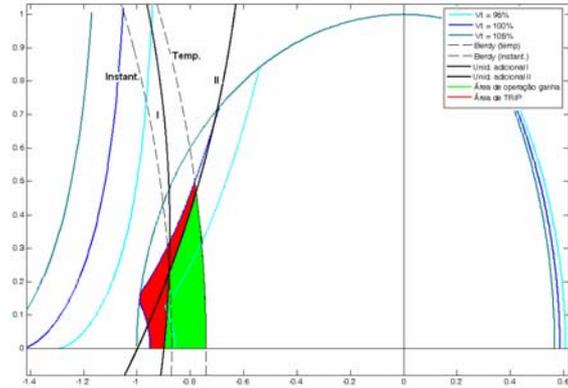
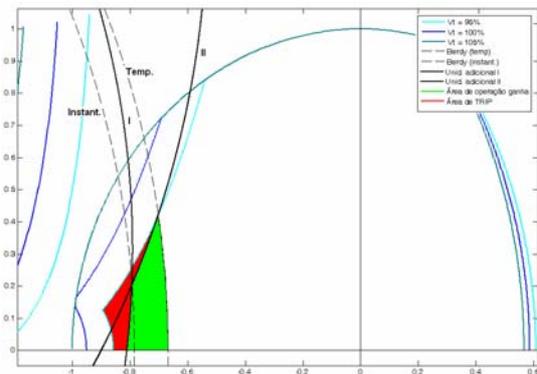
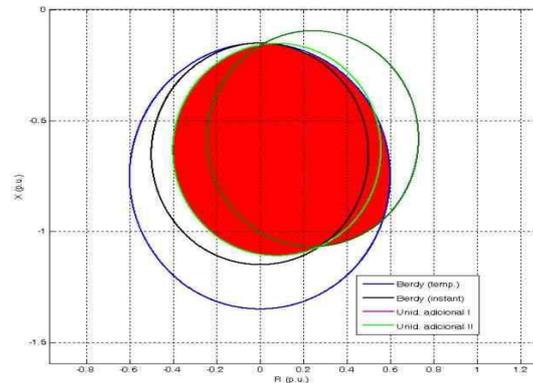


Figura 7 – Novo ajuste no plano P-Q.

Figura 8 – Área de operação ganha ( $V_t = 105\%$ ).Figura 9 – Área de operação ganha ( $V_t = 100\%$ ).Figura 10 – Área de operação ganha ( $V_t = 95\%$ ).Figura 11 – Área *trip* (hachurada) do novo ajuste no plano R-X.

O conjugado de fechamento da unidade *mho*, devido a iteração dos fluxos magnéticos originados pelas grandezas de corrente elétrica, que produz conjugado de operação, e tensão elétrica, que produz restrição, utilizado neste trabalho foi:

$$C = K_d \cdot E \cdot I \cdot \cos(r - \phi) - K_v \cdot E^2 \quad (2)$$

Sendo que:

$$E = (V_a - V_b) - ((I_a - I_b) \cdot Z_T) \quad (3)$$

$$Z_T = R + jX \quad (4)$$

Onde:

$C$  = conjugado

$K_d$  = constante de projeto para unidade direcional

$E$  = tensão de polarização de relé

$I$  = corrente associada a tensão entre fases ( $I_a - I_b$ )

$r$  = ângulo de máximo torque do relé de admitância

$\phi$  = ângulo de defasagem entre  $E$  e ou ângulo da impedância de defeito

$K_v$  = constante do elemento de retenção

$V_a$  = tensão na fase A

$V_b$  = tensão na fase B

$I_a$  = corrente na fase A

$I_b$  = corrente na fase B

$Z_T$  = offset do ajuste

$R$  = *offset* do eixo R no plano R-X

$X$  = *offset* do eixo X no plano R-X

Embora seja utilizado a equação de conjugado com base e definições para relés eletromecânicos, o método proposto é mais adequado para relés microprocessados onde a lógica (1) poderá ser facilmente implementada sem necessidade de unidades físicas do relé *mho*, mas sim, o aproveitamento das diversas características incorporadas nos relés, ou seja, uma pequena alteração no software de uma única unidade tipo *mho*.

