

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DOS MÉTODOS DE
PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS: Uma Contribuição
Utilizando a Teoria dos Conjuntos Nebulosos**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Adriano Peres de Moraes

Santa Maria, RS, Brasil

2008

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DOS MÉTODOS DE
PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS: Uma Contribuição
Utilizando a Teoria dos Conjuntos Nebulosos**

por

Adriano Peres de Moraes

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, **Área de Concentração em Processamento de Energia**,
da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS),
como requisito parcial para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng.

Co-orientador: Lenois Mariotto, Dr. Eng.

Santa Maria, RS, Brasil

2008

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DOS MÉTODOS DE
PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS: Uma Contribuição
Utilizando a Teoria dos Conjuntos Nebulosos**

elaborada por

Adriano Peres de Moraes

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng. (UFSM)

Santa Maria, 28 de Julho de 2008.

© 2008

Todos os direitos autorais reservados a Adriano Peres de Moraes. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor. Endereço: Rua Comissário Justo, 1486/406, Bairro Centro, Santa Maria, RS, 970100-110.

Fone (0xx)55 32173236; End. Eletr.: adriano@mail.ufsm.br

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Ghendy Cardoso Junior pelos conhecimentos transmitidos e seriedade que brindou durante a orientação deste trabalho, bem como a gratidão da sua amizade.

Ao Professor Lenois Mariotto pela amizade, sugestões e colaboração em vários momentos desta pesquisa.

Aos professores, colaboradores e colegas do CEEMA em especial ao amigo Eng^o Gustavo Dorneles Ferreira pela agradável convivência durante o desenvolvimento do trabalho.

Aos Professores Hernan Prieto Schmidt e Karine Faverzani Magnago, membros da Comissão Examinadora, pelas valiosas sugestões.

À CAPES, pelo suporte financeiro e à Universidade Federal de Santa Maria por ter me proporcionado um ensino de qualidade e gratuito.

Além de realizar um agradecimento especial, quero dedicar este trabalho aos meus pais, Franklin e Sêila, meu irmão, Franco e minha namorada Raquel pelo incentivo incansável, carinho, compreensão e apoio, fundamentais em minha vida.

A todos os meus familiares e amigos, que mesmo sem muita convivência nestes dois anos, tenho certeza que torciam por mim.

A Deus por tudo.

RESUMO

Dissertação de Mestrado

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Universidade Federal de Santa Maria

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DOS MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS: Uma Contribuição Utilizando a Teoria dos Conjuntos Nebulosos

AUTOR: ADRIANO PERES DE MORAIS

ORIENTADOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR, Dr. Eng.

CO-ORIENTADOR: LENOIS MARIOTTO, Dr. Eng.

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 28 de Julho de 2008.

Este trabalho visa avaliar o desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos. Os métodos são apresentados 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 convencionais abordados apresentam alguns problemas, sendo o principal, a operação indevida causada por oscilações estáveis de potência. Visando solucionar ou minimizar estes problemas, dois novos métodos de proteção contra a perda de excitação são propostos. O primeiro, objetivando aumentar a área operacional do gerador em regime permanente, restringida pela proteção contra a perda de excitação convencional, por meio de uma característica operacional modificada, melhor coordenada com a curva de capacidade do gerador. O segundo introduz os fundamentos clássicos da proteção contra a perda de excitação na teoria dos conjuntos nebulosos. Com o objetivo de se identificar o desempenho de cada um, os métodos existentes e os propostos foram avaliados por meio de simulações computacionais de perda de excitação e oscilação estável de potência. Como os métodos possuem ajustes em função dos parâmetros do gerador protegido (X_d e X'_d), realizaram-se testes com três máquinas de parâmetros distintos. Deste modo, foi possível concluir que os métodos não se comportam da mesma maneira para geradores de diferente porte. Por outro lado, a técnica proposta, que tem como base a teoria dos conjuntos nebulosos se mostrou eficiente e não teve seu desempenho afetado pelos parâmetros do gerador e do sistema considerado.

Palavras-chave: Geradores síncronos; Proteção de geradores síncronos; Proteção contra a perda de excitação; Relé mho; Curva de Capacidade; Teoria dos conjuntos nebulosos.

ABSTRACT

Master of Science Dissertation
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

PERFORMANCE EVALUATION OF THE LOSS OF EXCITATION PROTECTION METHODS IN SYNCHRONOUS GENERATOR: A Contribution Using Fuzzy Set Theory

AUTHOR: ADRIANO PERES DE MORAIS

ADVISORS: GHENDY CARDOSO JUNIOR, Dr. Eng.

LENOIS MARIOTTO, Dr. Eng.

Santa Maria, July 28, 2008.

This work aims to evaluate the performance of the loss of field protection methods in synchronous generators. The methods are introduced to make available in a single text the various ways to protect the synchronous generator against the loss of field. The conventional methods have some problems, and the main of them is the improper operation caused by the power stable oscillations. In order to solve or minimize the relay algorithm malfunction, two new methods of loss of field protection are proposed. The first is designed to increase the operational area of the generator on steady state conditions, bounded by the conventional loss of field protection. It was accomplished by modifying the operational characteristic of the mho relay, which is better coordinated with the generator capability curve. The second makes use of loss of field conception in a fuzzy set theory. With the objective to identify the performance of each one, the methods were evaluated through computational simulations of loss of field and stable power oscillation. The methods were set and evaluated according to the generator parameters (X_d and X'_d). Since, tests in three machines with different parameters were carried out. So it was possible to conclude that the methods do not behave the same way for different generators parameters. On the other hand, the proposed technique, which is based on the fuzzy set theory was more efficient and not have been affected by the generator parameters and system considered.

Keywords: Synchronous generator; Synchronous generator protection; Loss of field protection; mho relay; Capability curve; Fuzzy set theory.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO	2
1.3 MOTIVAÇÃO	2
1.4 ESTADO-DA-ARTE	3
1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	6
2. FUNDAMENTOS DA PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS	7
2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	7
2.2 SISTEMAS DE EXCITAÇÃO	7
2.2.1 <i>Configurações Típicas de Sistemas de Excitação</i>	8
2.2.2 <i>Regulador de Tensão</i>	10
2.3 FUNDAMENTOS DA PERDA DE EXCITAÇÃO	11
2.4 PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO (ANSI 40)	13
2.4.1 <i>Relés de Distância</i>	13
2.4.2 <i>Definição do Problema da Operação Indevida da Proteção Contra a Perda Excitação</i>	25
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	27
3. MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS	28
3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	28
3.2 MÉTODOS CONVENCIONAIS PARA A PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO	30
3.2.1 <i>Proteção Contra a Perda de Excitação com Uma Zona de Atuação</i>	30
3.2.2 <i>Proteção Contra a Perda de Excitação com Duas Zonas de Atuação</i>	31
3.2.3 <i>Proteção Contra a Perda de Excitação Utilizando Critérios do Estator e Rotor</i>	33
3.2.4 <i>Proteção Contra a Perda de Excitação Utilizando Offset Positivo</i>	34
3.2.5 <i>Proteção Contra a Perda de Excitação Utilizando Característica Tomate/Lenticular</i>	37
3.3 MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO	45
3.3.1 <i>Proteção Contra a Perda de Excitação por meio de Inteligência Artificial</i>	45
3.3.2 <i>Proteção Adaptativa Contra a Perda de Excitação</i>	45
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
4. MÉTODOS PROPOSTOS PARA A PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO	49
4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	49
4.2 PROPOSTA DE ADIÇÃO DE UNIDADES MHO NA PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO CONVENCIONAL	50

4.2.1	<i>Curva de Capacidade do Gerador Síncrono</i>	28
4.2.2	<i>Curva de Capacidade e a Proteção Contra a Perda de Excitação</i>	50
4.2.3	<i>Proposta de Ajuste</i>	52
4.3	PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO COM BASE NA TEORIA DOS CONJUNTOS NEBULOSOS	59
4.3.1	<i>Lógica Nebulosa</i>	59
4.3.2	<i>Metodologia Proposta</i>	64
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
5.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO	74
5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	74
5.2	CRITÉRIOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES	74
5.3	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	77
5.3.1	<i>Simulações com o Gerador 1 (G_1) $\rightarrow S = 80$ MVA; $X_d = 0,9$ p.u.</i>	77
5.3.2	<i>Simulações com o Gerador 2 (G_2) $\rightarrow S = 390$ MVA; $X_d = 1,2$ p.u.</i>	81
5.3.3	<i>Simulações com o Gerador 3 (G_3) $\rightarrow S = 500$ MVA; $X_d = 1,6$ p.u.</i>	86
5.4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	89
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	91
6.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	92
6.1	CONCLUSÕES	92
6.2	SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	93
7.	BIBLIOGRAFIA	94
8.	APÊNDICES	100
	APÊNDICE A	100

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

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 freqüente, geralmente uma falta ou condição anormal no gerador implica em conseqüências desastrosas. Para a empresa, o prejuízo não é unicamente devido a necessidade do conserto ou a substituição da máquina danificada, mas de também não poder atender seus contratos de fornecimento de energia ou até, em algumas situações, o custo de comprar a energia durante o período em que a unidade esta fora de serviço. Por isso, caso ocorra alguma anormalidade, os sistemas de proteção deverão ser seletivos e rápidos, de modo a isolar a máquina do sistema imediatamente.

Os altos custos associados às usinas geradoras de energia elétrica e o fato do gerador ser um dos principais elementos do sistema de potência acentuam a necessidade do uso de esquemas de proteção confiáveis, de modo a:

- (i) reduzir o tempo de exposição do gerador às correntes de defeito, minimizando os danos da falta e a possibilidade de troca ou manutenção de equipamentos (redução de gastos);
- (ii) reduzir o tempo de interrupção (reparo) e estar disponível para atender os contratos de fornecimento de energia;
- (iii) desligar o menor trecho possível (seletividade);
- (iv) auxiliar na estabilidade do sistema.

Entre as principais proteções utilizadas nos geradores síncronos, destacam-se:

- Proteção diferencial do gerador (ANSI 87G);
- Proteção diferencial do conjunto gerador-transformador (ANSI 87GT);
- Proteção contra terra nos enrolamentos do estator (ANSI 64G);
- Proteção contra defeitos entre espiras dos enrolamentos do estator (ANSI 61);
- Proteção contra massa do enrolamento do rotor (ANSI 64F);

- Proteção contra correntes desequilibradas (ANSI 46);
- Proteção contra sobreaquecimento nos enrolamentos do estator (ANSI 49);
- Proteção contra motorização do gerador (ANSI 32);
- Proteção contra perda de excitação (ANSI 40);
- Proteção contra sobretensões (ANSI 59);
- Proteção contra subfreqüência e sobrefreqüência (ANSI 81);
- Proteção contra sobreexcitação V/Hz (ANSI 24).

1.2 Objetivos do Trabalho

Esta dissertação tem como objetivo geral abordar os assuntos relacionados exclusivamente à proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos (função ANSI 40).

Como objetivo específico este trabalho visa:

- dispor as diversas técnicas de proteção em um único texto, de maneira a facilitar a utilização de outros métodos não muito conhecidos pelos profissionais da área;
- avaliar qualitativamente os métodos de modo a destacar as vantagens e desvantagens de cada um dos métodos para geradores de diferente porte;
- comparar os métodos existentes por meio de simulações computacionais;
- identificar em quais circunstâncias um método é mais apropriado do que o outro, de modo a auxiliar os engenheiros de proteção na escolha da melhor alternativa.

A proteção contra a perda de excitação ainda apresenta alguns desafios a serem solucionados. Logo, como objetivo inovador, este trabalho tem a finalidade de propor novas metodologias de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos com base nas características dos métodos analisados e, deste modo, solucionar ou minimizar os problemas relacionados a esta proteção.

1.3 Motivação

Existem diversos métodos que visam proteger o gerador síncrono contra a perda de excitação. Porém, mesmo as mais conceituadas bibliografias na área de proteção do sistema de potência (IEEE Std C37.102TM, 2006; ELMORE, 2004; HEWITSON *et. al.*, 2004;

ANDERSON, 1999; BLACKBURN 1998; HOROWITZ & PHADKE, 1995; KUNDUR, 1994) abordam os mais simples.

Logo, de modo a facilitar a busca e entendimento de métodos mais modernos, alguns destes em uso, e outros recentemente apresentados em artigos técnicos, elaborou-se um capítulo onde são descritos os atualmente disponíveis.

Uma das possíveis conseqüências da perda de excitação em geradores síncronos, é a perda de sincronismo entre o gerador e o sistema. Alguns dos métodos convencionais de proteção contra a perda de excitação, baseados nos conceitos desenvolvidos por MASON (1949), podem operar após ocorrer a perda de sincronismo, o que é considerado uma falha.

Estes métodos também podem permitir que a proteção opere indevidamente em algumas situações, 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 considerada a solução ideal para evitar as operações indevidas, pois retarda a atuação da proteção, ou seja, deixa a máquina exposta ao defeito por um tempo maior e assim, potencializa as chances de ocorrer danos no gerador e no sistema. Assim, ainda há certa apreensão do desempenho dos métodos convencionais de proteção contra a perda de excitação (MACKENZIE *et al.*, 1975; IEEE COMMITTEE REPORT, 1988; RANA *et al.*, 1990; MOZINA, 2004). Tais fatores motivaram o desenvolvimento deste trabalho.

1.4 Estado-da-arte

Com o objetivo de melhorar os requisitos de segurança e disponibilidade, a proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos vem sofrendo modificações. Antes de MASON (1949) apresentar novos estudos sobre a proteção contra a perda de excitação, eram utilizados relés de subcorrente e sobrecorrente CC aplicados no circuito de campo do gerador.

