
AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DOS MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS

Adriano Peres de Morais*

adriano@mail.ufsm.br

Ghedy Cardoso Jr*

ghedy@smail.ufsm.br

Lenois Mariotto*

mariotto@ct.ufsm.br

*Universidade Federal de Santa Maria - UFSM
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE
Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente - CEEMA
Av. Roraima, n° 1000
Bairro Camobi
CEP 97105-900, Santa Maria - RS

RESUMO

Este trabalho visa avaliar o desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos. As técnicas são apresentadas de forma a tornar disponível em um único texto as diversas maneiras de se proteger o gerador síncrono contra a perda do seu sistema de excitação. Os métodos foram avaliados por meio de simulações computacionais de perda de excitação e oscilação estável de potência. Como estes possuem ajustes que dependem dos parâmetros do gerador protegido (X_d e X'_d), a análise dos métodos foi realizada com três máquinas de parâmetros distintos.

PALAVRAS-CHAVE: Proteção de geradores síncronos; proteção contra a perda de excitação; relé mho.

ABSTRACT

Performance Evaluation of the Loss of Excitation Protection Methods in Synchronous Generator

This work aims to evaluate the performance of the loss of field protection methods in synchronous generators. The

techniques are introduced to make available in a single text the various loss of field protection methods. The techniques were evaluated by means of computational simulations of loss of field and stable power oscillation. Due to the fact of having settings that depend on the parameters of the protected generator (X_d and X'_d), it was performed a analysis with three machines of different parameters.

KEYWORDS: Synchronous generator protection; loss-of-field protection; mho relay.

1 INTRODUÇÃO

Geradores síncronos estão sujeitos aos mais diversos tipos de defeitos e condições anormais de operação. Embora a ocorrência de falhas em máquinas rotativas não seja muito frequente, um defeito ou condição anormal no gerador pode implicar para estas consequências desastrosas. Para a empresa, o prejuízo não é unicamente devido à necessidade do conserto ou a substituição da máquina danificada, mas também o de não poder atender a seus contratos de fornecimento de energia. Por isso, caso ocorra alguma anormalidade, os sistemas de proteção deverão ser seletivos e rápidos, de modo a isolar a máquina do sistema. Uma das principais proteções utilizadas em geradores síncronos é a proteção contra a perda de excitação, função ANSI 40.

Artigo submetido em 24/10/2008 (Id.: 00910)

Revisado em 05/02/2009, 18/05/2009, 03/06/2009

Aceito sob recomendação do Editor Associado Prof. Julio Cesar Stacchini Souza

Existem diversos métodos que visam proteger o gerador síncrono contra a perda de excitação. Porém, mesmo as mais importantes publicações na área de proteção de sistemas de potência (IEEE Std C37. 102TM, 2006; Elmore, 2004; Hewitson, 2004, Anderson, 1999; Blackburn 1998; Horowitz & Phadke, 1995) abordam os mais simples.

Os métodos convencionais, em alguns casos, podem permitir operações indevidas da proteção como, por exemplo, durante as oscilações estáveis de potência, e assim, retirar de serviço a unidade geradora sem necessidade.

O problema da operação indevida da proteção contra a perda de excitação foi estudado por vários pesquisadores na década de 70 (Arndt & Rogers, 1975; Berdy, 1975; Rotating Machines Protection Subcommittee, 1975; Darron et al., 1975; Lee et al., 1979; Mackenzie et al., 1975).

Na época, a solução encontrada pela maioria dos autores foi temporizar a operação da proteção. Porém, a temporização não é a solução ideal, pois retarda a atuação da proteção, ou seja, no caso de um defeito, a máquina fica exposta a ele por um tempo maior e, assim, potencializa as chances de provocar danos próprios e no sistema. Portanto, há apreensão sobre o desempenho dos métodos convencionais desta proteção (Mackenzie et al., 1975; IEEE Committee Report, 1988; Rana et al., 1990; Mozina, 2004).

De modo a facilitar a busca e entendimento de técnicas mais modernas, algumas destas em uso e outras recentemente apresentadas em artigos técnicos, surge este estudo. Como objetivo específico, este trabalho visa analisar diversos métodos de proteção contra a perda de excitação, destacando as vantagens e desvantagens de cada um, e concluir sobre a escolha do mais adequado.

Como os métodos possuem ajustes que dependem dos parâmetros do gerador protegido (X_d e X'_d), realizaram-se testes computacionais com três máquinas de parâmetros distintos. Sendo assim, identificou-se em quais circunstâncias uma técnica é mais apropriada do que a outra. Pretende-se, com isto, auxiliar os engenheiros de proteção na escolha da melhor alternativa.

2 FUNDAMENTOS DA PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS

O entendimento dos fundamentos da perda de excitação é essencial para que um método seja selecionado e parametrizado corretamente. De acordo com o descrito em IEEE Std C37.102TM (2006), a excitação em máquinas síncronas pode ser completamente ou parcialmente perdida por meio de:

- abertura acidental do disjuntor de campo;

- ocorrência de um curto-circuito no circuito do campo;
- falha no regulador de tensão;
- mau contato nas escovas da excitatriz;
- falha na fonte de alimentação do sistema de excitação.

Quando um gerador síncrono perde seu sistema de excitação, o campo do rotor perde repentinamente sua força magnetomotriz – fmm. O efeito da queda da tensão interna do gerador é a redução do ângulo da potência transmitida. Devido a isso, o rotor começa a girar com uma velocidade diferente da nominal, perde o seu acoplamento magnético com o estator, e ocasiona uma queda na potência ativa gerada. Durante este período, como o regulador de velocidade ainda está ajustado para entregar a mesma quantidade de potência mecânica, a máquina acelera. Desse modo, o gerador que em condições normais operava como gerador síncrono passa a operar como um gerador de indução, recebendo correntes reativas do sistema que são induzidas no corpo do rotor, enrolamentos amortecedores e enrolamentos de campo. A frequência das correntes induzidas no rotor pelo estator depende do escorregamento alcançado pela máquina. Essas correntes podem atingir a magnitude da ordem de 2 a 4 vezes a corrente nominal do estator, gerando aquecimento excessivo no corpo do rotor (Anderson, 1999).

Como, durante a perda de excitação, o gerador absorve potência reativa do sistema, ocorre uma queda na tensão terminal deste, que poderá se alastrar para uma área maior se o sistema não for robusto o suficiente para atender a demanda de potência reativa necessária para mantê-lo excitado. Em tais circunstâncias, o sistema elétrico de potência fica susceptível à perda de sincronismo. A Figura 1, obtida por meio de simulação computacional realizada no DIGSILENT[®], mostra o comportamento típico das grandezas elétricas; tensão terminal (V_t), potência ativa (P) e reativa (Q) de um gerador após uma perda total de excitação, com carregamento próximo do nominal.

Por meio da Figura 1, pode-se observar que a queda de potência ativa ocorre de forma suave quando comparada com a queda de potência reativa. Essa simulação não fez uso do regulador de velocidade e a oscilação de potência que ocorre um pouco antes de 15s, já é consequência da perda de sincronismo.

Quando o gerador estiver operando a plena carga, ao perder sua excitação, ele poderá atingir uma velocidade de 2% a 5% acima da nominal. Esta situação é mais perigosa em geradores acionados por turbinas a vapor por operarem em velocidades elevadas já em condições normais (Fitzgerald et al., 2006). Por outro lado, se o gerador estiver operando com baixo carregamento no momento da perda de excitação, por

exemplo, 30% do nominal, a velocidade da máquina atingirá 0,1% a 0,2% acima da nominal, e a máquina absorverá menos potência reativa do sistema e sofrerá um menor aquecimento (IEEE Std C37. 102TM, 2006).

Além das correntes de alta magnitude no estator e correntes induzidas no rotor, como efeito adverso no gerador, operando com nula ou baixa corrente de campo, existe a presença de torques pulsantes e danos no núcleo do estator (Reimert, 2006).

O grau de aquecimento do rotor e estator depende de vários fatores, incluindo o carregamento inicial do gerador e o suporte de potência reativa do sistema (Anderson, 1999). Geralmente, a condição mais severa tanto para o gerador quanto para o sistema é quando a perda de excitação ocorre com o gerador operando à plena carga. A redução da reatância do sistema reduzirá o escorregamento da máquina, mas o fornecimento de potência reativa para o gerador sob defeito será maior (Reimert, 2006). Quando várias máquinas estão conectadas em uma barra comum, o potencial de dano também é maior.

Uma perda de excitação em um hidrogerador com carregamento baixo pode não resultar na perda de sincronismo. Este tipo de gerador, que são máquinas de pólos salientes, pode suportar, sem seu sistema de excitação, carregamentos de até 25% do nominal sem perder o sincronismo. No entanto, no caso de carregamentos próximos ao nominal, as consequências serão similares às que ocorrem em turbogeradores.

O tempo que o gerador pode operar sem seu sistema de excitação sem lhe causar danos pode ser estimado apenas com base nas especificações técnicas do fabricante (IEEE Std C37.102TM, 2006). Algumas máquinas suportam mais tempo a perda de seu sistema de excitação sem maiores prejuízos, outras, no entanto, não permitem sequer o tempo do operador avaliar o problema e determinar uma apropriada correção. O tempo que a máquina poderá operar sem seu

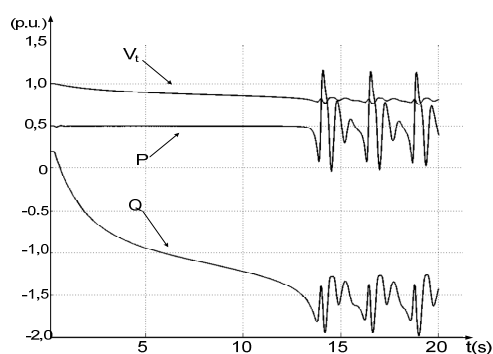


Figura 1: Comportamento de V_t , P e Q de um gerador após uma perda total da excitação

sistema de excitação pode ser tão curto como poucos segundos, ou até de vários minutos. Um bom esquema de proteção deve ser rápido a fim de prevenir danos mais severos.