### 5.0 - DESEMPENHO DA TÉCNICA PROPOSTA

Para verificar desempenho do ajuste proposto, foram realizadas dezenas de simulações computacionais de perda de excitação e oscilações estáveis no sistema da ELETRONORTE - Pará, conforme mostra a Figura 12.

Foram realizadas simulações de perda de excitação do Gerador 13 da usina hidrelétrica de Tucuruí e as oscilações estáveis foram simuladas por meio de um curto-circuito trifásico com duração de 100 milisegundos na saída da linha de transmissão LT 1, 6 km da subestação Tucuruí2 500.

As simulações foram feitas para diferentes carregamentos iniciais no programa DlgSILENT Power Factory<sup>®</sup>. Para a plotagem do ajuste da proteção, da trajetória da impedância e análise do desempenho do novo ajuste foi utilizado o programa MATLAB<sup>®</sup>. Dois casos extremos de carregamentos iniciais são mostrados na Tabela 1. As Figuras 13 e 14 mostram a trajetória da impedância para a perda de excitação nos casos 1 e 2, respectivamente. Os parâmetros do sistema estão apêndice A.

Tabela 1 – Carregamentos iniciais do gerador para simulações de perda de excitação e oscilações estáveis

caso	Carregamento Inicial do Gerador (MVA)	Perda de Excitação	Oscilação Estável
1	$312 + j 58,5$	TRIP	NO TRIP
2	$78 - j 78$	TRIP	NO TRIP
3	$250 - j 223,8$	TRIP	TRIP

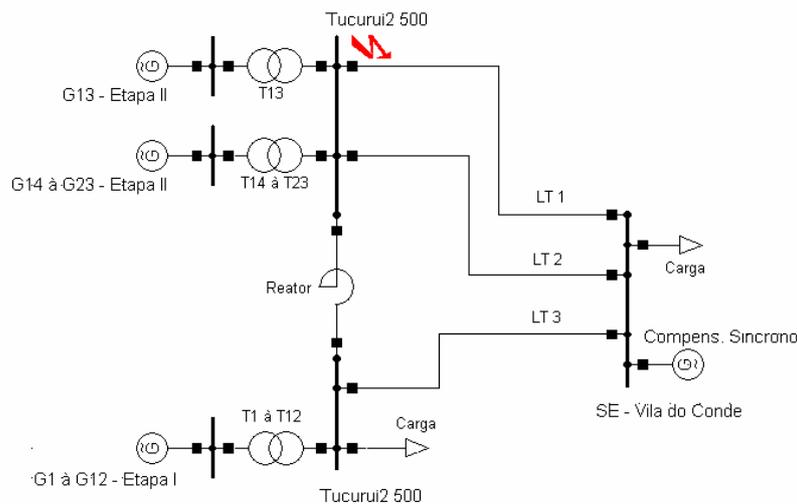


Figura 12 – Sistema ELETRONORTE - Pará.

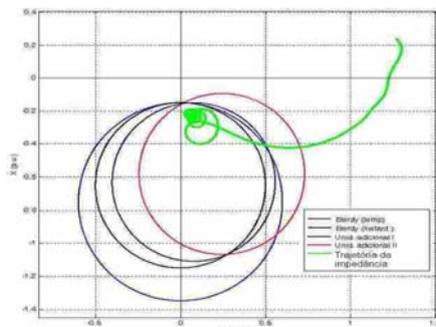


Figura 13 – Trajetória da impedância para perda de excitação – caso 1.