MASON (1949) propôs uma técnica de proteção contra a perda de excitação por meio do uso de relés de distância do tipo mho. Embora mais seletivo que os relés de subcorrente e

sobrecorrente CC, o método de MASON (1949) ainda apresenta falhas, podendo operar indevidamente durante oscilações estáveis de potência. Devido a isto, na década de 70, muitos pesquisadores estudaram o assunto (ARNDT & ROGERS, 1975; BERDY, 1975; ROTATING MACHINES PROTECTION SUBCOMMITTEE, 1975; DARRON *et al.*, 1975; LEE *et al.*, 1979; MACKENZIE *et al.*, 1975).

Como resultados destas pesquisas, surgiram alguns métodos de proteção contra a perda de excitação que até hoje são utilizados. Tais métodos se baseiam nos conceitos da trajetória da impedância aparente desenvolvidos por MASON (1949), porém apresentam novos ajustes e fazem uso da temporização para evitar a operação indevida do relé mho. Neste sentido, BERDY (1975) propôs um novo esquema de proteção. Ao invés de utilizar uma unidade mho como proposto originalmente por MASON (1949), o método faz uso de duas unidades mho, temporizando a de maior diâmetro.

LEE *et al.* (1979) não utilizou os conceitos da impedância aparente na técnica que propôs. O autor apresentou um método baseado na queda de tensão terminal do gerador e na queda da tensão de campo durante a perda de excitação. Porém, tal método passou a ser utilizado de forma a complementar aos conceitos de MASON (1949).

Segundo MACKENZIE *et al.*, 1975, IEEE COMMITTEE REPORT (1988), RANA *et al.* (1990) e MOZINA (2004), prover temporização não é a solução ideal para evitar as operações indevidas da proteção contra a perda de excitação, pois retarda a atuação da proteção. Assim, ainda há certa apreensão com relação ao desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação.

Recentemente, MOORE & STANGNBERG (1998), realizaram uma investigação sobre a trajetória da impedância aparente por meio de ensaios de curto-circuito no campo e abertura do circuito do campo de um gerador. Os autores verificaram que a trajetória da impedância aparente se apresenta da forma como que foi prevista nos estudos de MASON (1949).

Algumas referências técnicas recentemente apresentadas na literatura (SHARAF & LIE, 1994; TAMBAY & PAITHANKAR, 2005), propuseram métodos mais modernos de proteção contra a perda de excitação. MORAIS *et al.* (2007a) apresentou uma avaliação da eficiência da técnica adaptativa proposta por TAMBAY & PAITHANKAR (2005), comparada ao métodos de MASON (1949) e BERDY (1975).

Segundo MORAIS *et al.* (2007a), a incorporação da taxa de variação da reatância no critério operacional do relé adaptativo proposto por TAMBAY & PAITHANKAR (2005),

proporcionou uma significativa melhora na distinção entre a perda de excitação e a oscilação estável, principalmente com a máquina operando com baixos carregamentos. Porém, a desvantagem mais clara do método adaptativo é encontrar o ajuste mais adequado.

Com o desenvolvimento dos relés digitais, a característica circular original do relé mho vem sofrendo mudanças na busca pelo melhor desempenho da proteção. Como exemplo destas mudanças tem-se a Característica Tomate/Lenticular que é utilizada na proteção contra a perda de excitação. LEITE & SILVEIRA (2007), apresentam as vantagens da utilização da Característica Tomate nos geradores da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Segundo os autores, a principais vantagens deste método são: atuação rápida da proteção para uma perda total da excitação; maior confiabilidade da proteção devido aos critérios do rotor e do estator; maior maleabilidade nas faixas de ajuste e a facilidade de implementação em relés numéricos.

O relé mho utilizado na proteção contra a perda de excitação, dependendo do ajuste utilizado, pode adentrar a curva de capacidade do gerador na região de excitação mínima e estabilidade prática. Neste caso, esta região se torna uma área não operacional para o gerador. MORAIS *et al.* (2007b) apresentou um método que visa 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* são necessárias. De acordo como os ajustes propostos o limitador de tensão pode ser recuado para a esquerda da curva de capacidade e assim a máquina poderá ter um ganho operacional nesta região em regime permanente.

Em virtude do crescente interesse das indústrias em geração própria, estudos de proteção em geradores, anteriormente mais comuns em sistemas de potência, tornaram-se importantes também no setor industrial. Em geradores que operam isolados de sistemas de potência, algumas combinações de tamanho do gerador e tipo de carga podem não permitir a correta operação da proteção convencional contra a perda de excitação, ou seja, que faz uso de relés mho.

Algumas recomendações para a correta proteção em sistemas com estas características são apresentadas por PIERRE (1985). MORAIS *et al.* (2008) realizou uma análise crítica entre os métodos Offset Positivo (IEEE Std C37.102TM, 2006) e BERDY (1975) com foco para o setor industrial. Segundo MORAIS *et al.* (2008), devido ao fato de que geradores utilizados em indústrias serem na sua maioria do tipo pólos lisos, e não possuem enrolamentos amortecedores, recomendam-se métodos que identificam a perda de excitação rapidamente. Pois, o gerador sem seu sistema de excitação tem a tendência a girar acima da

velocidade síncrona, o que é perigoso para estas máquinas que em condições normais já operam em altas velocidades.

1.5 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2, são abordados os fundamentos da perda de excitação em geradores síncronos, suas causas e conseqüências do ponto de vista do gerador e do sistema de potência. Este capítulo apresenta uma breve introdução sobre os relés de distância, com foco no relé de distância do tipo mho, que é utilizado na proteção contra a perda de excitação. Além disso, apresenta-se o equacionamento da trajetória da impedância aparente vista pelo relé e a definição do problema da operação indevida da proteção contra a perda excitação ocasionada por oscilações estáveis de potência. Uma sucinta descrição do sistema de excitação também é apresentada.

No Capítulo 3, os métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos são descritos. Os métodos são apresentados como Convencionais – quando baseados nos conceitos de MASON (1949); e Não Convencionais – quando baseados em técnicas mais modernas e apontam as tendências desta proteção. Como alguns dos métodos apresentados são ajustados em função da curva de capacidade do gerador síncrono, são introduzidos alguns conceitos sobre este tema.

O Capítulo 4 descreve dois métodos propostos para a proteção contra a perda de excitação. Como um destes métodos utiliza conceitos sobre a Teoria dos Conjuntos Nebulosos, este assunto é brevemente descrito.

No Capítulo 5, por meio de simulações computacionais realiza-se as comparações, entre os métodos apresentados nos Capítulos 3 e 4. Como os métodos possuem ajustes em função dos parâmetros do gerador a ser protegido, é realizada uma discussão dos resultados de modo a destacar as vantagens e desvantagens de cada para geradores de diferente porte. Os critérios utilizados nas simulações, carregamentos utilizados em cada gerador, eventos simulados e sistema teste utilizado também são abordados.

Para finalizar, no Capítulo 6, as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros da dissertação são apresentadas.

Capítulo 2

FUNDAMENTOS DA PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS

2.1 Considerações Gerais

O entendimento do fenômeno da perda de excitação é essencial para que o método mais adequado seja selecionado e parametrizado corretamente. Logo, o foco deste capítulo é apresentar os conceitos fundamentais da perda de excitação em geradores síncronos, suas causas e conseqüências, além do equacionamento da trajetória da impedância aparente vista pelos terminais do gerador durante a ocorrência de uma falha no sistema de excitação do gerador. As conseqüências das oscilações estáveis de potência na proteção contra a perda de excitação também foram abordadas. Uma breve descrição do sistema de excitação (principais elementos e funções básicas) é apresentada.

2.2 Sistemas de Excitação

A função do sistema de excitação é estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Em conseqüência, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada. A Figura 2.1 mostra o diagrama de blocos com a configuração física de um sistema de excitação típico.

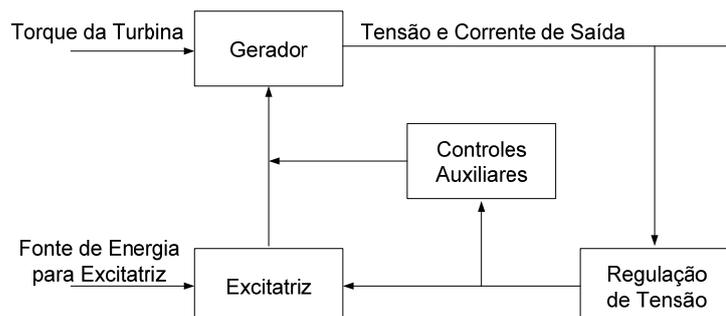


Figura 2.1 - Configuração física dos componentes do sistema de excitação.

Até bem recentemente, a excitatriz da maioria dos sistemas era um gerador de corrente contínua montado no eixo do gerador. Atualmente, outros sistemas mais rápidos e que exigem menos manutenção vão aos poucos substituindo o sistema clássico (COSTA, 2008).

A função do regulador de tensão é controlar a saída da excitatriz tal que a tensão gerada e a potência reativa variem da maneira desejada. Em sistemas primitivos, o operador desempenhava o papel do regulador de tensão, observando a tensão de saída e ajustando o reostato de campo da excitatriz de modo a obter as condições de saída desejadas. Atualmente, o regulador de tensão é um controlador que observa a tensão (e possivelmente outras grandezas, como potência ativa e corrente) de saída do gerador e então inicia a ação corretiva através da variação do controle da excitatriz. A velocidade de ação do regulador é fundamental do ponto de vista da estabilidade do sistema de potência.

O bloco denominado de “Controles Auxiliares” na Figura 2.1 inclui funções como adição de amortecimento ao sistema de controle, compensação de corrente reativa e estabelecimento de limites de sobre e sub-excitação.

2.2.1 Configurações Típicas de Sistemas de Excitação

2.2.1.1 Sistemas Clássicos

A Figura 2.2 apresenta a configuração típica de um sistema de excitação com excitatriz de corrente contínua auto-excitada.

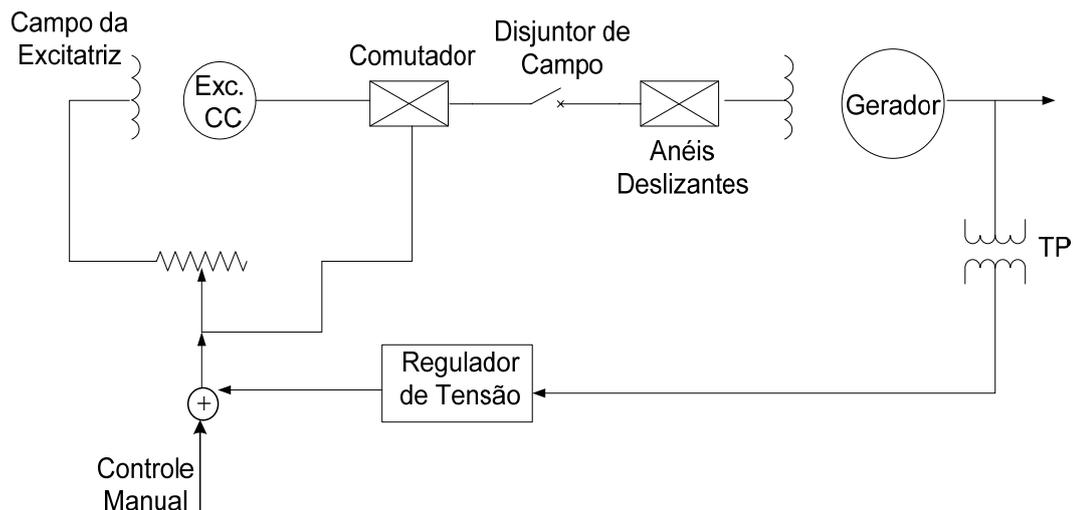


Figura 2.2 – Excitatriz principal com controle do reostato de campo.

O regulador de tensão do sistema da Figura 2.2 detecta o nível de tensão, compara-o com uma referência e, se necessário, aciona um dispositivo mecânico para controlar a resistência do reostato. Na etapa seguinte de aperfeiçoamento do sistema da Figura 2.2 a excitatriz principal, ao invés de ser auto-excitada, passou a ser excitada por uma excitatriz piloto. Isto propicia respostas bem mais rápidas que as do caso auto-excitado, já que o controle de campo da excitatriz é independente de sua tensão de saída.

Um grau maior de sofisticação foi atingido com o uso de amplificadores rotativos. Estes amplificadores permitiram o uso de reguladores de tensão estáticos, cuja saída de baixa potência pode ser amplificada de modo a induzir respostas ainda mais rápidas.

Com o aumento da capacidade nominal dos geradores síncronos, o uso de excitatrizes de corrente contínua começou a revelar algumas inconveniências, tais como:

- (i) altas correntes de excitação a baixa tensão, exigindo muitas escovas;
- (ii) dificuldades inerentes ao comutador, provocando faiscamento durante súbitas variações de carga;
- (iii) dificuldades de acoplar grandes máquinas CC ao eixo do gerador, que gira a altas velocidades no caso de turbo-geradores.

Os itens (i) e (ii), além dos problemas que causavam em operação, também apresentavam o inconveniente de exigir um serviço de manutenção de escovas e comutador mais intenso. Quanto ao item (iii), uma solução encontrada foi o uso de engrenagens de redução, cuja complexidade reduzia a confiabilidade do sistema de excitação, se comparado aos sistemas que usam o acionamento direto do eixo do gerador.

As razões citadas intensificaram os estudos de um sistema de excitação usando uma excitatriz de corrente alternada e retificadores. Inicialmente, a substituição de uma excitatriz de corrente contínua e sistema de engrenagens de redução por uma excitatriz de corrente alternada e retificadores trouxe um pequeno aumento de custo, além do problema técnico decorrente do fato de os primeiros sistemas usarem retificadores com diodos de germânio, cuja baixa tensão máxima inversa parecia ser insuficiente para satisfazer as necessidades dos grandes geradores. Ambos os inconvenientes foram superados, pois logo tornou-se claro que o aumento do custo inicial era largamente compensado pela reduzida manutenção necessária, e a utilização de diodos de silício elevou a máxima tensão inversa a valores satisfatórios. Hoje, usam-se excitatrizes CC diretamente acopladas ao eixo do gerador para geradores até 50 MW e excitatrizes CC de baixa velocidade, acionadas através de engrenagens pelo eixo do

gerador, até geradores de 275 MW. A partir desta capacidade nominal, têm-se usado tão somente excitatrizes de corrente alternada com retificadores.