Além dos danos no gerador, também há que se considerar os efeitos sobre o sistema de potência. Como já comentado, a perda de excitação pode ocasionar problemas relacionados tanto a colapso de tensão como instabilidade angular. Além disso, deve haver uma preocupação com a sobre-excitação das máquinas adjacentes em virtude de que elas irão fornecer a potência reativa para o gerador com defeito (Mackenzie et al., 1975).

3 PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO (ANSI 40)

Conforme descrito por Dias & Elkateb (1992), a proteção contra a perda de excitação deve assegurar que:

- (i) o relé irá atuar corretamente (disponibilidade) no caso de uma Perda de Excitação (PE), evitando danos na máquina e efeitos adversos no sistema;
- (ii) o relé não irá atuar desnecessariamente (segurança) perante Oscilações Estáveis de Potência (OEP) ou distúrbios transitórios.

Existem vários métodos de proteção contra a PE (Mason, 1949; Berdy, 1975; Kundur, 1994; Siemens Ltda, 2005; IEEE Std C37.102TM, 2006; Tambay & Paithankar, 2005, Leite et al., 2007; Moraes et al., 2007). O que varia é a complexidade na sua aplicação e o grau de proteção oferecido. O método escolhido irá depender de fatores como custo do gerador, custo do relé e importância do gerador para o sistema elétrico de potência. Contudo, ainda há certa relutância dos profissionais da área na utilização de novas técnicas.

3.1 Aplicação de Relés de Distância na Proteção de Perda de Excitação

A proteção contra a PE é normalmente projetada de modo a desligar o disjuntor principal do gerador e de campo. Os relés de distância (função ANSI 21), amplamente utilizados na proteção de linhas de transmissão, também são empregados na proteção contra a PE de geradores síncronos, sendo, neste caso, do tipo mho, com base nos princípios desenvolvidos por Mason (1949). A experiência tem mostrado que este tipo de relé é mais seletivo que os métodos baseados no fluxo de energia reativa, subcorrente e sobrecorrente contínua, amplamente utilizados no passado (Pierre, 1985).

A impedância vista pelo relé mho, conectado nos terminais da máquina, pode ser analisada através de um sistema simpli-

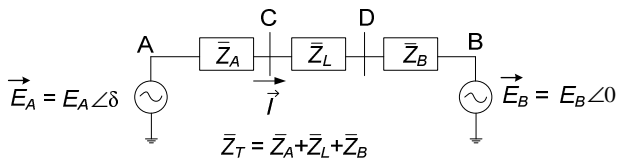


Figura 2: Circuito equivalente de um sistema com duas fontes geradoras

ficado com duas fontes geradoras conforme mostra a Figura 2 (Mason, 1949; Kundur, 1994).

O relé é conectado nos terminais do gerador A, ou seja, na barra C, E_A é a tensão interna da máquina A e E_B do equivalente B. A defasagem angular entre as tensões internas dos dois sistemas é representada por δ .

O fasor de corrente é dado pela equação (1), e o fasor de tensão na barra C, pela equação (2).

$$\vec{I} = \frac{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}{\vec{Z}_T} \quad (1)$$

$$\vec{E}_C = \vec{E}_A - \vec{Z}_A \vec{I} \quad (2)$$

A impedância vista pelos terminais do gerador, barra C, onde o relé mho está instalado é

$$\vec{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}} = \frac{\vec{E}_A - \vec{Z}_A \vec{I}}{\vec{I}} = -\vec{Z}_A + \vec{Z}_T \frac{E_A \angle \delta}{E_A \angle \delta - E_B \angle 0} \quad (3)$$

Se $E_A = E_B = 1,0$, com algumas manipulações trigonométricas, tem-se a impedância vista pelo relé conectado nos terminais do gerador (Mason, 1949):

$$\vec{Z}_C = \left(\frac{\vec{Z}_T}{2} - \vec{Z}_A \right) - j \left(\frac{\vec{Z}_T}{2} \cot \frac{\delta}{2} \right) \quad (4)$$

Se a relação E_A/E_B se mantiver igual a 1, à medida que o ângulo do rotor aumenta, a impedância aparente se desloca do seu ponto inicial, por exemplo, para $\delta = 60^\circ$ em direção à esquerda, $\delta = 90^\circ$ e $\delta = 180$, conforme mostra a Figura 3.

O caminho traçado pela impedância aparente para os vários valores de E_A/E_B são círculos. Para cada valor de E_A/E_B , variando-se o ângulo δ , tem-se um círculo centrado sobre a impedância do sistema \vec{Z}_T (segmento de reta \overline{AB}) cujo raio e *offset* são determinados pela razão E_A/E_B conforme mostra a Figura 4. O caso específico de $E_A/E_B = 1$ tem raio e *offset* infinitos.

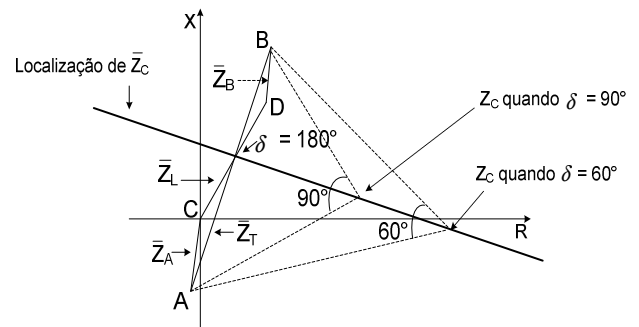


Figura 3: Construção gráfica da impedância vista pelos terminais do gerador em função de δ no plano R-X, com $E_A = E_B$

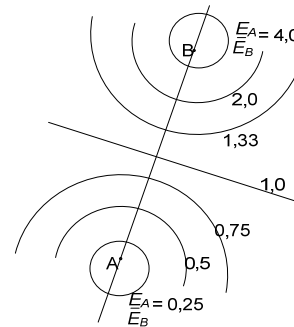


Figura 4: Impedância aparente para diferentes valores de δ de acordo com a relação E_A/E_B no plano R - X

Se o ângulo δ entre \vec{E}_A e \vec{E}_B for mantido constante enquanto a razão E_A/E_B é variada, a impedância aparente também dará origem a círculos. Estes cruzam os pontos A e B como mostrado na Figura 5. O segmento de reta \overline{AB} é parte de uma circunferência com raio infinito, o qual representa uma diferença angular de 0° ou 180° (Kundur, 1994).

Com a tensão interna da máquina E_A caindo à zero, a impedância vista pelo relé corresponderá apenas à parcela de \vec{Z}_A

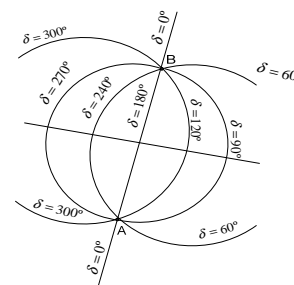


Figura 5: Impedância aparente para diferentes valores de E_A/E_B , de acordo com δ no plano R - X

conforme a equação (3), na Figura 3, ao ponto 'A', ou seja $-\bar{Z}_A$. Este ponto se encontra no 3° ou 4° quadrante no plano $R - X$.

Quando a excitação de um gerador operando de maneira síncrona sofre um colapso, o fluxo mútuo do campo e a tensão interna do gerador extinguem-se lentamente, em um período que depende da constante de tempo do circuito de campo. Durante este período, a relação E_A/E_B diminui, resultando em uma redução gradual da potência ativa, acompanhada de um aumento no ângulo do rotor. Referindo-se ao sistema equivalente da Figura 2, na PE se tem uma situação em que a tensão interna E_A está caindo e o ângulo δ está aumentando.

Logo, a impedância aparente vista pelos terminais do gerador na PE é uma combinação das duas famílias de curvas mostradas na Figuras 4 e 5. O caminho traçado pela impedância aparente medida nos terminais do gerador após a PE é mostrado na Figura 6, para três carregamentos distintos (Kundur, 1994).

Como a relação E_A/E_B se torna menor que a unidade durante a PE, a impedância vista pelo relé se encontra no 3° ou 4° quadrante e assim o fenômeno pode ser detectado por um relé mho centrado no eixo X do plano $R - X$ (Anderson, 1998).

Para máquinas que operam de forma isolada, ou seja, sem fonte externa de potência reativa, algumas combinações entre o tamanho do gerador e o tipo de carga alimentada podem fazer com que a impedância aparente não se desloque para o interior da característica operacional do relé, como mostrado na Figura 6. Neste caso, a proteção pode não ser sensibilizada, sendo necessária a realização de estudos mais detalhados para prover o seu melhor ajuste (Pierre, 1985).