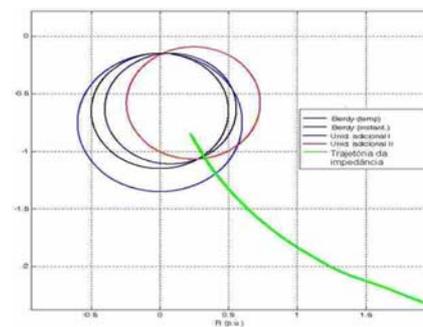


Figura 14 – Trajetória da impedância para perda de excitação – caso 2.

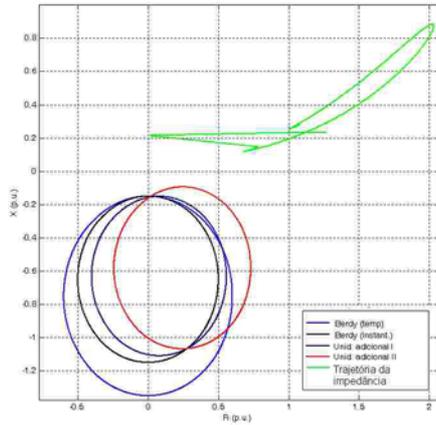


Figura 15– Trajetória da impedância para oscilação estável – caso 1.

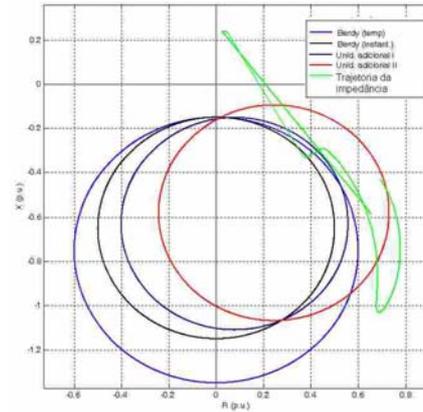


Figura 16 – Trajetória da impedância para oscilação estável – caso 3.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Durante os transitórios (perda de excitação e curto-circuito) o novo ajuste manteve o mesmo desempenho dos ajustes tradicionais (2, 3), ou seja, consegue identificar a perda de excitação na quase totalidade dos casos, mas opera indevidamente na ocorrência de curtos-circuitos nas proximidades da unidade geradora operando na região de subexcitação.

Obteve-se um representativo ganho de área nas proximidades dos limites de excitação mínima e estabilidade prática na curva de capacidade do gerador. Esta área que pode ser importante quando da ocorrência de alguns distúrbios no sistema como por exemplo perda de grandes blocos de carga. Vale lembrar que o objetivo deste trabalho é ganhar área de operação em regime permanente sem alterar o desempenho das proteções tradicionais na presença de transitórios, e isto foi alcançado.

Deve-se salientar que cada 0.01 p.u. de ganho na capacidade da máquina em absorver reativos representa, neste caso, 3.9 MVAR que extrapolando para 10 unidades geradoras (fase I), atinge-se o valor de 39 MVAR. Analisando as Figuras 8, 9 e 10, pode-se notar um ganho médio na absorção de reativo é de aproximadamente 0.18 p.u. para 0.05 p.u. de geração de potência ativa, o que corresponderia somente para a fase I um total de 702 MVAR.

### Apêndice A

- Parâmetros dos geradores G1 à G 12

Potência nominal = 350 MVA

Tensão nominal = 13,8 kV

Fator de potência = 0,95 ind.

Freqüência = 60 Hz

Reatâncias em p.u.

$X_{du} = 0,79$ ;  $X_{ds} = 0,71$ ;  $X'_{du} = 0,25$ ;  $X'_{ds} = 0,22$ ;  $X''_{du} = 0,17$   $X''_{ds} = 0,15$

$X_{qs} = 0,5$ ;  $X_2 = 0,18$ ;  $X_0 = 0,08$

Constantes de tempo em segundos

$T'd_0 = 5,5$ ;  $T''_d = 0,06$ ;  $T'''_d = 0,087$ ;  $T''_q = 0,06$ ;  $T'''_q = 0,15$

Constante de Inércia = 4,34 MWs / MVA

- Parâmetros dos geradores G13 à G 23

Potência nominal = 390 MVA

Tensão nominal = 13,8 kV

Fator de potência = 0,96 ind.