Os tipos de excitatrizes alternadas usando retificadores que estão em uso ou em fase de testes são os seguintes:

- excitatriz de campo rotativo com retificador a diodo estático;
- excitatriz de armadura rotativa com retificadores a diodos rotativos (sistema sem escovas);
- excitação estática, com potência de excitação obtida através de transformador e utilizando tiristores estáticos;
- sistema de excitação sem escovas, com tiristores montados no eixo.

2.2.2 Regulador de Tensão

A Figura 2.3 apresenta um diagrama de blocos típico de um sistema de regulação de tensão para geradores. As principais funções de um regulador automático de tensão são:

- Controlar a tensão terminal da máquina, dentro dos limites estabelecidos;
- Regular a divisão de potência reativa entre máquinas que operam em paralelo, particularmente quando estas estão em barra comum, gerando a mesma tensão terminal, isto é, sem transformador;
- Controlar a corrente de campo, para manter a máquina em sincronismo com o sistema, quando esta opera a fator de potência unitário ou adiantado;
- Aumentar a excitação sob condições de curto-circuito no sistema, para manter a máquina em sincronismo com os demais geradores do sistema;
- Amortecer oscilações de baixa frequência que podem trazer problemas de estabilidade dinâmica.

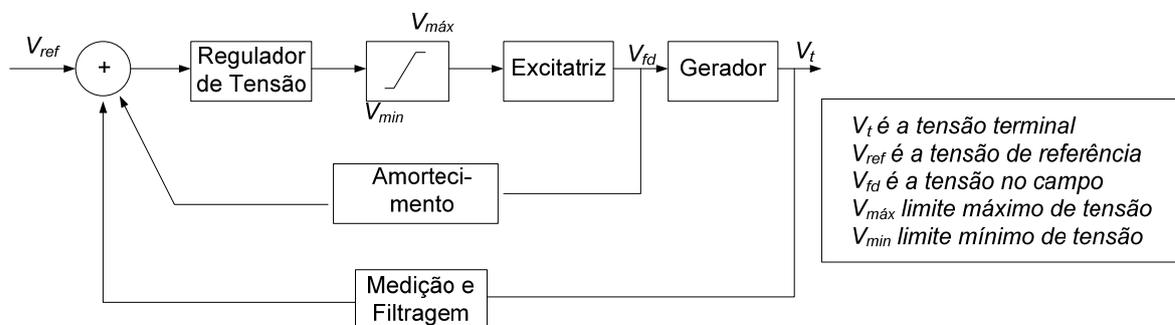


Figura 2.3 – Diagrama de bloco do sistema de regulação de tensão.

2.3 Fundamentos da Perda de Excitação

De acordo com o descrito em IEEE Std C37.102TM (2006), a excitação em máquinas síncronas pode ser completa ou parcialmente perdida por meio de:

- abertura accidental 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 a excitação, o campo do rotor perde repentinamente sua força magnetomotriz – fmm, fazendo com que a potência ativa de saída da máquina diminua. Como resultado da queda de potência ativa terminal do gerador, o regulador de potência ativa acelera a máquina e o rotor começa a girar acima da velocidade síncrona, perdendo o acoplamento magnético com o estator. Desse modo, o mesmo, que em condições normais operava como um gerador síncrono, passa a operar como um gerador de indução recebendo correntes reativas induzidas pelo sistema 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. Estas correntes podem atingir a magnitude da ordem de 2 a 4 vezes a corrente nominal da máquina, gerando aquecimento excessivo no rotor (ANDERSON, 1999).

Como, durante a perda de excitação, o gerador opera como um gerador de indução, ou seja, absorve a potência reativa do sistema, ocorre uma queda na tensão terminal do mesmo que poderá se alastrar para uma área maior se o sistema não for robusto o suficiente para atender a demanda de reativos que o gerador necessita para manter-se excitado. Em tais circunstâncias, o sistema elétrico de potência fica susceptível a problemas de instabilidade angular, perdas de carga, colapso de tensão, etc. A Figura 2.4 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.

Se o gerador estiver operando sobreexcitado e perder sua excitação, o sistema elétrico, além de fornecer reativos para a excitação do gerador, terá que suprir a potência reativa antes fornecida ao sistema pelo gerador.

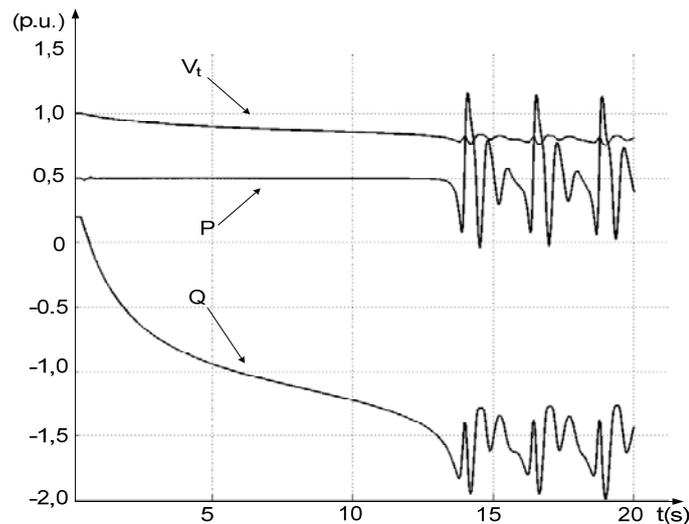


Figura 2.4 – Comportamento típico da tensão terminal (V_t), potência ativa (P) e reativa (Q) de um gerador após a perda de excitação.

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, pois estes operaram com velocidade elevada já em condições normais. 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 reativo do sistema, e conseqüentemente sofrerá um menor aquecimento.

O grau de aquecimento do rotor e estator dependem de vários fatores incluindo o carregamento inicial do gerador e o suporte de reativo 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 a plena carga. Nenhuma afirmação de quanto tempo a máquina poderá operar sem excitação pode ser feita. O tempo que gerador pode se manter sem seu sistema de excitação sem lhe causar danos, apenas pode ser afirmado com base nas especificações técnicas do fabricante (IEEE Std C37.102TM, 2006).

Algumas máquinas suportam algum tempo sem excitação sem maiores danos, 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 sistema de excitação, pode ser tão curto como poucos segundos, ou até de vários minutos. Logo, a proteção contra a perda de excitação deve ser rápida 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 sobreexcitação das máquinas adjacentes em virtude de que elas irão fornecer o reativo para o gerador faltoso (MACKENZIE *et al*, 1975).

2.4 Proteção Contra a Perda de Excitação (ANSI 40)

Conforme descrito por DIAS & ELKATEB (1992), a proteção contra a perda de excitação, função ANSI 40, deve assegurar que:

- (i) o relé irá atuar rapidamente no caso de uma perda de excitação evitando danos na máquina e efeitos adversos no sistema → Disponibilidade;
- (ii) o relé não irá atuar desnecessariamente perante oscilações estáveis ou distúrbios transitórios → Segurança.

Existem vários métodos de proteção contra a perda de excitação (MASON, 1949; BERDY, 1975, KUNDUR, 1994; SHARAF & LIE, 1994; SIEMENS LTDA, 2005, IEEE Std C37.102TM, 2006; TAMBAY & PAITHANKAR, 2005, LEITE & SILVEIRA, 2007; MORAIS *et al.*, 2007b). Na prática, os utilizados são os mais conhecidos e/ou com maior facilidade de ajuste.

A proteção contra a perda de excitação é normalmente projetada de modo a disparar o disjuntor principal do gerador e o disjuntor de campo. A maioria dos métodos de proteção de perda de excitação utiliza relés de distância conectados aos terminais do gerador, 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).

2.4.1 Relés de Distância

O relé de distância (ANSI 21) recebeu este nome genérico, devido à sua filosofia de funcionamento se basear na impedância, admitância ou reatância vista pelo relé. Como estes parâmetros são proporcionais à distância, surge a origem do nome do relé.

Os relés de distância são alimentados pelas grandezas de tensão e corrente, amostradas de Transformadores de Potencial (TP) e Transformadores de Corrente (TC), respectivamente e representam uma classe de relés que são conhecidos por:

- (i) Relé de impedância;
- (ii) Relé de admitância ou mho;
- (iii) Relé de reatância;
- (iv) Relé de impedância ou admitância modificado.

Uma vez que os relés de distância medem impedâncias, é importante que suas características de operação sejam traçadas no plano $R-X$ (plano da impedância). Essa providência facilita bastante a aplicação desses relés. Os ângulos das impedâncias medidas por esses relés dependem dos sentidos (sinais) dos fluxos de potências ativas e reativas no elemento protegido. As impedâncias medidas se apresentarão em um dos quadrantes do plano $R-X$ conforme mostra a Figura 2.5.

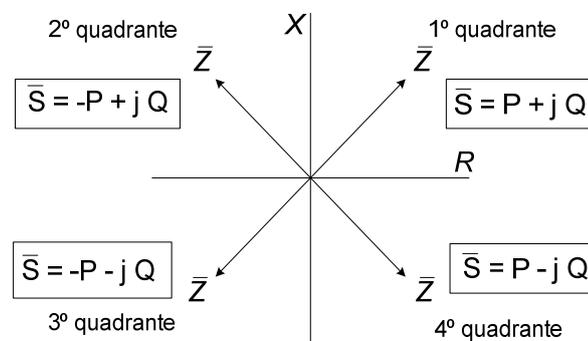


Figura 2.5 – Localização de \bar{Z} no plano $R-X$ de acordo com o fluxo de potência.

O relé mho é inerentemente direcional, ou seja, detecta faltas em apenas uma direção. Os relés de impedância e reatância detectam faltas nos quatro quadrantes do plano $R-X$ (HOROWITZ & PHADKE, 1995). Devido a isto, os relés de impedância e reatância são geralmente supervisionados por relés direcionais.

Os relés de estado sólido analógicos, baseados em componentes eletrônicos discretos tais como diodos, transistores e amplificadores operacionais, foram desenvolvidos a partir do final da década de 1950. Eles incorporaram todas as características dos relés eletromecânicos e, devido à facilidade que a nova tecnologia oferecia, incluíram variações nas características circulares, tais como a característica quadrilateral, poligonal, lenticular, tomate ou até personalizadas. Na realidade, estas variações poderiam ser obtidas com relés eletromecânicos, através da combinação de dois ou mais relés, naturalmente a um custo mais elevado.

A Figura 2.6 mostra no plano $R-X$ a característica operacional dos relés de distância mais utilizados (HOROWITZ & PHADKE, 1995). Como na proteção contra a perda de excitação é utilizado o relé mho, é dado um enfoque maior para este tipo de relé nas subseções seguintes.

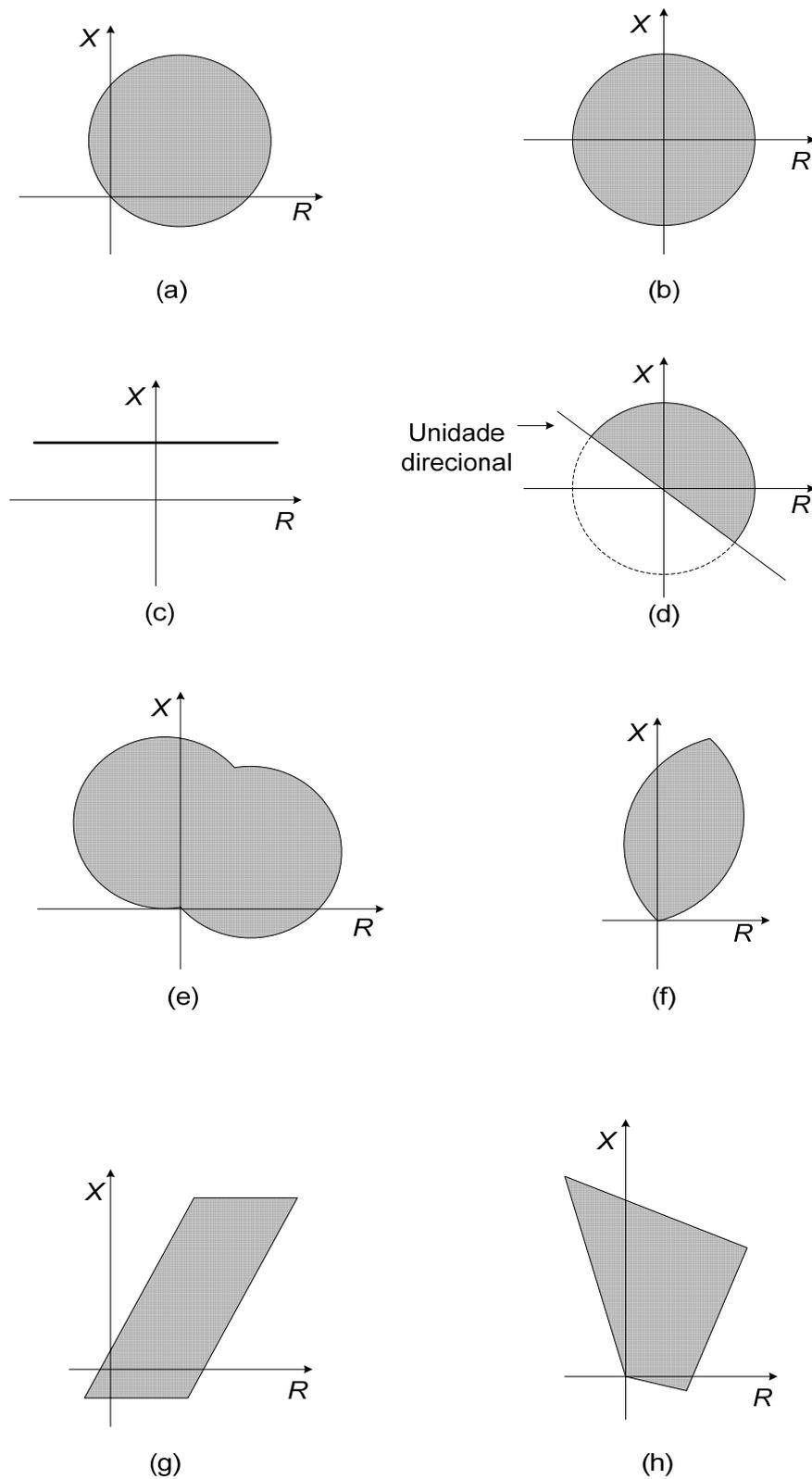


Figura 2.6 – Relés de distância mais utilizados: a) mho; b) impedância; c) reatância; d) impedância com direcional; e) tomate; f) lenticular; (g) quadrilateral; (h) poligonal.