O caminho da impedância aparente vista pelo relé, descrito pela equação (4), pode se encontrar dentro da sua característica operacional, durante o evento da PE ou até mesmo outros eventos como as OEP. A impedância aparente pode ser determinada por meio do cálculo da impedância medida pelos Transformadores de Corrente (TC) e Potencial (TP) coloca-

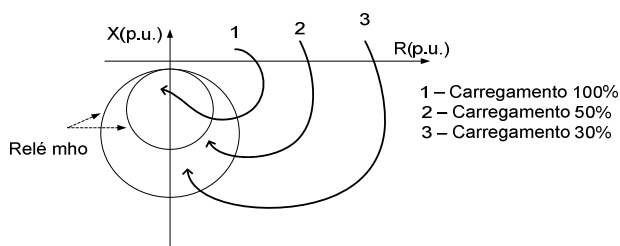


Figura 6: Trajetória da impedância (1, 2 e 3) após perda de excitação

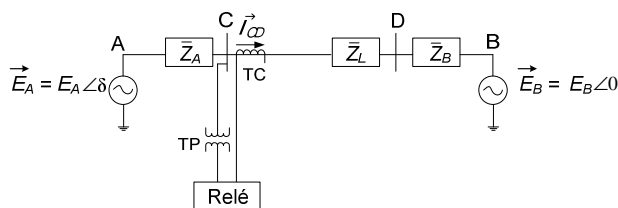


Figura 7: Impedância aparente vista pelo relé

dos nos terminais do gerador (barra C) como mostrado na Figura 7. A impedância vista pelo relé é dada pela equação (5).

$$\bar{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}_{CD}} = R_C + jX_C \quad (5)$$

Sabendo que:

$$R_C = \frac{E_C^2 P}{P^2 + Q^2} \quad (6)$$

e

$$X_C = \frac{E_C^2 Q}{P^2 + Q^2} \quad (7)$$

Onde:

P é a potência ativa 3φ fornecida pelo gerador;

Q é a potência reativa 3φ fornecida pelo gerador;

R_C e X_C formam a impedância de seqüência positiva medida na barra C.

As relações mostradas nas equações (6) e (7) são válidas apenas para fenômenos trifásicos e equilibrados, como a PE. Como o relé se encontra instalado no secundário do TP e TC, a impedância aparente vista pelo relé, deve ser referida ao secundário utilizando a equação (8).

$$\bar{Z}_{C\text{Sec}} = \bar{Z}_{C\text{Prim}} \frac{RTC}{RTP} \quad (8)$$

Onde:

$\bar{Z}_{C\text{Prim}} é a impedância no primário;$

$\bar{Z}_{C\text{Secundrio}} é a impedância no secundário;$

RTC é a relação de transformação do TC;

RTP é a relação de transformação do TP.

O conjugado de fechamento da unidade mho, desprezando o efeito da mola e atrito, é descrito pela equação (9). Esse conjugado é resultado da interação dos fluxos magnéticos originados pelas grandezas de corrente elétrica e tensão, que produzem os conjugados de operação e restrição, respectivamente.

$$C = K_d EI \cos(\tau - \theta) - K_v E^2 \quad (9)$$

Sendo que:

$$\vec{E} = (\vec{V}_{ab}) - (\vec{I}_{ab})\bar{Z}_{offset} \quad (10)$$

e

$$\bar{Z}_{offset} = R_{offset} + jX_{offset} \quad (11)$$

Onde:

C = conjugado de operação;

E = módulo da tensão de polarização do relé;

I = módulo da corrente entre fases (\vec{I}_{ab}) associada a tensão (\vec{V}_{ab});

τ = ângulo de máximo conjugado do relé de admitância;

θ = ângulo de defasagem entre \vec{E} e \vec{I} ;

K_d = constante de projeto para unidade direcional;

K_v = constante do elemento de retenção;

\vec{V}_{ab} = diferença de tensão entre as fases A e B;

\vec{I}_{ab} = diferença de corrente entre as fases A e B;

\bar{Z}_{offset} = *offset* do ajuste;

R_{offset} = *offset* do eixo R no plano $R - X$;

X_{offset} = *offset* do eixo X no plano $R - X$.

A equação do conjugado (9), embora seja mostrada com base em definições para relés eletromecânicos, pode ser facilmente reproduzida em relés microprocessados. No limiar de operação, ou seja, $C=0$ em (9), e com algumas manipulações algébricas, tem-se a equação (12).

$$\bar{Z}_C = \frac{K_d}{K_v} \cos(\tau - \theta) + \bar{Z}_{offset} \quad (12)$$

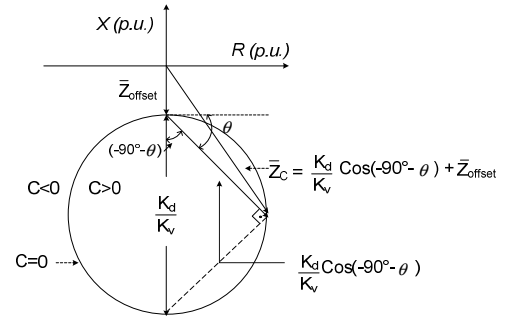


Figura 8: Relé mho com *offset* e $\tau - 90^\circ$

A equação (12) representa um círculo no plano $R - X$ deslocado da origem de \bar{Z}_{offset} conforme mostra a Figura 8. O conjugado é positivo (o relé opera) para pontos situados no interior da circunferência, e o conjugado é negativo (o relé não opera) para pontos situados fora da referida circunferência.

4 MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO

4.1 Método Proposto por Mason

Mason (1949) propôs uma proteção contra a PE baseada na trajetória da impedância aparente. Este método consiste em um relé de distância monofásico, de característica mho, polarizado para monitorar a impedância vista dos terminais do gerador com atuação instantânea. Os ajustes básicos da proteção são o afastamento da origem no plano $R - X$ (*offset*), sendo para tal recomendado utilizar a metade da reatância transitória de eixo direto $X'_d/2$. Para o diâmetro da característica de operação, é utilizado um ajuste igual ao valor da reatância síncrona de eixo direto X_d . A Figura 9 mostra a característica operacional proposta por Mason (1949) no plano $R - X$.

A referência ABB Ltda (2002) recomenda que o diâmetro do método proposto por Mason (1949) seja de $X_d - -X'_d/2$ e com temporização na faixa de 0,2 até 0,5 segundos.

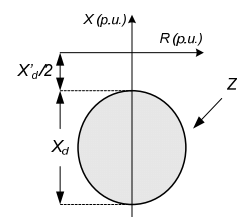


Figura 9: Característica operacional proposta por Mason

4.2 Método Proposto por Berdy

O aumento no valor das reatâncias das máquinas motivou Berdy (1975) a propor um novo ajuste para a proteção de Mason (1949), visto que, para as máquinas de reatância maiores, a característica operacional da proteção proposta por Mason pode possibilitar uma operação indevida do relé, já que c mesmo abrange uma maior área operacional no plano $R - X$.

Deste modo, o método proposto por Berdy (1975) visa uma maior seletividade para discriminar a PE de outras condições anormais, como, por exemplo, as OEP no sistema. Nesse caso, são usadas duas zonas, sendo a primeira Z_1 com diâmetro igual à 1,0 p.u. na base do gerador, sem temporização adicional para sua atuação. Esta é responsável por detectar a PE com o gerador operando a plena carga até 30% de carregamento (condições mais severas em termos de danos no gerador e efeitos adversos ao sistema). Por outro lado, a segunda zona Z_2 é ajustada com o diâmetro igual a reatância síncrona de eixo direto X_d , e uma temporização adicional para sua atuação, sendo recomendado 0,5 até 0,6 segundos de retardo. Vale lembrar que a melhor temporização do relé deve ser feita por meio de estudos de estabilidade transitória. As duas zonas apresentam o ajuste de *offset* igual à metade da reatância transitória de eixo direto $X'_d/2$. A característica operacional no plano $R - X$ é apresentada na Figura 10.

Após Berdy (1975) apresentar seu ajuste, passou-se a utilizar o ajuste de Mason (1949) para máquinas de reatância de eixo direto X_d de até 1,2 p.u. e o ajuste de Berdy (1975) para máquinas de reatância de eixo direto X_d maiores que 1,2 p.u.. Tal afirmação foi recentemente confirmada por Lima et al. (2003).

4.3 Offset Positivo

O método apresentado na referência IEEE Std C37.102TM (2006) faz o uso da combinação de relé mho, relé direcional e de subtensão aplicada nos terminais do gerador. A segunda zona Z_2 da unidade de admitância é coordenada com o Limite de Estabilidade Prático (LEP) e Limite de Excitação Mínima (LEM) da curva de capacidade do gerador ilustrada

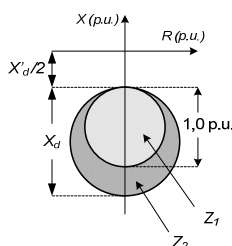


Figura 10: Característica operacional proposta por Berdy

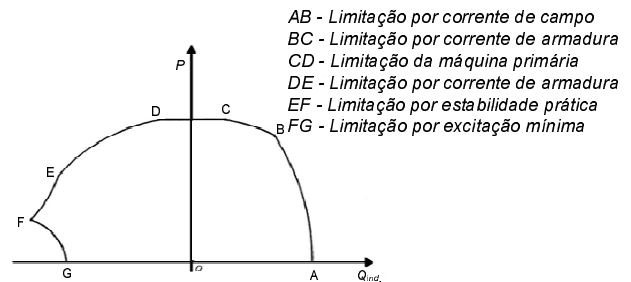


Figura 11: Curva de capacidade e seus fatores de limitação

na Figura 11.

A coordenação entre a proteção e esses limites deve ser de maneira que seus limites não se sobreponham (Reimert, 2006). Essa coordenação visa evitar que haja fluxo de potência reativa na região operacional da proteção por meio da ação controle do regulador de tensão.

O LEP origina-se do Limite de Estabilidade Teórico (LET). A operação sobre a linha LET é bastante arriscada, uma vez que, tratando-se de um limite, está sujeita à perda do sincronismo mediante qualquer perturbação. Sendo assim, incluindo-se uma margem de segurança (10% da potência nominal), define-se a curva LEP.

O LEM age no controle de fluxo de potência reativa para o gerador. Durante a operação normal, o regulador de tensão mantém a tensão terminal gerador em um determinado valor. Quando ocorre o fluxo de potência reativa para o gerador excedendo o LEM, o regulador de tensão atua, aumentando a tensão terminal do gerador, reduzindo assim o fluxo de potência reativa.