Freqüência = 60 Hz

Reatâncias em p.u.

$X_{du} = 1,2$ ;  $X_{ds} = 1,0$ ;  $X'_{du} = 0,3$ ;  $X'_{ds} = 0,27$   $X''_{du} = 0,2$   $X''_{ds} = 0,18$ ;

$X_{qs} = 0,7$ ;  $X_2 = 0,21$ ;  $X_0 = 0,14$

Constantes de tempo em segundos

$T'd_0 = 5$ ;  $T'd = 2,12$ ;  $T''d_0 = 0,1$ ;  $T''d = 0,087$ ;  $T'q_0 = 0$ ;  $T''q_0 = 0$

Constante de Inércia = 4 MWs /MVA

- Transformadores

T1 à T12 – 378 MVA; 13,8 / 500 kV;  $Z_1 = Z_0 = 13,23 \%$

T13 à T23 – 405 MVA; 13,8 / 500 kV;  $Z_1 = Z_0 = 19,035 \%$

- Reator (parâmetros por unidades monofásicas)

Corrente nominal = 2600 A

Tensão nominal =  $550 / \sqrt{3}$  kV

Reatância a 60 Hz = 20  $\Omega$

- Linhas de Transmissão

LT 1 - L = 392 km;  $Z_1 = Z_2 = (0,017 + j0,266) \Omega/\text{km}$ ;  $Z_0 = (0,424 + j 1,357) \Omega/\text{km}$

LT 2 - L = 392 km;  $Z_1 = Z_2 = (0,0258 + j0,3263) \Omega/\text{km}$ ;  $Z_0 = (0,388 + j 1,37) \Omega/\text{km}$

LT 3 - L = 330 km;  $Z_1 = Z_2 = (0,017 + j0,266) \Omega/\text{km}$ ;  $Z_0 = (0,424 + j 1,357) \Omega/\text{km}$

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MELO, J.A.F., 1977. Geradores Síncronos: curvas de capacidade. CHESF - Publicações técnicas, n.º.2.
- (2) Mason, C. R., "A New Loss of Excitation Relay for Synchronous Generators," AIEE Trans., part II, vol. 68, pp.1240-1245, 1949.
- (3) Berdy J., "Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators", IEEE Trans. On PAS, vol. 94, n.º 5, September/October, 1975, pp.1457-1463.
- (4) Blackburn, J. L., "Protective Relaying Principles and Applications", Marcel Dekker, Inc. Second Edition
- (5) Kundur, P., "Power System Stability and Control, EPRI – McGraw-Hill, 1993.
- (6) Anderson, P. M., "Power System Protection", IEE Press- MacGraw-Hill, 1998.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

### **Adriano Peres de Morais**

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria, 2006.

Mestrando em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFMS – CEEMA.

adriano@mail.ufsm.br

www.ceema.ct.ufsm.br

### **Ghedy Cardoso Junior, Dr. Eng. (2003)**

Professor Adjunto II, Universidade Federal de Santa Maria.

CEEMA – Centro de Estudos de Energia e Meio Ambiente.

ghedy@smail.ufsm.br

### **Lenois Mariotto**

Professor Titular, Universidade Federal de Santa Maria.

Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria, 1981

### **Carlos Alberto de Miranda Aviz**

Engenheiro Eletricista, ELETRONORTE- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A

### **Wellington Alex dos Santos Fonseca**

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará, 2004.

Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará, PPGEE/UFPA – NESC/GSEI.

### **Fabiola Graziela Noronha Barros**

Graduado em Engenharia de Computação pela Universidade Federal do Pará, 2006.

Mestranda do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica PPGEE/UFPA - NESC/GSEI.