2.4.1.1 Aplicação de Relés de Distância na Proteção Contra a Perda de Excitação

O relé de admitância, também conhecido por relé mho, comumente utilizado na proteção de linhas área de transmissão, também é utilizado para proteger o gerador contra a perda de excitação. A impedância vista pelo relé, conectado nos terminais da máquina, pode ser analisada através de um sistema simplificado de duas fontes geradoras conforme mostra a Figura 2.7 (MASON, 1949; KUNDUR, 1994).

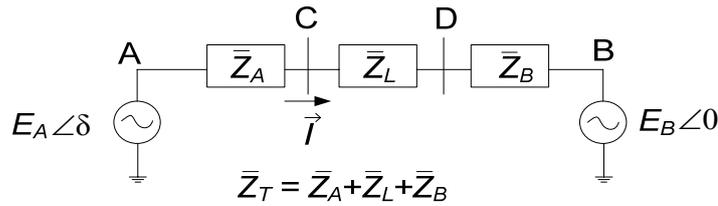


Figura 2.7 – Circuito equivalente de duas fontes geradoras.

O relé é conectado nos terminais do gerador A, ou seja, na barra C, \vec{E}_A é a tensão interna da máquina A e \vec{E}_B a do equivalente B. A defasagem angular entre os dois sistemas é representada por δ .

O fasor de corrente \vec{I} é dado pela equação (2.1) e o fasor de tensão na barra C pela equação (2.2).

$$\vec{I} = \frac{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}{\bar{Z}_T} \quad (2.1)$$

$$\vec{E}_C = \vec{E}_A - \bar{Z}_A \vec{I} \quad (2.2)$$

A impedância vista pelos terminais do gerador, barra C, onde o relé mho é colocado é:

$$\bar{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}} = \frac{\vec{E}_A - \bar{Z}_A \vec{I}}{\vec{I}} = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{E_A \angle \delta}{E_A \angle \delta - E_B \angle 0} \quad (2.3)$$

Se $E_A = E_B = 1,0 \text{ p.u.}$,

$$\bar{Z}_C = -\bar{Z}_A + \frac{\bar{Z}_T}{1 \angle 0 - 1 \angle -\delta} \quad (2.4)$$

$$\bar{Z}_C = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{1 \angle 0 + 1 \angle -\delta}{(1 \angle 0 - 1 \angle -\delta)(1 \angle 0 + 1 \angle -\delta)} \quad (2.5)$$

Com algumas manipulações trigonométricas:

$$\bar{Z}_C = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{1 + \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta}{2j \operatorname{sen} \delta} \quad (2.6)$$

$$= -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \left[\frac{1}{2} - j \left(\frac{1 + \cos \delta}{2 \operatorname{sen} \delta} \right) \right] \quad (2.7)$$

Finalmente, a impedância vista pelo relé conectado nos terminais do gerador é:

$$\bar{Z}_C = \left(\frac{\bar{Z}_T}{2} - \bar{Z}_A \right) - j \left(\frac{\bar{Z}_T}{2} \cot \frac{\delta}{2} \right) \quad (2.8)$$

Se a relação E_A/E_B se mantiver igual a 1, à medida que o ângulo do rotor aumenta, impedância aparente se desloca do seu ponto inicial, por exemplo, $\delta = 60^\circ$, em direção a esquerda, como por exemplo $\delta = 90^\circ$ como mostra a Figura 2.8.

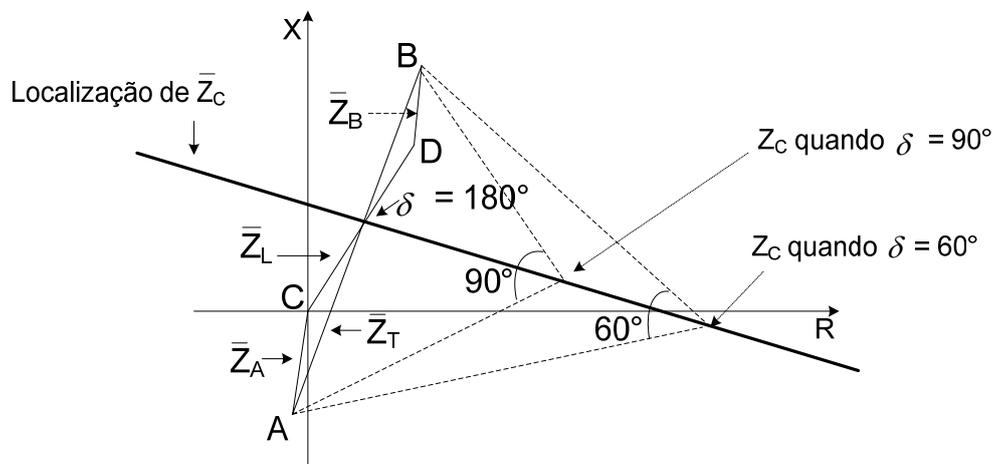


Figura 2.8 – Construção gráfica da impedância vista pelos terminais do gerador em função de δ com $E_A = E_B$.

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 \bar{Z}_T (segmento de reta \overline{AB}) cujo raio e offset são determinados pela razão E_A/E_B conforme mostra a Figura 2.9. O caso específico de $E_A/E_B = 1$ têm raio e offset infinitos.

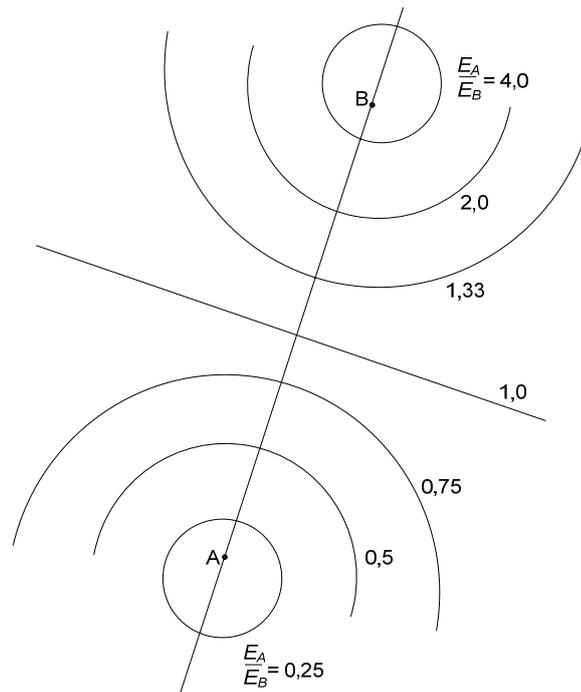


Figura 2.9 – Impedância aparente para diferentes valores de δ para cada valor de E_A/E_B .

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 irá traçar uma porção de círculos os quais cruzam os pontos A e B como mostra a Figura 2.10. O segmento de reta \overline{AB} é parte de uma circunferência com raio infinito o qual representa uma separação angular de 0° ou 180° (KUNDUR, 1994).

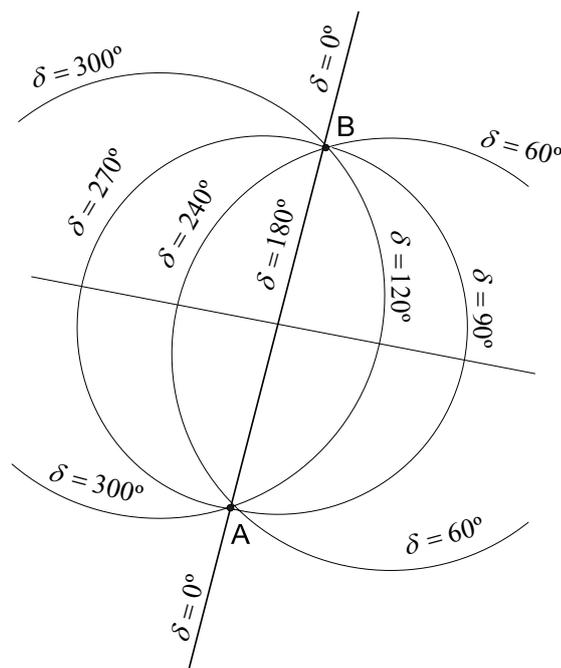


Figura 2.10 – Impedância aparente para diferentes valores de E_A/E_B para cada valor de δ .

Com a tensão interna da máquina \vec{E}_A caindo a zero, a impedância vista pelo relé corresponderá apenas a parcela de \vec{Z}_A conforme a equação (2.3), na Figura 2.8 ao ponto 'A', ou seja $-\vec{Z}_A$. Este ponto se encontra no 3º ou 4º quadrante. 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 2.7, na perda de excitação então se tem uma situação onde a tensão interna E_A está caindo e o ângulo δ está aumentando. Logo a impedância aparente vista pelos terminais do gerador na perda de excitação é uma combinação das duas famílias de curvas mostradas na Figuras 2.9 e 2.10. O caminho traçado pela impedância aparente medida nos terminais do gerador após a perda de excitação é mostrado na Figura 2.11, para três carregamentos distintos (KUNDUR, 1994).

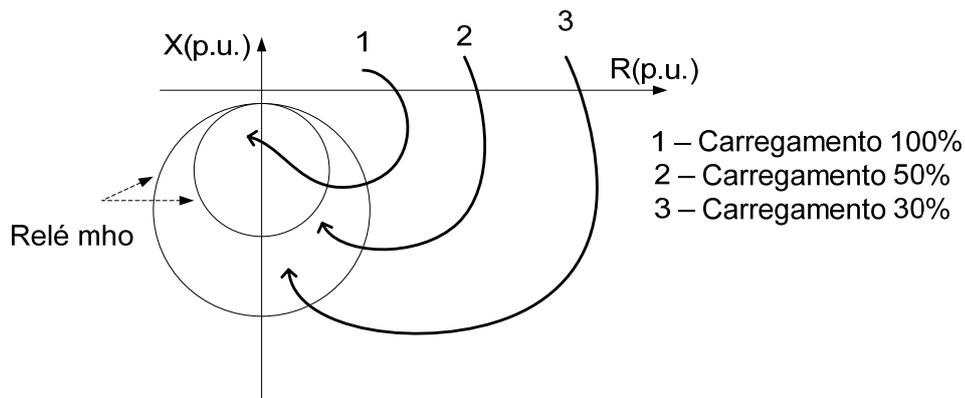


Figura 2.11 – Trajetória da impedância após perda de excitação.

O deslocamento da impedância depende da constante de tempo do circuito de campo, impedância do sistema, tensão interna do gerador E_A e ângulo δ , entre o gerador e sistema, sendo que estes dois últimos variam conforme o carregamento da máquina. Segundo MOORE & STANGENBERG (1998) a trajetória da impedância após a perda de excitação ocasionada por abertura do circuito de campo converge em circunferências menores do que a perda de excitação ocasionada por curto-circuito no campo, entretanto, a velocidade do movimento da impedância é similar em ambos os casos. Como a relação E_A/E_B se torna menor que a unidade na perda de excitação, a impedância vista pelo relé se encontra no 3º ou 4º quadrante

e assim a perda de excitação pode ser detectada pelo relé de admitância 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 2.11. Neste caso, a proteção pode não ser sensibilizada, sendo necessária a realização de estudos mais detalhados para prover o melhor ajuste da proteção (PIERRE, 1985).

O caminho da impedância aparente, descrito pela equação (2.8), vista pelo relé pode se encontrar dentro da característica operacional do mesmo, durante o evento da perda da excitação ou até mesmo outros eventos como as oscilações estáveis de potência. A impedância aparente pode ser determinada por meio do cálculo da impedância medida pelo TC e TP colocados nos terminais do gerador (barra C) como mostrado na Figura 2.12. A impedância vista pelo relé é dada pela equação (2.9).

$$\bar{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}_{CD}} = R_C + jX_C \quad (2.9)$$

Sabendo que:

$$R_C = \frac{E_C^2 P}{P^2 + Q^2} \quad (2.10)$$

e

$$X_C = \frac{E_C^2 Q}{P^2 + Q^2} \quad (2.11)$$

Onde:

\vec{E}_C é a tensão de linha;

\vec{I}_{CD} é a corrente de fase;

P é a potência ativa 3 ϕ fornecida pelo gerador;

Q é a potência reativa 3 ϕ fornecida pelo gerador;

R_C e X_C formam a impedância de seqüência positiva \bar{Z}_C medida na barra C.

As relações mostradas nas equações (2.10) e (2.11) são válidas apenas para fenômenos trifásicos e equilibrados, como a perda de excitação.

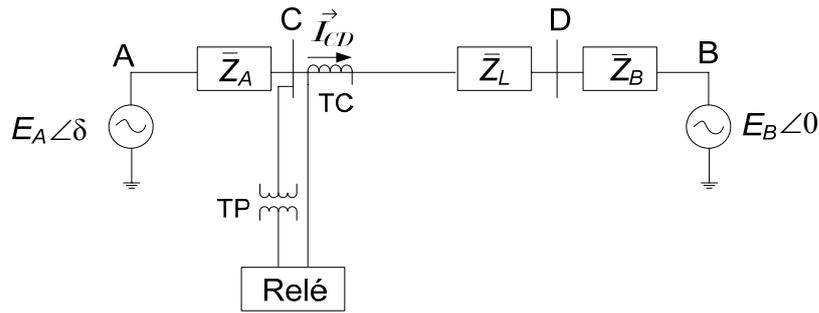


Figura 2.12 – Impedância aparente vista pelo relé.