Para se ajustar a unidade mho, é necessário obter o LEP do gerador no plano $R - X$. O LEP pode ser obtido diretamente no plano $R - X$, sendo para tal necessário conhecer o valor da reatância síncrona de eixo direto da máquina X_d e a reatância equivalente do sistema vista pelos terminais do gerador X_B , ambos em p.u. na base do gerador, conforme mostra a Figura 12 e equações (13) e (14).

$$\text{Centro} = -\frac{1}{2}(X_d - X_B) \quad (13)$$

$$\text{Raio} = \frac{1}{2}(X_d + X_B) \quad (14)$$

A unidade Z_2 de *offset* positivo é ajustada a 10% do LEP, utilizando para tal as equações (15) e (16).

$$\text{Diâmetro} = 1,1X_d + X_B \quad (15)$$

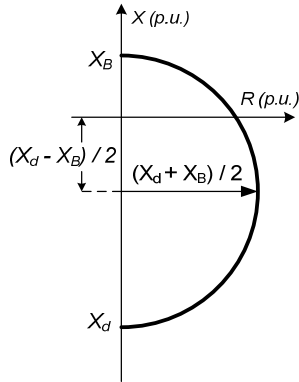


Figura 12: Conversão do LEP para o plano $R - X$

$$Offset = X_B \quad (16)$$

A referência Beckwith Electric Co. (2001) recomenda utilizar apenas a reatância do transformador, ao invés de impedância equivalente vista pelos terminais do gerador X_B , nas equações (15) e (16).

Como a unidade Z_2 possui *offset* positivo, esta é supervisionada por um elemento direcional de modo a prevenir falsa operação e é tipicamente ajustada em -13° , fator de potência 0,974 (Beckwith Electric Co. (2001)). Durante condições anormais de operação com excitação baixa, a unidade direcional e a unidade Z_2 podem operar na forma de alarme, de modo a permitir uma intervenção por parte do operador. Se uma condição de baixa tensão terminal também existir, pondo em risco a estabilidade do sistema, a unidade de subtensão opera e inicializa o processo de abertura do disjuntor com temporização de 0,25 s a 1,0 s. A unidade de subtensão pode ser ajustada na faixa de 0,8 p.u. a 0,9 p.u. da tensão nominal da máquina.

No caso de unidades geradoras de grande porte e/ou de grande importância para o sistema, podem-se utilizar duas zonas. Caso outra unidade Z_1 seja utilizada, a temporização de 1,0 s é recomendada na unidade de subtensão, caso contrário utiliza-se 0,25 s. A unidade Z_1 é ajustada com *offset* negativo igual à metade da reatância transitória de eixo direto $X'_d / 2$ e diâmetro de 1,1 vezes o valor da reatância síncrona de eixo direto X_d menos o *offset*, conforme as equações (17) e (18), respectivamente. A unidade Z_1 é ajustada com temporização de 0,2 s a 0,3 s. Este esquema de proteção contra a PE utilizando duas zonas e elemento direcional pode ser visto na Figura 13.

$$Z_{1 \text{ offset}} = -\frac{X'_d}{2} \quad (17)$$

$$Z_{1 \text{ dimetro}} = 1,1X_d + \frac{-X'_d}{2} \quad (18)$$

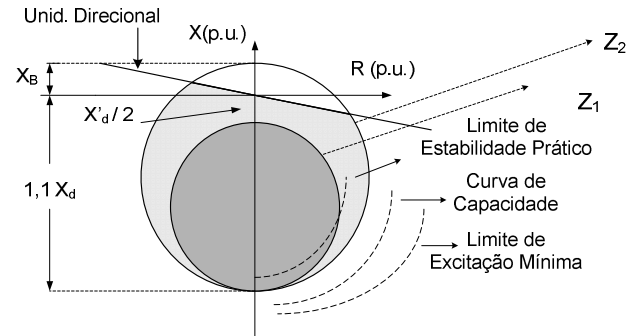


Figura 13: Proteção contra perda de excitação com *offset* positivo utilizando unidades mho com duas zonas

4.4 Característica Tomate/Lenticular

Neste método, as zonas de atuação da proteção são traçadas no plano de admitância ($G - B$) em função da curva de capacidade do gerador que geralmente é apresentada no plano $P - Q$. Por meio das equações (19) e (20), pode-se representar a curva de capacidade no plano $G - B$.

$$G = P/V^2 \quad (19)$$

$$-B = -Q/V^2 \quad (20)$$

Onde, G , é condutância; B , é susceptância; Q , é potência reativa; V , é tensão.

Neste método, ajusta-se a inclinação (τ') do relé mho e a distância entre a origem e ponto que cruza eixo da susceptância (λ) conforme mostra a Figura 14(a).

O método pode ser empregado sem *offset* ou com *offset* no plano $R - X$. Caso não seja utilizado o *offset*, como mostra a Figura 14(b), ao se realizar transferência do plano $R - X$ para o plano $G - B$ ou $P - Q$, o relé deixará de apresentar a característica circular e assumirá a forma de uma reta. Isto

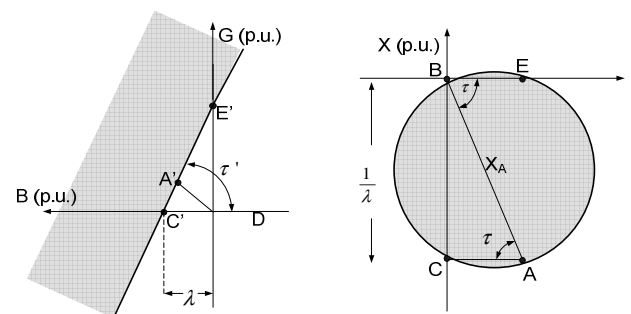


Figura 14: Relé mho sem *offset*: (a) no plano $G - B$; (b) no plano $R - X$ (ABB Ltd., 2001)

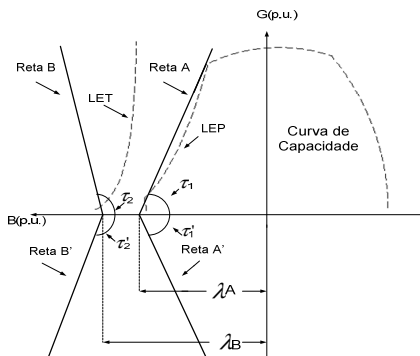


Figura 15: Retas A, A', B e B' definidas em função da curva de capacidade no plano da admitância

devido ao ponto (0, 0), que pertence à circunferência sem *offset*, causar uma descontinuidade na transferência de planos, formando assim uma circunferência de raio tendendo ao infinito, ou seja, uma reta conforme mostra a Figura 14(a).

A equação (21) mostra o ajuste do diâmetro (X_A) da característica tomate/lenticular no plano $R - X$. Esse valor deve ser inserido na equação (12) no lugar de K_d/K_v .

$$X_A = \frac{1/\lambda}{\text{sen}(\tau)} \quad (21)$$

Onde:

$$\tau = -\tau' \quad (22)$$

Para formar a característica tomate, é necessário ajustar λ_A e τ_1 nas retas A e A', conforme mostra a Figura 15. A operação do gerador na região próxima ao LEP é um indício, mas não uma certeza, de perda de excitação. Logo, a característica tomate é coordenada com o LEP do gerador, o qual geralmente cruza o eixo B, no plano $G - B$ com tensão terminal de 1,0 p.u., em aproximadamente $1/X_d$. Deste modo, λ_A é tipicamente ajustado em 105% de $1/X_d$ conforme equação (23). O ajuste de τ_1 é feito de modo que a inclinação da reta A esteja margeando o LEP do gerador, o qual normalmente se encontra entre 60° e 80° .

$$\lambda_A \cong 1,05 \frac{1}{X_d} \quad (23)$$

Por outro lado, a característica lenticular é coordenada com o LET da máquina, por meio do ajuste dos parâmetros λ_B e τ_2 nas retas B e B' como mostra a Figura 15. A característica lenticular é coordenada com o LET de modo que a operação nessa nas proximidades deste limite seja rapidamente identificada.

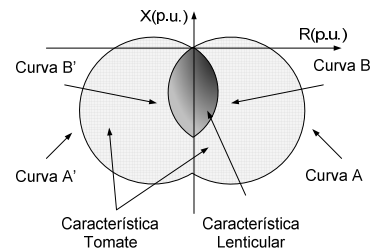


Figura 16: Características tomate e lenticular no plano $R - X$ sem *offset*

O parâmetro λ_B é o valor onde aproximadamente o LET do gerador cruza o eixo B e deverá ser sempre maior que 1 (um) (Siemens LTDA., 2005). O parâmetro τ_2 é ajustado entre 80° e 110° , para assegurar a operação para PE com carregamentos altos, já que nestas condições pode ocorrer a perda de sincronismo em um curto tempo e/ou danos mais severos no gerador e/ou sistema.

Para uma melhor visualização da área de atuação das retas mencionadas, as mesmas são transpostas do plano $G - B$ para o plano $R - X$. A Figura 16 mostra a intersecção das curvas B e B' que correspondem à característica lenticular, e a união das curvas A e A' que dão origem a característica tomate, ambas sem *offset*.

A característica lenticular possui ajustes independentes da característica tomate, entretanto, na maioria dos casos, a lente se aproxima muito da intersecção entre as curvas A e A' que formam o tomate, o que facilita sua implementação (Leite et. al., 2006). Porém, ao se utilizar a característica lenticular como intersecção das curvas A e A', qualquer alteração no tomate é refletida também na lente ou vice-versa. Ou seja, não é possível alterar os ajustes da lente, sem alterar os ajustes do tomate.