Como o relé encontra-se instalado no secundário do TPs e TCs, a impedância aparente vista pelo relé, deve ser referida ao secundário. A impedância no secundário do TC e TP pode ser obtida por meio da equação (2.15), onde:

$$Z_{\text{secundário}} = \frac{V_{\text{secundário}}}{I_{\text{secundário}}} \quad (2.12)$$

$$V_{\text{secundário}} = \frac{V_{\text{primário}}}{RTP} \quad (2.13)$$

$$I_{\text{secundário}} = \frac{I_{\text{primário}}}{RTC} \quad (2.14)$$

Substituindo as equações (2.13) e (2.14) na equação (2.12) tem-se:

$$Z_{\text{secundário}} = Z_{\text{primário}} \frac{RTC}{RTP} \quad (2.15)$$

Onde:

$I_{\text{primário}}$ é a corrente no primário;

$I_{\text{secundário}}$ é a corrente no secundário;

$V_{\text{primário}}$ é a tensão no primário;

$V_{\text{secundário}}$ é a tensão no secundário;

$Z_{\text{primário}}$ é a impedância no primário;

$Z_{\text{secundário}}$ é impedância vista pelo relé;

RTC é a relação de transformação do TC;

RTP é a relação de transformação do TP.

2.4.1.2 Relé de Distância Tipo Admitância

Em virtude da trajetória da impedância aparente após a perda de excitação, como já comentado, se defasar desde o valor com carga até o 4° e/ou 3° quadrante, próximo do eixo X no plano R - X , os relés de admitância utilizados na proteção contra a perda de excitação são ajustados, na maioria dos métodos, com ângulo de máximo conjugado igual a -90° .

A Figura 2.13 ilustra a característica operacional do relé de admitância no plano R - X , sem *offset* e com *offset* (deslocamento da origem), onde τ é o ângulo de máximo conjugado do relé.

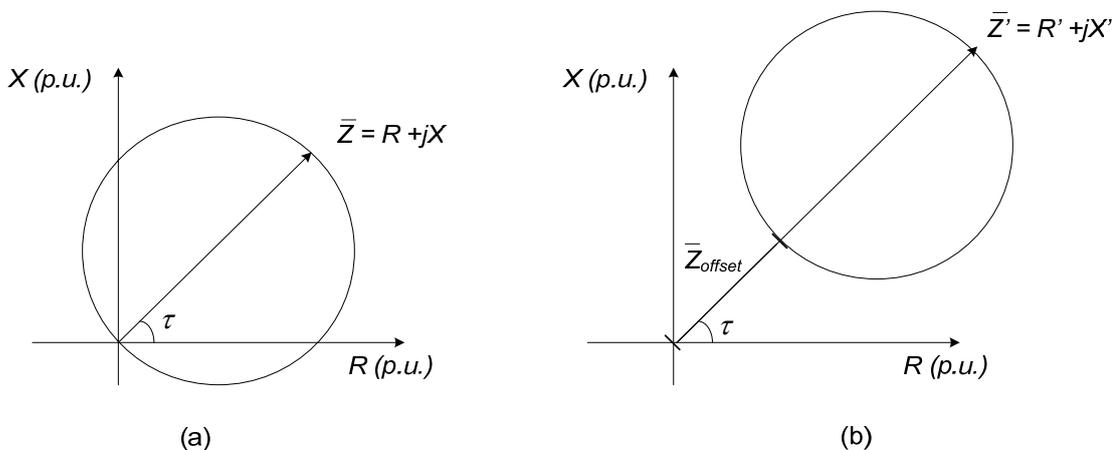


Figura 2.13 – Relé de admitância sem offset (a) e com offset (b).

2.4.1.3 Equacionamento do Relé de Admitância

O conjugado de fechamento da unidade mho, devido à interação dos fluxos magnéticos originados pelas grandezas de corrente elétrica, que produz conjugado de operação, e tensão elétrica, que produz conjugado de restrição, é descrito pela equação (2.16), desprezando o efeito da mola de restrição (STEMMER, 1977).

$$C = K_d E I \cos(\tau - \Theta) - K_v E^2 \quad (2.16)$$

Sendo que:

$$E = (V_{ab}) - (I_{ab}) Z_{offset} \quad (2.17)$$

e

$$\bar{Z}_{offset} = R_{offset} + jX_{offset} \quad (2.18)$$

Logo

$$C = K_d [(V_{ab}) - (I_{ab}) \bar{Z}_{offset}] (I_{ab}) \cos(\tau - \Theta) K_v [(V_{ab}) - (I_{ab}) \bar{Z}_{offset}]^2 \quad (2.19)$$

Onde:

C = conjugado de operação;

E = módulo da tensão de polarização do relé;

I = módulo da corrente entre fases (I_{ab}) associada a tensão (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;

V_{ab} = diferença de tensão entre as fases A e B;

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 $R-X$.

O valor do *offset* pode ser tanto positivo quanto negativo, ou até mesmo nulo. A opção de deslocar ou não o relé da origem, ou seja, utilizar ou não o *offset* como mostra a Figura 2.13 (a) e (b) é critério do usuário. O conjugado dos relés de admitância que não utilizam *offset* é calculado por meio da mesma equação (2.19), porém com $Z_{offset} = 0$ na equação (2.17).

Embora seja mostrada a equação do conjugado com base em definições para relés eletromecânicos, a equação (2.19) pode ser facilmente reproduzida em relés microprocessados.

No limiar da operação, ou seja, $C = 0$ na equação (2.19), tem-se a equação (2.20).

$$K_d(V_{ab} - I_{ab} Z_{offset}) I_{ab} \cos(\tau - \theta) - K_v (V_{ab} - I_{ab} Z_{offset})^2 = 0 \quad (2.20)$$

Reajustando os termos da equação (2.20):

$$K_d(V_{ab} - I_{ab} Z_{offset}) I_{ab} \cos(\tau - \theta) = K_v (V_{ab} - I_{ab} Z_{offset})^2 \quad (2.21)$$

Dividindo ambos os lados da equação (2.21) por EI , ou seja, $(V_{ab} - I_{ab} Z_{offset})I_{ab}$, tem-se:

$$K_d \cos(\tau - \theta) = K_v \frac{(V_{ab}) - (I_{ab}) Z_{offset}}{I_{ab}} \quad (2.22)$$

$$K_d \cos(\tau - \theta) = K_v \left(\frac{V_{ab}}{I_{ab}} - Z_{offset} \right) \quad (2.22)$$

$$K_d \cos(\tau - \theta) = K_v (Z_C - Z_{offset}) \quad (2.23)$$

Onde:

Z_C = impedância aparente vista pelo réle.

Finalmente, tem-se a equação (2.24)

$$Z_C = \frac{K_d}{K_v} \cos(\tau - \theta) + Z_{offset} \quad (2.24)$$

A equação (2.24) representa um círculo no plano R - X deslocado da origem de Z_{offset} , conforme ilustrado na Figura 2.14. A circunferência mostrada na Figura 2.14 possui as seguintes características:

- Seu diâmetro é K_d/K_v ;
- O diâmetro passando pela origem faz um ângulo τ (-90°) com o eixo R ;
- Seu centro é definido pelo ponto:

$$\left(\begin{array}{c} \frac{K_d/K_v}{2} \cos(\tau) + R_{offset} ; \frac{K_d/K_v}{2} \sin(\tau) + X_{offset} \end{array} \right)$$

- O conjugado é positivo (o relé opera) para pontos situados no interior da circunferência, e o conjugado negativo (o relé não opera) para pontos situados fora da referida circunferência.

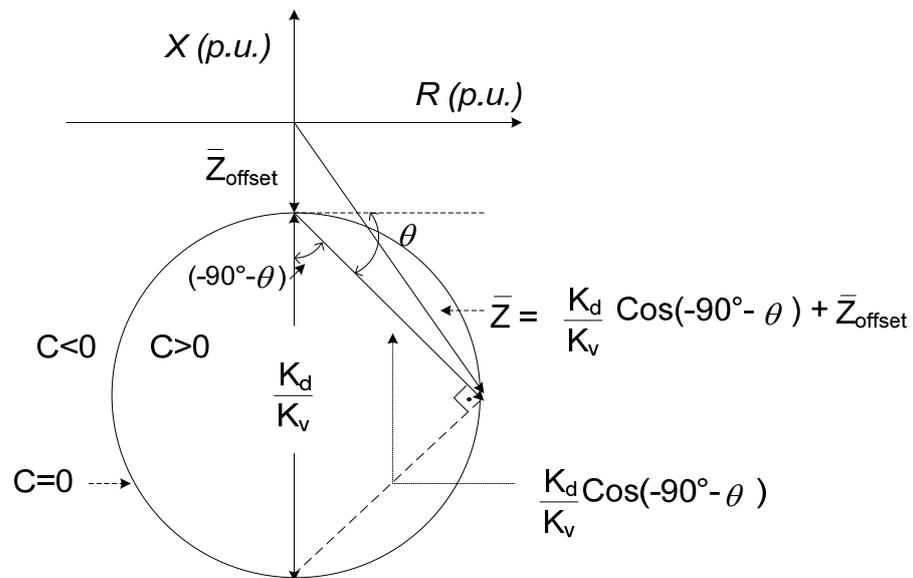


Figura 2.14 – Relé de admitância com offset e ângulo de máximo conjugado igual a -90° .

2.4.2 Definição do Problema da Operação Indevida da Proteção Contra a Perda de Excitação

Os métodos tradicionais de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos, que são baseados nos conceitos desenvolvidos por MASON (1949), podem operar indevidamente durante oscilações estáveis de potência, retirando a unidade geradora do sistema sem necessidade. O principal tipo de oscilação estável, que têm ocasionado a operação indevida desta proteção, são curtos-circuitos temporários que ocorrem próximos da unidade geradora, quando a mesma está operando na região subexcitada (IEEE COMMITTEE REPORT, 1988).

A Figura 2.15 mostra a característica operacional da proteção contra a perda de excitação proposta por BERDY (1975), e a impedância aparente vista pelo relé durante uma oscilação estável de potência. De maneira a ilustrar o problema, foi realizado, por meio de simulação computacional, um curto-circuito trifásico no lado de alta tensão de um transformador elevador conectado a um gerador. O curto-circuito foi eliminado no tempo crítico de 100 ms. Durante a permanência da falta, a impedância aparente vista pelo relé, que está instalado nos terminais do gerador, se encontra no ponto 1 da Figura 2.15. Este ponto representa o valor de impedância vista pelos terminais do gerador até o ponto de defeito, no caso exemplificado, a impedância do transformador. Após a falta ter sido eliminada por meio

da abertura do disjuntor, ocorre uma oscilação de potência, e a impedância aparente tende a cruzar a área operacional do relé mho como mostra a Figura 2.15.

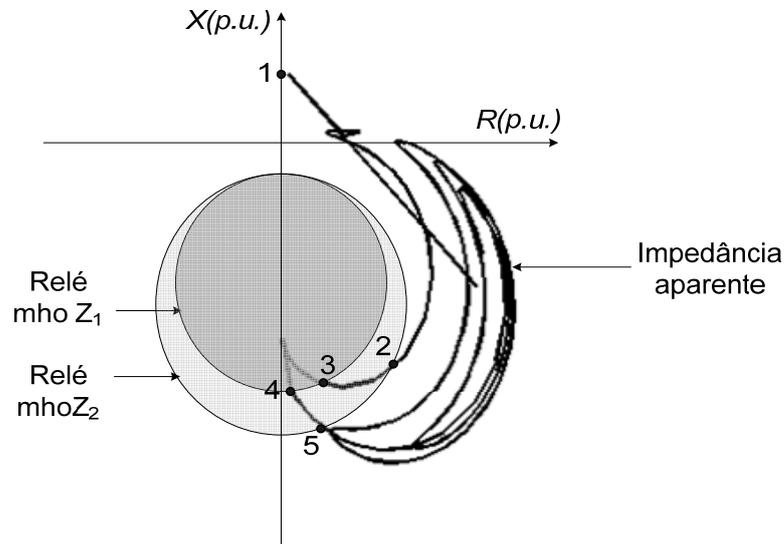


Figura 2.15 – Relé mho e impedância aparente durante uma oscilação estável de potência.

A solução encontrada pelos autores, que estudaram o assunto na década de 70 (ARNDT & ROGERS, 1975; BERDY, 1975; ROTATING MACHINES PROTECTION SUBCOMMITTEE, 1975; DARRON *et al.*, 1975), para evitar ou diminuir os casos de operação indevida desta proteção, foi temporizar a operação do relé mho. Porém, a temporização utilizada na primeira zona de proteção Z_1 – tempo da impedância aparente excursionar entre os pontos 3 e 4, e na segunda zona Z_2 – tempo da impedância aparente excursionar entre os pontos 2 e 5, pode não ser suficiente para evitar a operação indevida do relé. É comum temporizar os relés com valores recomendados em manuais técnicos de fabricantes de relés, sendo que o mais adequado seria obter estes valores por meio de estudos de estabilidade transitória, o que por sua vez é bastante trabalhoso (IEEE Std C37.102TM, 2006).

Além disso, conforme MACHINES PROTECTION SUBCOMMITTEE, (1975); IEEE COMMITTEE REPORT, (1988); RANA, SCHULZ *et al.*, (1990); MOZINA, (2004) temporizar esta proteção não é considerado a solução ideal para evitar as operações indevidas da proteção contra a perda de excitação, pois retarda a atuação da proteção.

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo, introduziram-se os fundamentos da perda de excitação em geradores síncronos. Tal abordagem teórica foi realizada com objetivo de fornecer conhecimentos básicos sobre este fenômeno. A perda de excitação em geradores síncronos pode implicar conseqüências desastrosas tanto para o gerador quanto para o sistema no qual está conectado. Os principais danos no gerador são causados pelo excessivo aquecimento que o mesmo tende a sofrer. Com relação ao sistema, a principal conseqüência é a queda de tensão terminal, que pode se alastrar para uma área maior, resultando na perda de sincronismo entre o gerador e o sistema.

O problema da operação indevida da proteção contra a perda de excitação, que geralmente é ocasionado por curtos-circuitos próximos à unidade geradora quando a mesma opera de forma subexcitada, foi apresentado. O equacionamento da impedância vista pelo relé, após uma perda de excitação, foi realizado com o objetivo de se verificar o porquê do uso de relés mho na proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos. Para um melhor entendimento do relé de distância, também foi apresentado o equacionamento e a característica operacional do relé mho, com base em definições de relés eletromecânicos.

Capítulo 3

MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS

3.1 Considerações Gerais

A proteção contra a perda de excitação (ANSI 40), assim como outras proteções, vem sofrendo avanços na busca de um melhor desempenho. Existem vários métodos de proteção contra a perda de excitação. No entanto, na prática são utilizados os mais conhecidos e/ou com maior facilidade de ajuste, que nem sempre são os mais adequados. Entre os métodos, o que varia de um para outro, é a complexidade na sua aplicação e o grau de proteção oferecido. Atualmente, o método escolhido depende de fatores como custo do gerador, custo do relé e importância do gerador para o sistema. Este capítulo descreve os métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos. As técnicas são apresentadas como Métodos Convencionais – baseados nos conceitos desenvolvidos por MASON (1949) e atualmente são facilmente encontrados em relés digitais “multifunção” de geradores; e Métodos Não Convencionais – que são baseados em técnicas modernas, ainda não disponíveis comercialmente e representam as perspectivas futuras para este tipo de proteção.

Alguns dos métodos apresentados são ajustados em função da curva de capacidade do gerador. Logo, este capítulo apresenta uma breve descrição sobre a curva de capacidade do gerador síncrono.

3.2 Curva de Capacidade do Gerador Síncrono

As curvas de capacidade, ou 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 (MELO, 1977). Na Figura 3.1, a título de ilustração inicial, é dado um exemplo de curva de capacidade

de uma máquina síncrona de pólos salientes, indicando-se em cada trecho o fator de limitação correspondente.

A curva de capacidade é função direta da tensão terminal de operação. Em conseqüência, 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. Como a tensão operacional de um gerador não deve se afastar muito do seu valor nominal, 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 $V_t = 95\%$).

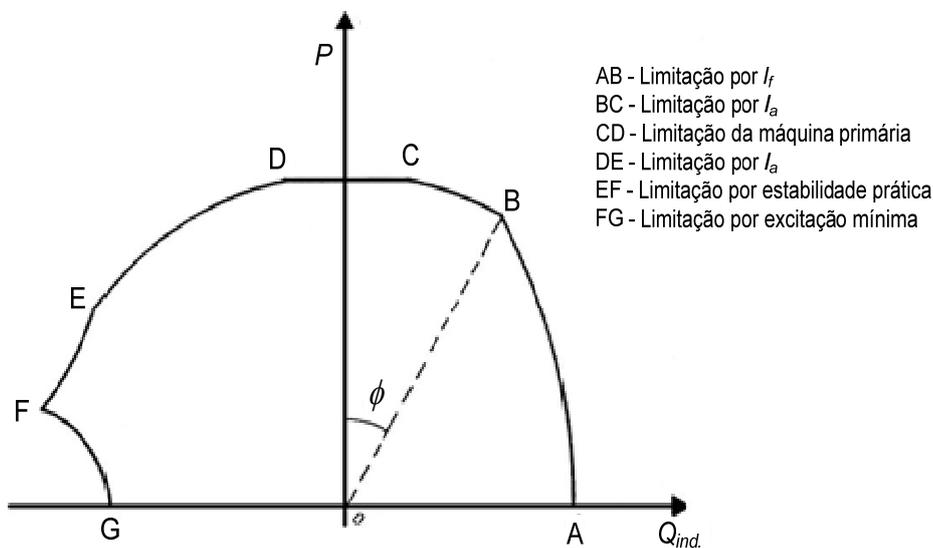


Figura 3.1 – Curva de capacidade e seus fatores de limitação.

Como é usual no estudo das máquinas síncronas, o pequeno efeito da resistência de armadura geralmente é 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 tensão de campo (E_f) e corrente de campo (I_f) deverão ser consideradas com os seus valores saturados para as condições normais de operação (MELO, 1977). Portanto devem-se utilizar os valores saturados para construção das curvas de capacidade.

Os principais fatores que limitam a faixa de operação dos geradores síncronos em regime permanente são:

- tensão terminal;
- corrente de armadura;
- corrente de campo;
- limite de estabilidade;
- excitação mínima permissível;
- capacidade da máquina primária.

Tais fatores são estabelecidos de acordo com os níveis de perdas toleráveis, decorrentes do carregamento da máquina, que influenciam decisivamente na produção de calor e na conseqüente elevação da temperatura de trabalho da máquina.

3.3 Métodos Convencionais para a Proteção Contra a Perda de Excitação

3.3.1 Proteção Contra a Perda de Excitação com Uma Zona de Atuação

Em 1949, MASON propôs uma proteção contra perda de excitação baseada na excursão da impedância aparente. O método de MASON (1949) consiste de um relé de distância monofásico, de característica mho com *offset*, polarizado para monitorar a impedância vista pelos terminais do gerador. Com apenas uma zona (Z_1), de atuação instantânea, os ajustes básicos do método são o afastamento da origem no plano $R-X$ (*offset*), cujo ajuste recomendado é igual à metade da reatância transitória de eixo direto ($X'_d/2$) e o diâmetro da característica operacional, sendo recomendado um ajuste igual ao valor da reatância síncrona de eixo direto (X_d). A Figura 3.2 mostra a característica operacional no plano $R-X$ proposta por MASON (1949).

Atualmente este método é recomendado para máquinas que possuem reatância síncrona de eixo direto (X_d) menor que 1,2 p.u. (LIMA *et al.*, 2003). A referência ABB INC. SUBSTATION AUTOMATION AND PROTECTION (2002) recomenda que o diâmetro do método proposto por MASON (1949) seja de $X_d - X'_d/2$. Com a finalidade de evitar a operação indevida, a mesma referência recomenda que método seja temporizado na faixa de 0,2 até 0,5 segundos. A Figura 3.3 mostra a característica operacional considerando este ajuste. O método tem a vantagem de suprimir menos pontos operacionais da curva de capacidade do gerador do que o ajuste convencional proposto por MASON (1949), porém no caso de perda de excitação com carregamento inicial baixo (curva 3 da Figura 2.11), tal ajuste

pode deixar o gerador operando sem excitação por alguns segundos a mais que o ajuste original.

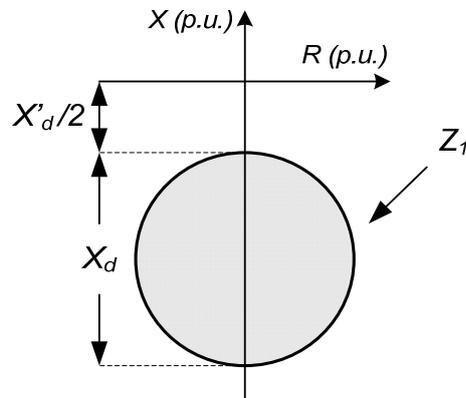


Figura 3.2 – Característica operacional no plano R - X da proteção contra perda de excitação proposta por MASON (1949).

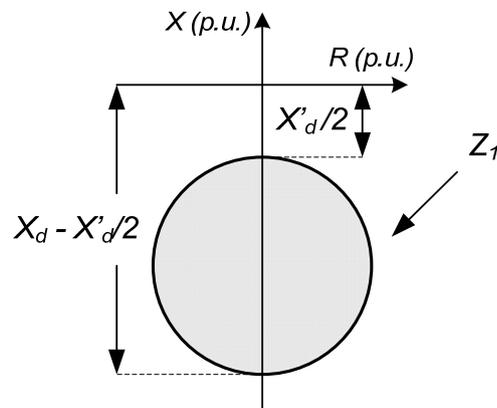


Figura 3.3 – Característica operacional da proteção contra perda de excitação apresentada na referência ABB INC. SUBSTATION AUTOMATION AND PROTECTION (2002).

3.3.2 Proteção Contra a Perda de Excitação com Duas Zonas de Atuação

Devido à tendência do aumento das reatâncias das máquinas nas décadas de 60 e 70, e como o ajuste da proteção proposta por MASON (1949) é proporcional a reatância de eixo direto (X_d), BERDY (1975) propôs um novo ajuste para o método de MASON (1949), visto que, para máquinas de reatância maiores, a característica operacional da proteção proposta por MASON (1949) ficaria maior abrindo-se a possibilidade de operação indevida.

A necessidade de se adotar um esquema de proteção contra a perda de excitação de maior seletividade, e deste modo, discriminar a perda de excitação de outras condições anormais de operação (oscilações estáveis de potência no sistema), levou BERDY (1975) a propor a utilização de duas zonas de proteção para o relé mho. A primeira zona (Z_1) com diâmetro igual a 1,0 p.u. na base do gerador, sem temporização adicional para a sua atuação.

Esta tem como função detectar a perda de excitação com o gerador operando entre 100% e 30% do seu carregamento nominal (condições mais severas em termos de danos no gerador e efeitos adversos no sistema). Por outro lado, a segunda zona (Z_2) é ajustada com o diâmetro igual a reatância síncrona de eixo direto (X_d), e com uma temporização adicional da ordem de 0,5 até 0,6 segundos. É importante salientar que a melhor temporização do relé é obtida por meio de estudos de estabilidade transitória (IEEE Std C37.102TM, 2006). As duas zonas apresentam o ajuste do *offset* igual à metade da reatância transitória de eixo direto ($X'_d/2$). A característica operacional no plano R - X é apresentada na Figura 3.4. A referência IEEE Std C37.102TM (2006), sugere utilizar temporização de 0,1 segundos na primeira zona (Z_1) do ajuste de BERDY (1975).

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

Equipamentos reguladores de tensão mais rápidos surgiram com o passar dos anos. Com regulador de tensão de resposta rápida, o gerador pode operar com ângulos de carga de até 120°. Neste caso, a característica operacional da Z_2 proposta por BERDY deve ser reduzida. O diâmetro da Z_2 (X_{b2}) deve ser ajustado em 50% da reatância síncrona de eixo direto da máquina (X_d) e o *offset* (X_{a2}) com 75% da reatância transitória de eixo direto conforme equações (3.1) e (3.2) (GENERAL ELECTRIC COMPANY, 2002). Um elemento de fator de potência também é inserido nesta técnica para operar na forma de alarme e tipicamente é ajustado em torno de -15° (fator de potência 0,965).

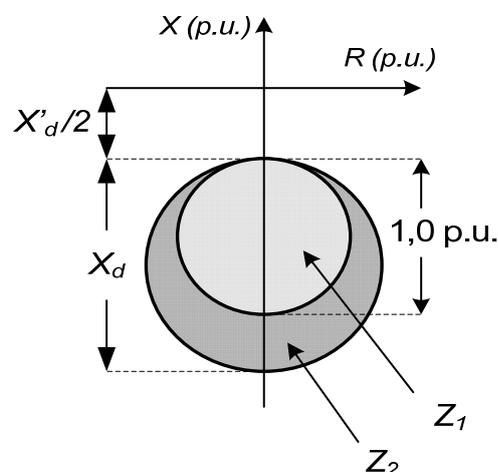


Figura 3.4 – Característica operacional no plano R - X da proteção contra perda de excitação com duas unidades mho com *offset*.

$$X_{b2} = 0,5 X_d \quad (p.u.) \quad (3.1)$$

$$X_{a2} = 0,75 X'_d \quad (p.u.) \quad (3.2)$$

A zona 1 (Z_1) deste esquema se mantém igual a primeira zona (Z_1) de BERDY (1975), como mostram as equações 3.3 e 3.4 . A Figura 3.5 ilustra a característica operacional do ajuste no plano R - X .

$$X_{b1} = 1,0 \quad (p.u.) \quad (3.3)$$

$$X_{a1} = -\frac{X'_d}{2} \quad (p.u.) \quad (3.4)$$

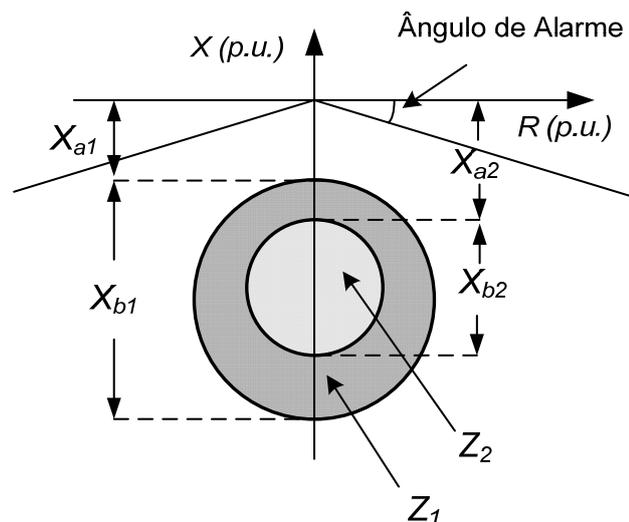


Figura 3.5 – Característica operacional da proteção contra de perda de excitação com duas zonas e *offset* distintos.

3.3.3 Proteção Contra a Perda de Excitação Utilizando Critérios do Estator e Rotor

Com o objetivo de minimizar as perdas de carga adjacentes à unidade geradora, causadas por distúrbios de tensão em decorrência da perda de excitação LEE *et al.* (1979) desenvolveram um método de proteção contra a perda de excitação baseado em uma lógica E entre a tensão terminal e tensão do circuito de campo do gerador como mostra na Figura 3.6.