Alguns relés digitais disponíveis no mercado não permitem a utilização de quatro relés mho na proteção contra a PE. Nestes relés, se a característica tomate/lenticular for o método escolhido pelo usuário, é conveniente formar a lente como sendo a intersecção das unidades que formam o tomate.

As características tomate/lenticular apresentadas até o momento não utilizam *offset* no plano $R - X$, porém pode-se implementar o método utilizando *offset*.

A técnica é aplicada principalmente em geradores de potência elevada e de grande relevância para o sistema. Dois estágios são usados para aumentar a segurança do método, pois ele apresenta uma área operacional no plano $R - X$ maior que os métodos convencionais (Mason, 1949 e Berdy, 1975), devido às unidades mho utilizarem ângulo de máximo conjugado diferente de -90° . Os dois estágios de operação são

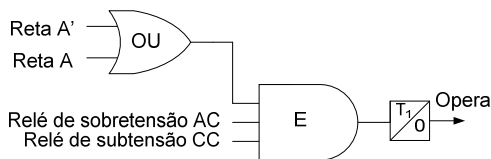


Figura 17: Diagrama do primeiro estágio do relé

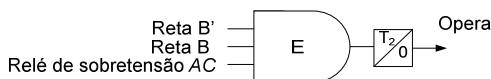


Figura 18: Diagrama do segundo estágio do relé

inspirados nos critérios desenvolvidos por Lee et al. (1979):

- Critério do Rotor – monitora a tensão no circuito de campo (relé de subtensão CC);
- Critério do Estator – monitora a tensão terminal (relé de sobretensão CA).

Para detectar a PE no gerador e evitar operações indevidas, têm-se os seguintes estágios de operação (Leite et al., 2006):

Primeiro estágio: Quando a impedância vista pelo relé atinge uma das retas A ou A' (tomate), a tensão terminal da unidade está acima do limite inferior ajustado (entre 0,3 - 0,5 p.u.) e a tensão de campo abaixo do estabelecido (entre 0,6 - 0,4 p.u.), o temporizador (T_1) é inicializado. Após o tempo T_1 , ajustado entre 1,0 - 5,0 s, o sinal para a abertura do disjuntor é enviado. Este estágio tem como função operar para falhas com gerador operando com carregamentos intermediários e leves. A Figura 17 mostra o diagrama lógico do 1º estágio.

Segundo estágio: Neste segundo estágio, destinado a operar para carregamentos elevados do gerador, se a impedância atingir as curvas B e B' (lente) e a máquina estiver com uma tensão terminal maior que 30%, partirá o sinal de abertura do disjuntor após um retardo de tempo (entre 0,1 - 0,3 s). A lógica do segundo estágio pode ser vista na Figura 18.

4.5 Método Adaptativo

A proteção contra a PE, assim como outras proteções, vem sofrendo avanços na busca de um melhor desempenho. Os métodos mostrados nas subseções 4.1 a 4.4 estão atualmente disponíveis em relés digitais “multifunção” de geradores. Esses métodos apresentam bom funcionamento e são bem aceitos por profissionais da área, porém não são 100% confiáveis (disponibilidade + segurança). Com o avanço na tecnologia de processamento de sinais, novas técnicas de proteção contra PE estão sendo apresentadas na literatura técnica, sendo

algumas destas baseadas em Inteligência Artificial (IA) como apresentado por Sharaf & Lie (1994).

Neste método, os autores propuseram técnica de IA baseada em Redes Neurais (RN) para análise, classificação e identificação de eventos em um sistema máquina-barras infinita, no qual, dentre estes eventos, se inclui a PE.

Outro método, recentemente apresentado na literatura técnica, faz uso de uma técnica adaptativa para identificar a PE. Devido aos relatos de operação indevida da proteção contra a PE ajustada conforme métodos tradicionais e alegando que a temporização desta proteção não é a melhor solução (Rotating Machines Protection Subcommittee, 1975; Rana et al., 1990 e IEEE Committee Report, 1988), Tambay & Paithankar (2005) propuseram uma técnica adaptativa baseada na taxa de variação da reatância aparente (dX/dt). Segundo os autores, esta grandeza pode fazer a distinção entre a PE e a OEP. A técnica adaptativa consiste em uma lógica E, que analisa três inequações, e não necessita de temporização adicional.

As primeiras inequações baseiam-se nas técnicas convencionais, porém modificadas. No plano $R - X$, ao invés de se ter a característica operacional da proteção na forma de um círculo, tem-se na forma de um quadrado de largura $X_d - X'_d$ com *offset* de X'_d ao invés das técnicas de Mason (1949) e Berdy (1975) que utilizam $X'_d/2$ como *offset*. A Figura 19(a) ilustra a característica operacional convencional modificada. O critério operacional desta unidade é definido nas inequações (24) e (25).

$$-X'_d \geq X \geq -X_d \quad (24)$$

$$-0,5(X_d - X'_d) \leq R \leq 0,5(X_d - X'_d) \quad (25)$$

O outro critério, baseado na taxa de variação da reatância vista pelos terminais do gerador, supervisiona a lógica formada pelas inequações (24) e (25), de modo a bloqueá-la ou habilitá-la. Portanto, é responsável por fazer a distinção entre a PE e a OEP.

Este critério se baseia no fato de que a taxa de variação da reatância durante a PE ocorre de forma lenta, enquanto que, nas oscilações, ocorre de forma bem mais rápida.

A característica operacional para esta unidade é analisada no plano $X - dX/dt$ conforme é mostrado na Figura 19(b). A área delimitada pelos segmentos de retas KL , LM e KM , que é formada por meio dos parâmetros ‘a’ e ‘b’, é determinada pela inequação (26). Esta inequação apenas é verdadeira para pontos situados à esquerda da linha pontilhada da Figura 19(b). Durante as OEP, a inequação (26) é responsável

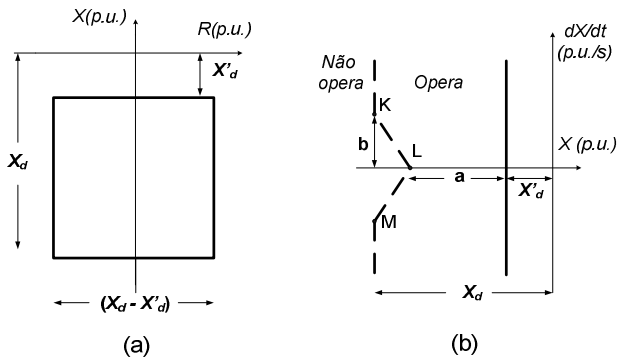


Figura 19: (a) Característica convencional do relé modificada; (b) Característica modificada do relé

por bloquear os pontos que satisfazem as inequações (24) e (25) (interior do quadrado no plano $R - X$).

$$-m(X - a) \geq \frac{dX}{dt} \geq m(X - a) \quad (26)$$

Onde:

$$m = \frac{b}{X_d - a} \quad (27)$$

Os parâmetros 'a' e 'b' são limites introduzidos, cujos valores dependem dos parâmetros do gerador e do sistema. A lógica operacional da proteção adaptativa, que deve ser analisada de forma conjunta pelas Figuras 19 (a) e (b), é mostrada na Figura 20.

Para determinar os parâmetros 'a' e 'b', deve-se simular a PE com várias condições de carregamento, para que seja satisfeita a lógica operacional do método. Em seguida, realiza-se os testes com as condições mais severas de OEP que poderiam implicar operação indevida da proteção contra a PE, como, por exemplo, um curto-circuito trifásico eletricamente próximo da unidade geradora. Após, verifica-se o desempenho do método de acordo com os valores escolhidos para 'a' e 'b'. Caso o desempenho não seja satisfatório, outros valores para 'a' e 'b' deverão ser escolhidos e testados.

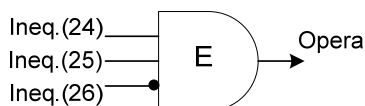


Figura 20: Lógica operacional da proteção adaptativa

5 ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS

Conhecer as características dos métodos de proteção contra a PE em geradores síncronos é de fundamental importância para a escolha do mais adequado. As técnicas de proteção contra a PE foram analisadas com base em dois tipos de simulações computacionais:

- (i) Perda de Excitação (PE) no gerador de modo a se verificar a disponibilidade dos métodos;
- (ii) Oscilações Estáveis de Potência (OEP) no sistema de modo a verificar a segurança dos métodos.

O tempo de operação da proteção também é analisado, pois, quanto mais rápido for, menores são as chances de danos no gerador e no sistema elétrico de potência.

Considerando que o foco principal do trabalho é avaliar o desempenho dos métodos apresentados no artigo, foram utilizadas simulações computacionais de modo a obter o comportamento no tempo das grandezas elétricas (V, I, P, Q). Cada uma das curvas foi utilizada como um parâmetro de base durante o estudo dos métodos, ou seja, o desempenho das técnicas foi normalizado de acordo com a resposta do sistema. Assim, caso sejam obtidas diferentes variações no tempo das grandezas elétricas consideradas no trabalho, os métodos seriam analisados com base nestas, e provavelmente apresentarão a mesma inter-relação comportamental.

As simulações de PE foram realizadas por meio de uma abertura no circuito de campo do gerador. Na grande maioria das simulações de PE, foi verificada ocorrência da Perda de Sincronismo (PS) entre o gerador e o sistema. É considerada uma falha do método se a proteção operar após a ocorrência da PS.

As simulações de OEP foram realizadas por meio de um curto-circuito trifásico na linha de transmissão 1 - LT₁ (a 10 metros da barra 1) do sistema mostrado na Figura 21. A duração do defeito foi mantida até próximo ao valor crítico permitido (150ms), havendo neste instante a retirada da linha de transmissão sob defeito.

As simulações dos eventos (PE e OEP) foram realizadas no programa DIgSILENT[®] (DIgSILENT GmbH, 2004) e, para analisar o desempenho dos métodos, foi utilizado o Matlab[®]. Os parâmetros dos geradores e do sistema, ajustes utilizados nos métodos e modelagem do regulador de tensão são mostrados no Apêndice A e B respectivamente.

Segundo Grigsby (2007), para análise de estabilidade transitória de até poucos segundos de duração, e que não envolvem grandes desvios de frequência, como é o caso da perda

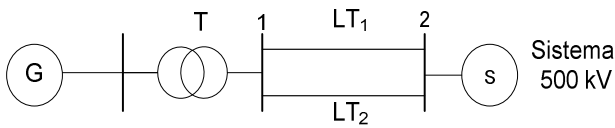


Figura 21: Sistema utilizado

de excitação, tanto a turbina, quanto o regulador de velocidade não necessitam ser modelados. Por outro lado, o regulador de tensão, de resposta extremamente rápida, necessita ser modelado.

Três máquinas de parâmetros distintos foram utilizadas nas simulações a fim de se identificar possíveis diferenças no desempenho dos métodos. Os testes de PE e OEP foram realizados para diferentes pontos operacionais (carregamento) de cada máquina. Esses pontos foram escolhidos de forma a abranger uma boa parte da sua curva de capacidade. Assim, foram utilizados 10 carregamentos na região de sobreexcitação e 10 carregamentos na região de subexcitação de cada gerador, totalizando 40 simulações para cada gerador (20 simulações de PE e 20 de OEP). Para cada uma destas, foi armazenado uma janela de dados de 40s. Posteriormente, esses dados foram processados no MatLab[®], onde as lógicas operacionais de cada método foi implementada.

A Figura 22 mostra a curva de capacidade e os pontos operacionais utilizados nas simulações do gerador 2. Algo semelhante foi feito com os geradores 1 e 3. Os carregamentos iniciais em p.u. de cada gerador são mostrados no Apêndice B. Como os geradores possuem curvas de capacidade diferentes, alguns destes pontos não são os mesmos para os três geradores.

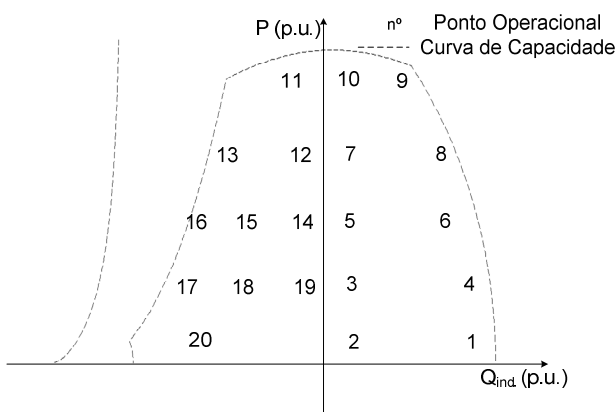


Figura 22: Pontos operacionais do gerador 2 utilizados nas simulações

5.1 Simulações com o Gerador 1 (G_1) → $S = 80$ MVA; $X_d = 0,9$ p.u.

Nas simulações com G_1 , os métodos obtiveram um excelente desempenho nos dois eventos considerados, conforme mostra a Tabela 1. Esta tabela mostra o desempenho dos métodos na forma de porcentagem dos casos em que a proteção operou.

Nas simulações com G_1 não se utilizou o método de Berdy, pois, para geradores com X_d menor que 1,2 p.u., como é o caso de G_1 , esse método não é recomendado (Lima et al., 2003).

Com relação ao tempo de operação da proteção durante a PE, o método de Mason foi mais rápido na maioria dos casos, sendo estes quase todos em carregamentos elevados. A técnica adaptativa, mesmo não fazendo uso de temporização, identificou a PE sempre em um tempo superior ao dos outros métodos na maioria dos casos (85%). A Figura 23 mostra o tempo de atuação da proteção contra a PE para o carregamento de $\bar{S} = (0,5 + j0,4)$ p.u..

Tabela 1: Porcentagem dos casos em que a proteção do G_1 operou

Método	PE(%) Operação Correta	OEP(%) Operação Indevida
Mason	100	0
Offset Positivo	100	0
Tomate/Lenticular	100	0
Adaptativo	100	0

Os testes com *offset* positivo mostraram que o relé de sub-tensão AC pode não operar em caso de PE com o gerador operando com baixo carregamento. Este fato confirma a te-

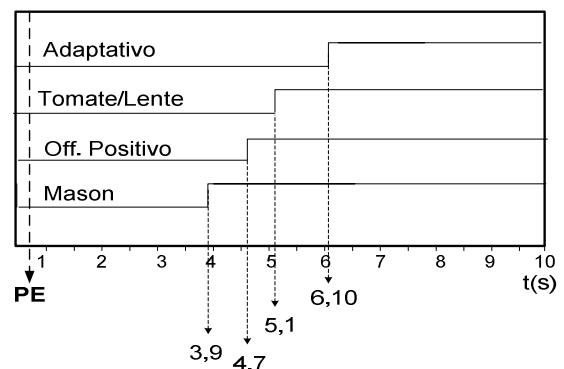


Figura 23: Sinais de operação dos métodos

oria de que, caso se utilizem duas unidades mho no método *offset* positivo, como feito neste trabalho, não deve supervisionar ambas as unidades mho por meio do relé de subtensão AC. Pois, para PE com baixos carregamentos, este relé pode não ser sensibilizado e, assim, comprometer a operação da proteção. O relé de subtensão deve apenas supervisionar a unidade mho de maior diâmetro no plano $R - X$.

O método tomate/lenticular possui dois estágios de operação. O ajuste da lente (2º estágio) tem como finalidade permitir que a PE, em condições de carregamentos elevados, seja identificada em um tempo inferior à atuação do 1º estágio. Para G_1 , não foi possível verificar esta coordenação. O 2º estágio deste método operou após o 1º estágio em todos os casos.

5.2 Simulações com o Gerador 2 (G_2) → $S = 390$ MVA; $X_d = 1,2$ p.u.

O método de Mason não foi utilizado, pois ele é recomendado para geradores com $X_d < 1,2$ p.u.. Nesses testes, o método tomate/lenticular apresentou o melhor desempenho.

Este método identificou a PE e possibilitou a proteção atuar em 100% dos casos como mostra a Tabela 2.

Tabela 2: Porcentagem dos casos em que a proteção do G_2 operou

Método	PE(%) Operação Correta	OEP(%) Operação Indevida
Berdy	95	20
Offset Positivo	95	15
Tomate/Lenticular	100	0
Adaptativo	85	5

Com relação ao tempo de atuação da proteção durante a PE, a característica tomate/lenticular também foi mais eficiente em 75% dos casos. O método adaptativo teve um comportamento mais lento durante a identificação da PE. Devido a esse fato, esse método apresentou o pior desempenho no evento da PE

A técnica adaptativa teve seu desempenho prejudicado perante a PE em 15% das simulações devido à PS entre o gerador e o sistema antes da proteção atuar. Esta situação ocorreu em 5% dos casos com *offset* positivo e Berdy. A Figura 24 mostra os sinais de operação dos métodos analisados para uma PE com carregamento $\vec{S} = (0,5 - j0,4)$ p.u.. Essa figura mostra que o único método que identificou a PE antes da PS foi a característica tomate/lenticular.

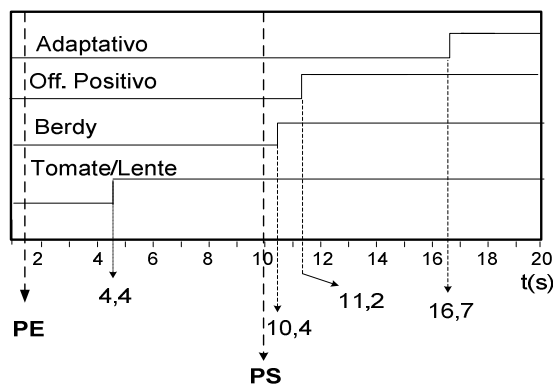


Figura 24: Sinais de operação dos métodos

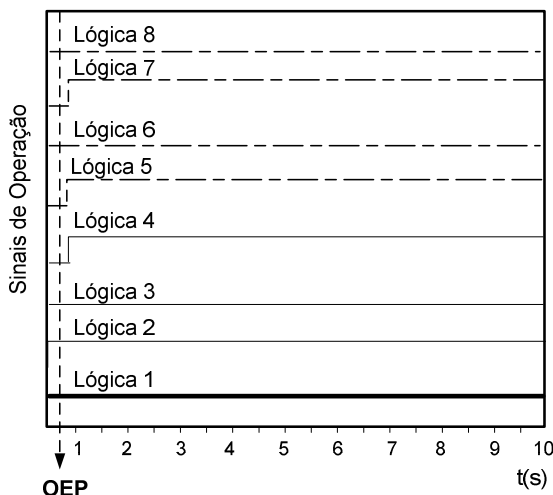


Figura 25: Sinais de operação da característica Tomate/Lenticular durante uma OEP

Nos casos das OEP, a característica tomate/lenticular também foi o método mais eficiente como mostra a Tabela 2.

A Figura 25 exibe os sinais de todos os estágios operacionais da característica tomate/lenticular, ou seja, sinais dos relés do 1º e 2º estágio, durante uma OEP com carregamento do gerador em $\vec{S} = (0,9 - j0,2)$ p.u.. Nesse caso, por meio desta figura, pode-se notar que o 2º estágio (Lógicas 2, 3 e 4) da característica tomate/lenticular não atuou porque apenas um relé mho operou (Lógica 4), ou seja, a lente não operou. No 1º estágio (Lógicas 5, 6, 7 e 8), o relé que evitou a operação indevida foi o de subtensão CC (Lógica 8). Como o 1º e 2º estágio não operaram, o método não enviou o sinal de operação (Lógica 1).