Quando a tensão de campo é inferior ao valor ajustado, tipicamente 0,5 p.u., a unidade temporizada (t_1) em 0,5 segundos, inicializa a contagem de tempo. Se uma condição de baixa

tensão terminal também existir, normalmente ajustada em 0,85 p.u., o relé inicialmente irá transferir o controle da excitação para outro regulador de tensão reserva e assim, tem-se que o primeiro nível da proteção operou. Caso apenas um regulador automático seja empregado, haverá transferência para controle de excitação em modo manual. Quando o primeiro nível da proteção opera, um segundo temporizador (t_2), com ajuste típico de 0,2 segundos, é inicializado. Se a tensão no rotor não se restabelecer sua condição durante este período, o sinal de disparo é enviado para o disjuntor principal do gerador retirando o mesmo do sistema.

Segundo LEE *et al.* (1979), tal método foi desenvolvido especificamente para usinas com uma unidade geradora e blocos de cargas adjacentes sensíveis ao nível de tensão, porém estudos mostraram que o método pode ser utilizado para usinas com mais de uma unidade geradora. Recomenda-se utilizar esta técnica de forma a complementar, e não substituir, os métodos MASON (1949) e BERDY (1975), já apresentados.

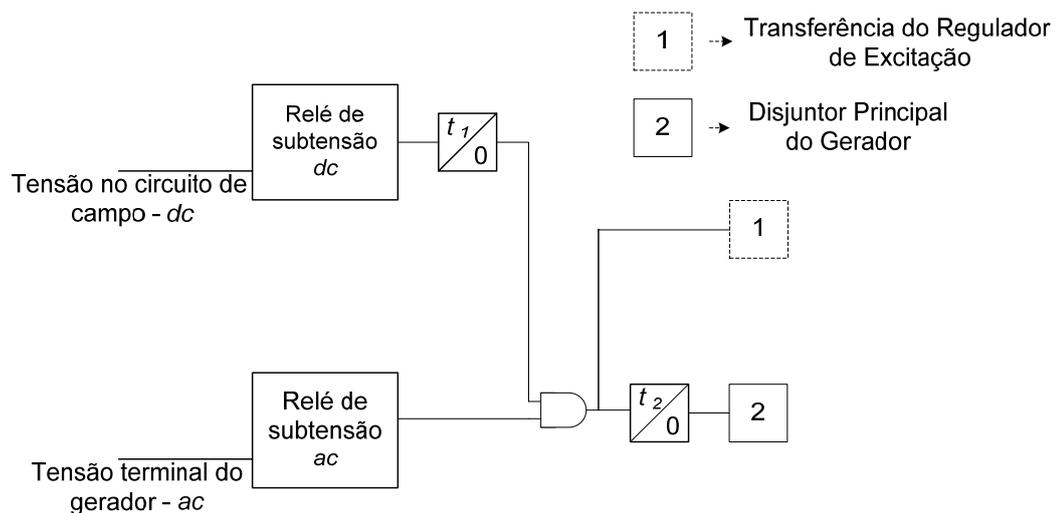


Figura 3.6 – Diagrama de blocos da proteção de perda de excitação

3.3.4 Proteção Contra a Perda de Excitação Utilizando *Offset* Positivo

O método presente na referência IEEE Std C37.102TM (2006) faz o uso da combinação de uma unidade mho com *offset* positivo, uma unidade direcional e uma unidade de subtensão aplicada nos terminais do gerador.

A segunda zona (Z_2) da unidade mho é coordenada com o Limite de Estabilidade Prático (*LEP*) e Limite de Excitação Mínima (*LEM*) da máquina. 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 $R-X$, conhecendo-se reatância síncrona de eixo direto da máquina (X_d) e a reatância equivalente vista pelos terminais do gerador (X_B), ambos em p.u. na base do gerador, conforme a Figura 3.7 e equações (3.5) e (3.6).

$$Centro = -\frac{1}{2}(X_d - X_B) \quad (3.5)$$

$$Raio = \frac{1}{2}(X_d + X_B) \quad (3.6)$$

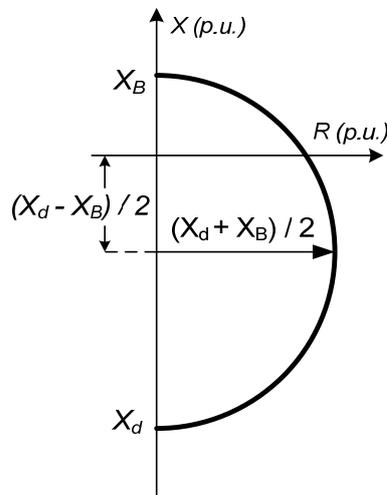


Figura 3.7 – Conversão do LEP para o plano R-X.

A unidade 2 (Z_2) de *offset* positivo é ajustada em 10% do *LEP*, utilizando para tal as equações (3.7) e (3.8).

$$Diâmetro = 1,1 X_d + X_B \quad (3.7)$$

$$Offset = X_B \quad (3.8)$$

A referência BECKWITH ELETRIC CO. (2001) recomenda utilizar apenas a reatância do transformador, ao invés de impedância equivalente vista pelos terminais do gerador X_B , nas equações (3.7) e (3.8).

Como a unidade 2 (Z_2) possui *offset* positivo, esta é supervisionada por um elemento direcional de modo a prevenir a operação indevida para oscilações estáveis de potência. A

unidade direcional é tipicamente ajusta em -13° (fator de potência 0,974). Durante condições anormais de operação com excitação baixa, a unidade direcional e a unidade Z_2 podem operar na forma de alarme, permitindo o operador a correção do problema. Se uma condição de baixa tensão terminal também existir, pondo em risco a estabilidade do sistema, a unidade de subtensão opera e inicializa a operação com temporização (t_2) de 0,25 s a 1,0 s. A unidade de subtensão pode ser ajustada em 0,8 p.u. a 0,9 p.u. da tensão nominal da máquina.

No caso de unidades geradoras de grande porte ou com localização importante para sistema, podem ser utilizados duas unidades de admitância. Caso outra unidade (Z_1) seja utilizada, a temporização (t_2) de 1,0 s é recomendada na unidade de subtensão, caso contrário utiliza-se 0,25 s. A 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 valor da reatância síncrona de eixo direto (X_d) menos o *offset* conforme equações (3.9) e (3.10) respectivamente.

$$Z_{1_{offset}} = -\frac{X'_d}{2} \quad (3.9)$$

$$Z_{1_{diâmetro}} = 1,1 X_d - \frac{X'_d}{2} \quad (3.10)$$

Esta unidade é ajustada com temporização (t_1) de 0,2 s a 0,3 s. A Figura 3.8 ilustra o esquema de proteção contra a perda excitação que utiliza duas zonas e elemento direcional no plano R - X . A Figura 3.9 mostra a lógica operacional do método.

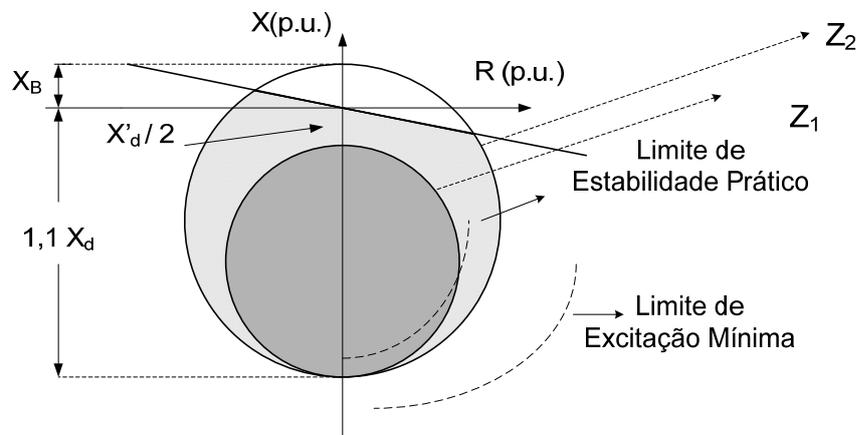


Figura 3.8– Método de proteção de perda de excitação com *offset* positivo.

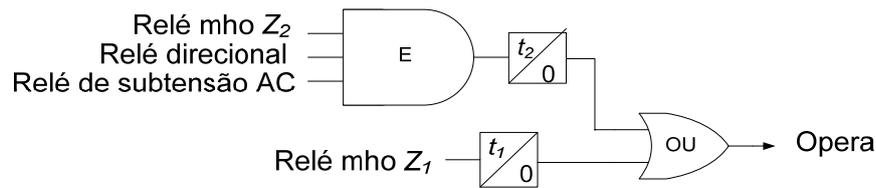


Figura 3.9 – Lógica operacional do método que utiliza *offset* positivo.

A combinação de relés de admitância com unidades de subtensão tem sido amplamente utilizada. Esta combinação proporciona proteção para quase todas as condições de perda de excitação, mas pode não disparar quando o gerador estiver operando com carga leve, visto que a queda de tensão poderia não ser suficiente para operar esta unidade.

3.3.5 Proteção Contra a Perda de Excitação Utilizando Característica Tomate/Lenticular

Este método contempla os conceitos desenvolvidos por MASON (1949) e LEE *et al.* (1979). Nesta técnica, as zonas de atuação dos relés mho são ajustadas no plano de admitância ($G-B$) em função da curva de capacidade do gerador, e são supervisionadas por relés de subtensão e sobretensão aplicados no rotor e estator, respectivamente.

A curva de capacidade que, geralmente, é apresentada no plano $P-Q$, pode ser transposta para o plano $G-B$ com o auxílio das equações (3.11) e (3.12):

$$G = P/V^2 \quad (3.11)$$

e

$$-B = -Q/V^2 \quad (3.12)$$

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). O método pode ser empregado sem *offset* ou com *offset* no plano $R-X$. Caso não seja utilizado o *offset*, 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 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 3.10.

As equações (3.13) e (3.14) mostram o ajuste do relé mho em função de λ e τ , nos planos $G-B$ e $R-X$, respectivamente. No plano $R-X$, τ representa ângulo de máximo conjugado e $1/\lambda$ a distância da origem ao ponto onde a circunferência cruza o eixo X (ABB POWER AUTOMATTION LTDA., 2001).

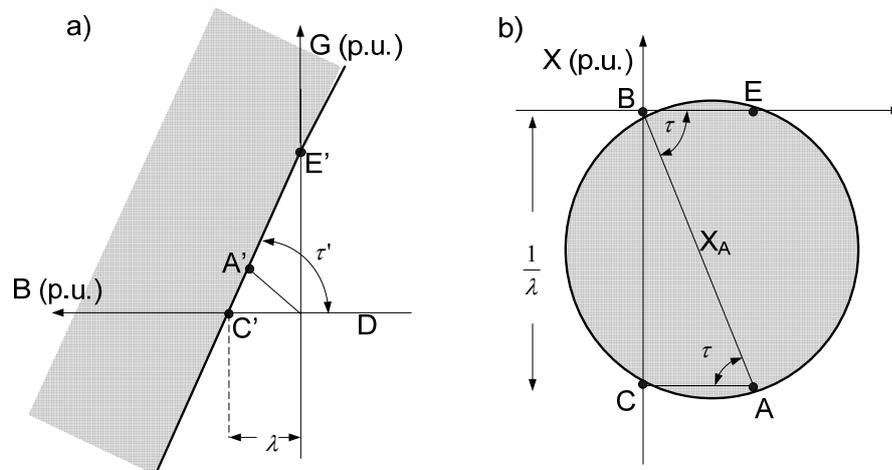


Figura 3.10 – Relé de admitância nos planos: (a) $G-B$; (b) $R-X$.

$$y = \frac{1/X_A}{\cos(\tau' - \theta)} \quad (3.13)$$

$$z = X_A \cos(\tau - \theta) \quad (3.14)$$

Sabendo que:

$$\tau = -\tau' \quad (3.15)$$

Onde:

θ é o ângulo da impedância.

Para formar a Característica Tomate é necessários ajustar λ_A e τ_1 nas retas A e A' , conforme mostra a Figura 3.11. A Característica Tomate é coordenada com o limite de estabilidade prático 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 (3.17). O ajuste de τ_1 é feito de modo que a inclinação da

reta A, esteja margeando o limite de estabilidade prático do gerador, o qual normalmente se encontra entre 60° e 80° .

$$\lambda_A \cong 1,05 \frac{1}{X_d} \quad (3.17)$$

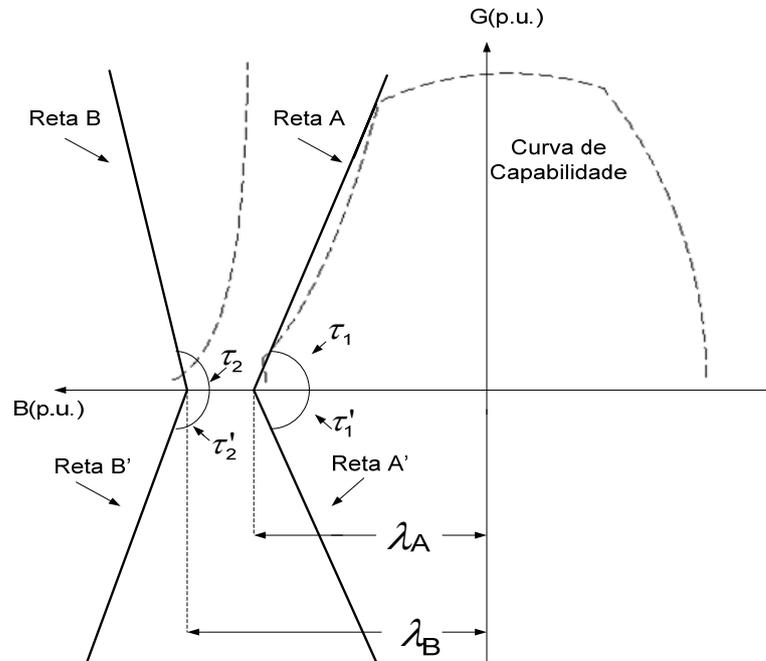


Figura 3.11 – Retas A, A', B e B' definidas em função da curva de capacidade no plano da admitância.