Onde:

Lógica 1: Sinal de operação da característica tomate/lenticular;

Lógica 2: Sinal de operação do relé de subtensão AC (2º estágio);

Lógica 3: Sinal de operação do relé mho B' (2º estágio);

Lógica 4: Sinal de operação do relé mho B (2º estágio);

Lógica 5: Sinal de operação do relé de sobretensão AC (1º estágio);

Lógica 6: Sinal de operação do relé mho A' (1º estágio);

Lógica 7: Sinal de operação do relé mho A (1º estágio);

Lógica 8: Sinal de operação do relé de subtensão CC (1º estágio).

A Figura 26 mostra o comportamento do método Adaptativo durante um outro caso de OEP com o gerador carregado inicialmente em $\bar{S} = (0,3 - j0,6)$ p.u.. Com este carregamento, os métodos Berdy e com *offset* positivo operam indevidamente. Já a técnica adaptativa distinguiu corretamente a OEP da PE por meio da lógica baseada na taxa de variação da reatância. A Figura 26(a) mostra que, neste caso, a técnica adaptativa habilita a proteção a operar no plano $R-X$ (pontos destacados), por meio das inequações (24) e (25). Porém, por meio da inequação (26), plano dX/dt , esses mesmos pontos (destacados na Figura 26(b)) se localizam em uma região não operacional, o que impede a atuação da proteção

A fim de tentar diminuir as operações indevidas do método de Berdy por ocasião das OEP (20%), repetiram-se os testes, porém utilizando a mesma temporização do método com *offset* positivo, ou seja, temporização da Z_1 em 0,2 s e da Z_2 em 1,0 s como mostra o Apêndice B. Nessas circunstâncias, o método de Berdy manteve a sua segurança (desempenho perante as OEP) e piorou sua disponibilidade (desempenho durante a PE) de 95% para 80% dos casos. Este mau desempenho, deve-se à ocorrência da PS antes de a proteção atuar nas simulações com carregamentos elevados.

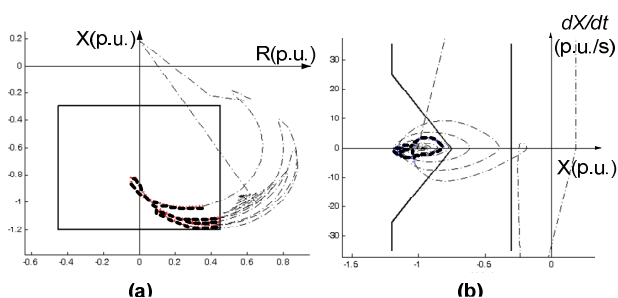


Figura 26: Análise de oscilação estável de potência no método Adaptativo: (a) plano $R-X$; (b) plano $X-dX/dt$

5.3 Simulações com o Gerador 3 (G_3) → $S = 500$ MVA; $X_d = 1,6$ p.u.

Nesses testes, a característica tomate/lenticular foi a mais eficiente. Operou em 95% dos casos de PE e em nenhum caso de OEP como mostra a Tabela 3. Com relação ao tempo de operação, com *offset* positivo obteve-se o melhor desempenho, sendo o mais rápido na detecção do fenômeno da PE na maioria dos casos. A performance do método adaptativo nas simulações com o G_3 foi muito similar ao que havia sido verificado para os geradores G_1 e G_2 , ou seja, o método é eficiente na detecção da PE, mas geralmente habilita a proteção operar em um tempo superior dos outros métodos.

Tabela 3: Porcentagem dos casos em que a proteção do G_3 operou

Método	PE(%) Operação Correta	OEP(%) Operação Indevida
Berdy	90	15
Offset Positivo	95	15
Tomate/Lenticular	95	0
Adaptativo	90	10

Com este gerador foi possível verificar a coordenação entre o 1º e 2º estágio da característica tomate/lenticular, ou seja, o 1º estágio (Tomate) atuou em um tempo inferior para carregamentos leves e o 2º estágio (Lente) operou primeiro para carregamentos pesados.

A característica tomate/lenticular é eficaz perante as OEP pelo fato de utilizar um relé de sobretensão AC ajustado para bloquear a proteção quando a tensão atingir valores baixos.

Os piores desempenhos durante as OEP foram dos métodos de Berdy e *offset* positivo. A Figura 27 exemplifica esse comportamento, mostrando os sinais de operação durante uma OEP com carregamento $\bar{S} = (0,5 - j0,5)$ p.u..

De modo semelhante ao que foi feito com G_2 , ou seja, na tentativa de diminuir a porcentagem de operação indevida da proteção utilizando-se o método de Berdy, repetiram-se as simulações com G_3 utilizando uma temporização na Z_1 de 0,2 s e na Z_2 de 1,0 s (mesma temporização do método *Offset* Positivo). A consequência foi a mesma ocorrida quando se realizou essa mudança com G_2 , isto é, o método de Berdy diminuiu sua eficiência nas simulações de PE de 90% para 60% dos casos, todos causados pela ocorrência da PS antes da proteção atuar.

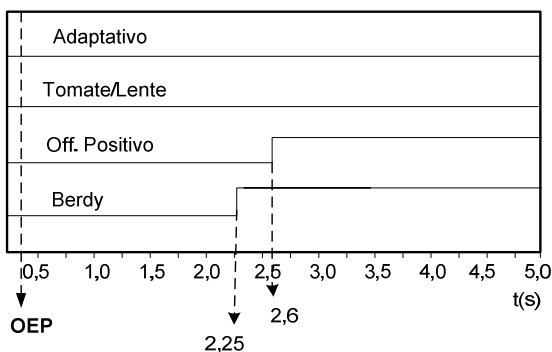


Figura 27: Sinais de operação dos métodos

6 CONCLUSÕES

O presente trabalho abordou assuntos relacionados com a proteção contra a PE em geradores síncronos tais como causas, conseqüências, fundamentos da PE e métodos de proteção. O foco principal foi avaliar tais métodos de forma a identificar seus desempenhos em termos de confiabilidade e tempo de resposta para geradores de diferente porte.

Antes de entrarem em operação, é comum os relés de proteção serem avaliados por meio de simulações computacionais. Por exemplo, no setor elétrico nacional, os relés são exaustivamente testados por meio dos RTDS (Real Time Digital Simulator) para então serem utilizados e comissionados em campo. Desse modo, aplicativos, como o utilizado neste trabalho, são confiáveis quanto aos seus resultados, desde que os parâmetros e modelos de rede representem adequadamente o sistema elétrico em estudo.

A característica tomate/lenticular foi a que apresentou o melhor desempenho. O método possui alta disponibilidade por possuir uma maior área operacional no plano $R - X$, e em virtude da utilização dos relés de subtensão CC e sobretensão, AC é muito seguro. Este método não obteve a melhor resposta quando aplicado ao gerador de menor reatância síncrona de eixo direto, $G_1 (X_d = 0,9 \text{ p.u.})$. Nesse caso, o método mais simples entre os abordados, ou seja, o método de Mason, foi o melhor.

O excelente desempenho do método de Mason comprova que, em máquinas de reatâncias síncronas pequenas ($X_d < 1,2 \text{ p.u.}$), não é necessário investir em métodos de proteção contra a PE que utilizam outros relés, como, por exemplo, os relés de subtensão, sobretensão e direcional.

A técnica adaptativa distingue com eficiência a PE da OEP pelo fato de utilizar a taxa de variação da reatância na sua lógica operacional. Porém, este método identifica a PE quase sempre em um tempo superior dos demais métodos. Logo, se a PE resultar na PS em um tempo relativamente pequeno,

esse método não é recomendado. Outra desvantagem clara do método adaptativo é o ajuste dos parâmetros 'a' e 'b', que pode não ser uma tarefa simples, quando comparado com outros métodos. Após exaustivas simulações, os parâmetros 'a' e 'b' foram obtidos visando a o melhor desempenho do método.

Significantes avanços da proteção contra a PE têm sido apresentados em artigos técnicos. Contudo, devido à relutância dos profissionais da área, poucos métodos são aplicados na prática. Mesmo com esses avanços, desde Mason (1949) até as técnicas inteligentes e adaptativas apresentadas recentemente, os desafios continuam na busca de métodos que possam aliar a confiabilidade com a simplicidade dos ajustes.

REFERÊNCIAS

- ABB Ltda. (2001). REG216, REG216 Compact REC216 – Numerical Generator Protection / Numerical control Unit. (Março de 2001). p. 1-155.
- ABB Ltda. (2002). ABB Generator Protection Unit 2000R. Edição B. (Novembro de 2002). p. 1-155.
- Anderson, P. M. (1999). *Power System Protection*. IEEE Press - MacGraw-Hill.
- Anderson, P. M.; Fouad, A. A. (2003). *Power System Control and Stability*. IEEE Press – Wiley-Interscience.
- Arndt, C. R.; Rogers, M. (1975). A Study of Loss of Excitation Relaying and Stability of a 595-MVA Generator on the Detroit Edison System. *IEEE Transactions on Power Applications and System*. Vol. 94, n° 5, pp. 1457-1463.
- Beckwith Electric Co. (2001). Instruction Book Part 1 of 2 – M3425A Generator Protection. p. 1-193.
- Berdy, J. (1975). Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators. *IEEE Trans. On PAS*, vol. 94, No. 5, Setembro/Outubro, , pp. 1457-1463.
- Blackburn, J. L. (1998). *Protective Relaying - Principles and Applications*. Ed. Marcel Dekker, 2nd edition.
- Darron, H. G.; Koepfinger J. L.; Mather, J. R. et al.(1975). The influence of Generator Loss of Excitation on Bulk Power System Reliability., *IEEE Transactions on Power Applications and Systems*, Vol. 94, n°.5, pp.1473-148.
- Dias, M. F. & Elkateb, M. M. (1992). “Case Study Into Loss-Of-Excitation Relays During Simultaneous Faults – Part II”. In: *Proc. AFRICON'92*, 3rd Conf.. pp. 430-433.

- DIgSILENT GmbH (2004). DIgSILENT Power Analysis software: User's Manual Version PowerFactory 13.0 for Educational Purposes. Germany.
- Elmore, W. A. (2004). *Protective Relaying Theory and Applications*. Ed. Marcel Dekker, 2nd Edition.
- Fitzgerald, A. E.; Kingsley Jr., C.; Umans, S. D. (2006) Máquinas Elétricas com Introdução à Eletrônica de Potência. 6^a edição, Ed. Bookman..
- Grigsby, L. L. (2007). *Power System Stability and Control*. CRC Press, Taylor and Francis Group, 2nd Edition.
- Hewitson, L.; Brown, M.; Balakrishnan, R. (2004). *Practical Power System Protection*. Ed. Elsevier.
- Horowitz, S. H.; Phadke, A. G. (1995). *Power System Relaying*. 2nd Edition.
- IEEE Committee Report. (1988). Survey of Experience With Generator Protection and Prospects for Improvement Using Digital Computers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, n° 4, pp 1511-1522.
- IEEE Std C37.102TM. (2006). IEEE Guide for AC Generator Protection. pp. 1-167.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*, MacGraw-Hill. p. 1-1176.
- Lee, D. C. Kundur, P.; Brown, R. D. (1979). A High Speed, Discriminating Generator Loss Of Excitation Protection. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, n° .6. p. 1895-1899.
- Leite, A. G.; Junior, J. B. M.; Silva, R. J. G. (2007). “Vantagens da Utilização da Curva Tomate na Função 40 das Proteções Digitais das Novas Unidades Geradoras da Hidrelétrica de Itaipu”. In: *XII ERIAC, Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ*. p. 1-8.
- Lima, J. C. M; Delboni, M. P, Andrade, J. C. B. (2003). Revisão Crítica da Filosofia de Proteção Contra Perda de excitação em Geradores Síncronos”. In: VII STPC, Seminário Técnico de Proteção e Controle. p. 1-6.
- Mackenzie, W. F.; Dewey, C.; Emmerling, E. J. (1975). Loss of Field Relay Operation During System Disturbances – Working Group Report. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-94, n° .5, Setembro/Outubro 1975. pp. 1464-1472.
- Mason, C. R. (1949). A New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators, *AIEE Trans.*, vol. 68, pp. 1240-1245.
- Morais, A. P.; Cardoso Junior, G.; Mariotto, L. et al. (2007) Proposta de Utilização da Função de Proteção de Perda de 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. In: XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro – RJ, Brasil.
- Mozina, C. J. (2004). Upgrading the Protection and grounding of generators at Petroleum and Chemical Facilities, Petroleum and Chem. Ind. Tech. Conf, 51st Annual Conf. Proceedings.
- Pierre, C. R. ST., (1985). Loss-Of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. IA-21. N° 1. pp. 81-98.
- Rana, R. D.; Schulz, R. P. et al.. (1990). Generator Loss of Field Study for AEP's Rockport Plant”, *Comp. Applications in Power. IEEE*, Vol. 3, issue 2, pp 44-49.
- Reimert, Donald (2006). *Protective Relaying for Power Generating Systems*. Taylor and Francis Group.
- Rotating Machines Protection Subcommittee. (1975). Loss of Field Operation During System Disturbances, Working Group Report. June 1971”, *IEEE Transactions on Power Application. and System*, Vol. 94, n°5, pp.1464-1472 and 1481-1483.
- Sharaf, A. M. & Lie, T. T., (1994). ANN Based Pattern Classification of Synchronous Generator Stability and Loss of Excitation. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 9, n° 4, Dezembro de 1994. p. 753-759.
- Siemens Ltda. (2005). SIPROTEC – Multifunctional Machine Protection 7UM62 Manual – V4.6. p. 1-662.
- Tambay, S. R. & Paithankar, Y. G. (2005). “A New Adaptive Loss of Excitation Relay Augmented by rate of Change of Reactance”. In: *Power Engineering Society General Meeting - IEEE*. pp. 1831-1835. Vol. 2.

APÊNDICE A

- Transformador: $S = 510$ MVA; $V = 13,8/500$ kV; $X_1 = X_2 = X_0 = 19,0\%$.
- Linha de Transmissão: $V = 500$ kV; $\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = (0,017 + j0,266) \Omega/\text{km}$; $\bar{Z}_0 = (0,424 + j1,357) \Omega/\text{km}$; $B_1 = B_2 = 5,097 \mu\text{S}/\text{km}$; $B_0 = 3,3097 \mu\text{S}/\text{km}$.
- Sistema: $Z_s = 0,1(Z_{gerador})$ na base do gerador.
- Modelagem utilizada no sistema de excitação
- Sistema tipo 2 (Anderson & Fouad, 2003)
- Parâmetros do Gerador

Parâmetro	G_1	G_2	G_3
S (MVA)	80	390	500
V (kV)	13,8	13,8	13,8
FP	0,95	0,96	0,96
$X_d(p.u.)$	0,9	1,2	1,6
$X'_d(p.u.)$	0,26	0,27	0,48
$X''_d(p.u.)$	0,24	0,18	0,30
$X_q(p.u.)$	0,54	0,7	0,95
$X_2(p.u.)$	0,26	0,21	0,28
$X_0(p.u.)$	0,13	0,14	0,11
$X_P(p.u.)$	0,21	0,2	0,1
$T'_{do}(s)$	5,4	5,0	6,1
$T''_{do}(s)$	0,037	0,10	0,105
$T'''_{do}(s)$	0,09	0,09	0,18
H (s)	3,5	5,5	4,0
1.0* (p.u.)	0,182	0,079	0,180
1.2* (p.u.)	0,507	0,349	0,333

* Parâmetros de Saturação

APÊNDICE B

- Pontos operacionais utilizados nas simulações

Pontos operacionais	Carregamento $\rightarrow \bar{S} = (P + jQ)$ p.u.		
	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
1	0,1 + j 0,5	0,1 + j 0,5	0,1 + j 0,5
2	0,1 + j 0,2	0,1 + j 0,2	0,1 + j 0,2
3	0,3 + j 0,2	0,3 + j 0,2	0,3 + j 0,2
4	0,3 + j 0,5	0,3 + j 0,5	0,3 + j 0,5
5	0,5 + j 0,2	0,5 + j 0,2	0,5 + j 0,2
6	0,5 + j 0,4	0,5 + j 0,4	0,5 + j 0,4
7	0,7 + j 0,2	0,7 + j 0,2	0,7 + j 0,2
8	0,7 + j 0,4	0,7 + j 0,4	0,7 + j 0,4
9	0,9 + j 0,3	0,9 + j 0,3	0,9 + j 0,3
10	0,9 + j 0,1	0,9 + j 0,1	0,9 + j 0,1
11	0,9 - j 0,2	0,9 - j 0,2	0,9 - j 0,2
12	0,7 - j 0,2	0,7 - j 0,2	0,7 - j 0,2
13	0,7 - j 0,5	0,7 - j 0,5	0,7 - j 0,5
14	0,5 - j 0,2	0,5 - j 0,2	0,5 - j 0,2
15	0,6 - j 0,4	0,5 - j 0,4	0,5 - j 0,4
16	0,5 - j 0,6	0,5 - j 0,2	0,5 - j 0,5
17	0,3 - j 0,6	0,3 - j 0,6	0,3 - j 0,5
18	0,5 - j 0,8	0,3 - j 0,4	0,3 - j 0,4
19	0,3 - j 0,8	0,3 - j 0,2	0,3 - j 0,2
20	0,1 - j 0,7	0,1 - j 0,6	0,1 - j 0,5

- Ajuste da Proteção

Método – Uma zona de Atuação: G_1

Diâmetro (p.u.)	0,9
Offset (p.u.)	- 0,13
τ	- 90°
Temp. (s)	0,2

Método – Duas Zonas de Atuação

	G_2	G_3
Diâmetro Z_1/Z_2 (p.u.)	1,0/1,2	1,0/1,6
Offset Z_1/Z_2 (p.u.)	-0,15/-0,15	-0,24/-0,24
τ	- 90°	- 90°
Temp.(s) Z_1/Z_2	0,0/0,2	0,0/0,2

Método – Offset Positivo

	G_1	G_2	G_3
Diâm. Z_1/Z_2^*	0,86/1,02	1,17/1,46	1,52/1,94
Offset Z_1/Z_2 *	-0,13/0,05	-0,15/0,15	-0,24/0,19
τ	- 90°	- 90°	- 90°
Temp.(s) Z_1/Z_2	0,2/1,0	0,2/1,0	0,2/1,0
Direcional Z_2	-13°	-13°	-13°
Subtensão Z_2^*	0,85	0,85	0,85

*p.u

Método – Tomate/Lente

	G_1	G_2	G_3
λ 1° / 2° estágio*	1,1/1,7	0,875/1,05	0,65/1,05
τ 1° / 2° estágio*	65°/110°	73°/110°	70°/100°
Temp.(s) 1°/2° estágio*	2,0/0,2	2,0/0,2	2,0/0,2
Sobretensão 1°/2° estágio*	0,3	0,3	0,3
Subtensão 1° est.*	0,5	0,5	0,5

*p.u

Método – Adaptativo

	G_1	G_2	G_3
a (p.u.) / b (p.u./s)	0,8 / 20	0,75 / 25	1,5 / 26