Já a Característica Lenticular é coordenada com o limite de estabilidade teórico da máquina, por meio do ajuste dos parâmetros λ_B e τ_2 nas retas B e B' como mostra a Figura 3.11. O parâmetro λ_B é o valor onde o limite de estabilidade teórico do gerador cruza o eixo B e deverá ser sempre maior que 1 (um). O parâmetro τ_2 é ajustado entre 80° e 110° , para assegurar a operação para perdas de excitação 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 (SIEMENS LTDA., 2005).

Para uma melhor visualização da área de atuação das retas mencionadas, as mesmas são transpostas do plano $G-B$ para o plano $R-X$ por meio das equações (3.13) e (3.14). A Figura 3.12 mostra a intersecção das curvas B e B' que correspondem a Característica Lenticular, e a união das curvas A e A' que dão origem a Característica Tomate.

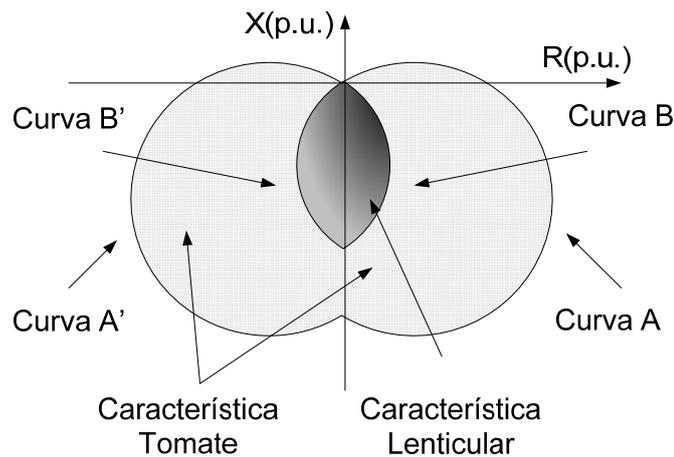


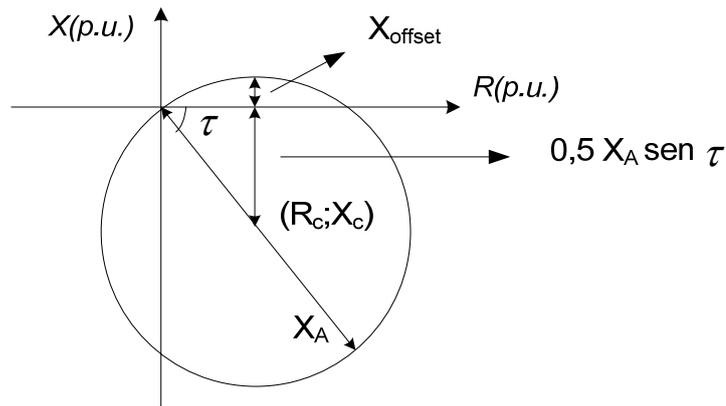
Figura 3.12 – Características tomate e lenticular no plano R - X .

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 & SILVEIRA, 2006). Porém, ao se utilizar a Característica Lenticular como intersecção das curvas A e A' , qualquer alteração na Característica Tomate é refletida também na lente ou vice-versa. Ou seja, não é possível alterar os ajustes da lente, como por exemplo, abertura ou diminuição da lente, sem alterar os ajustes do tomate.

Alguns relés digitais disponíveis no mercado não permitem a utilização de quatro relés na proteção contra a perda de excitação. 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 , como é o caso da Usina hidrelétrica de Itaipu (LEITE & SILVEIRA, 2006). Porém pode-se implementar o método utilizando *offset*, como é o caso da Usina Hidrelétrica de Tucuruí, onde estudos para utilização deste método, fazendo o uso do *offset*, estão sendo realizados.

O cálculo do *offset* para este método é feito através do valor alcançado pela característica operacional no plano R - X no eixo positivo da reatância X_{offset} conforme mostra a Figura 3.13. O valor de X_{offset} é função do diâmetro e ângulo de máximo conjugado do ajuste e é calculado pela equação (3.18).

Figura 3.13 – Cálculo do *offset* das características tomate.

$$X_{offset} = 0,5 X_A - (0,5 X_A \text{ sen } \tau) \quad (3.18)$$

O *offset* é introduzido através de deslocamento da característica operacional (circunferência) no eixo X de $-X_{offset}$. Para o ângulo de máximo conjugado se manter o mesmo, ajustado anteriormente à introdução do *offset*, é feito um deslocamento da circunferência no eixo R de valor proporcional, ou seja, o centro da circunferência é deslocado proporcionalmente na coordenada X e abscissa R . O centro da circunferência $(R_c; X_c)$ anterior a introdução do *offset* é dado por:

$$R_c = 0,5 X_A \cos(\tau) \quad (3.19)$$

e

$$X_c = 0,5 X_A \text{ sen }(\tau) \quad (3.20)$$

Logo, com *offset* no eixo X foi de $-X_{offset}$, o *offset* no eixo R deverá ser:

$$R_{offset} = \frac{R_c}{X_c} X_{offset} \quad (3.21)$$

Deste modo, o módulo do *offset* pode ser calculado.

$$|Z_{offset}| = \sqrt{R_{offset}^2 + X_{offset}^2} \quad (3.22)$$

A Figura 3.14 mostra a característica operacional de uma unidade mho (curva A) com *offset*. Devido à inserção do *offset* na característica operacional do relé no plano R - X , o ponto $(0, 0)$ pertencente às curvas A, A', B e B' deixou de existir. Por isso, a característica operacional do relé também será da forma circular nos planos G - B ou P - Q . De forma análoga é calculado o *offset* para a curva A' formando assim a característica tomate com *offset*. A fim de manter o mesmo *offset* nas duas zonas (tomate e lenticular), o mesmo valor de Z_{offset} calculado para a característica tomate é inserido na característica lenticular formando assim a característica operacional mostrada na Figura 3.15.

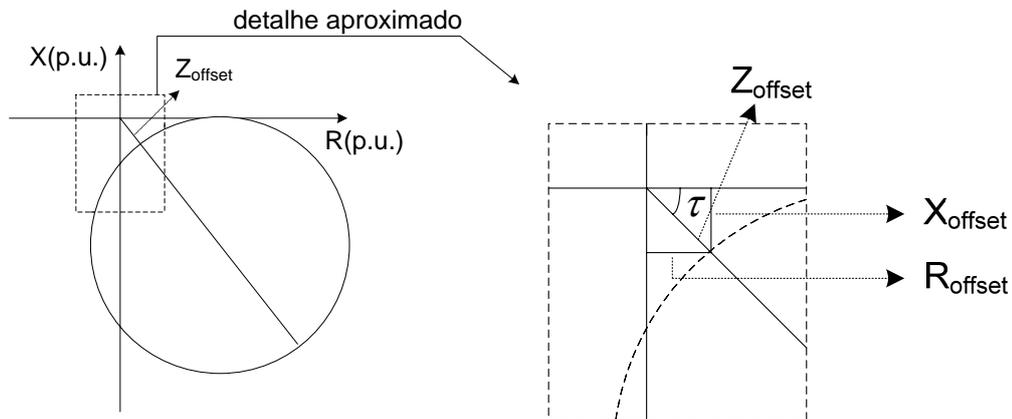


Figura 3.14 - Característica operacional da unidade A da curva tomate utilizando *offset*.

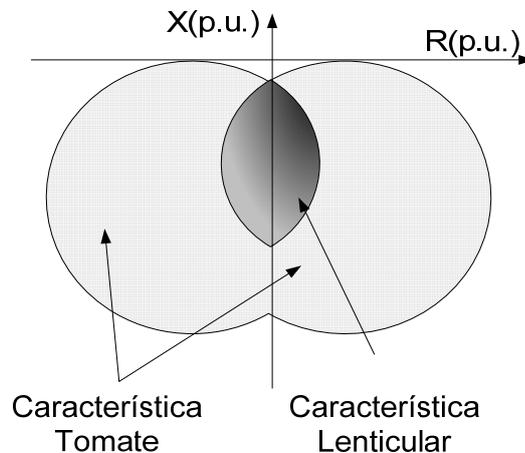


Figura 3.15 – Característica operacional da Característica Tomate/Lenticular com *offset*.

3.3.5.1 Estágios de Operação da Característica Tomate/Lenticular

A Característica Tomate/Lenticular, independente da utilização do *offset*, 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 o mesmo apresenta uma área operacional no plano $R-X$ maior que os métodos convencionais (MASON, 1949 e BERDY, 1975), devido às unidades mho utilizar ângulo de máximo conjugado diferente de -90° . Os dois estágios de operação são 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 perda de excitação no gerador e evitar operações indevidas têm-se os seguintes estágios de operação (LEITE & SILVEIRA, 2006):

Primeiro estágio: Quando a impedância vista pelo relé atinge uma das retas A ou A' (tomate), e 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 3.16 mostra o diagrama lógico do 1º estágio.

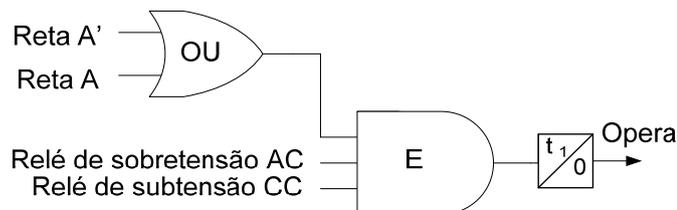


Figura 3.16 – Diagrama do primeiro estágio do relé.

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 3.17.

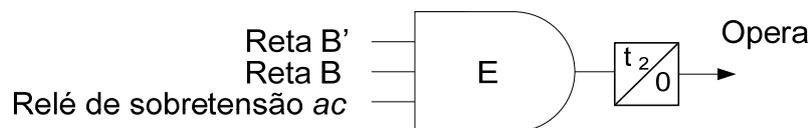


Figura 3.17 – Diagrama do segundo estágio do relé.

A referência SIEMENS LTDA. (2005) adiciona a reta C nos ajustes da característica tomate como mostra a Figura 3.18. A reta C tem seu ângulo de máximo conjugado τ_3 ajustado a 90° e λ_C ajustado a aproximadamente 90% de λ_A . No plano R-X a curva C irá proteger a máquina na região de entrada da impedância para a ocorrência de perda de excitação com baixos carregamentos conforme ilustra a Figura 3.19.

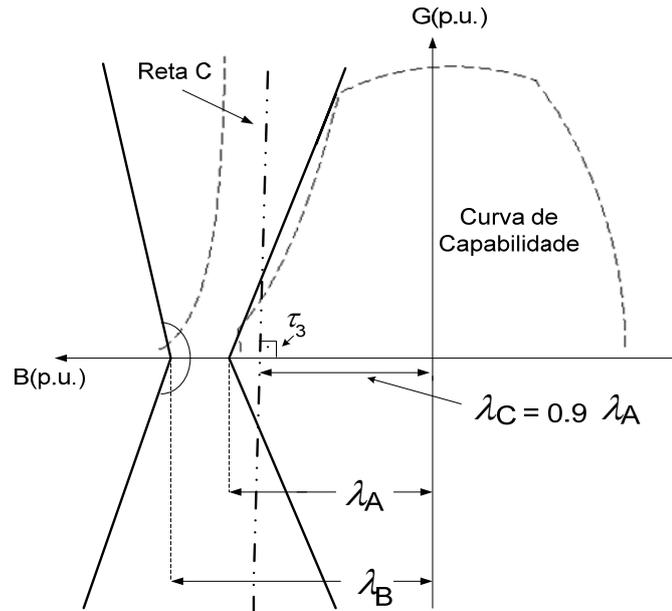


Figura 3.18 – Reta C incluída na característica tomate.

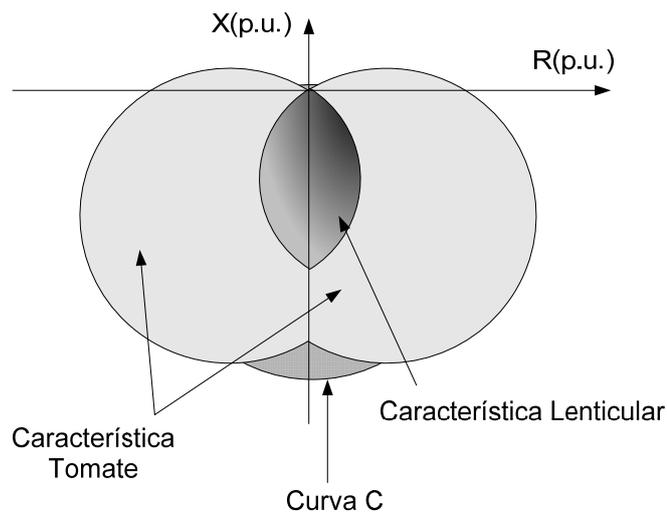


Figura 3.19 – Curva C adicionada à característica tomate no plano R-X.

3.4 Métodos Não Convencionais de Proteção Contra a Perda de Excitação

3.4.1 Proteção Contra a Perda de Excitação por meio de Inteligência Artificial

SHARAF & LIE (1994) propuseram uma técnica de Inteligência Artificial (AI) baseada em Redes Neurais (RN) para análise, classificação e identificação de eventos em um sistema máquina-barras infinita, sendo um deles, a perda de excitação.

O relé de detecção utiliza como variáveis de entrada o espectro de frequência da variação do ângulo do rotor $\Delta\delta$, variação de velocidade $\Delta\omega$, potência de aceleração ΔP_a , admitância aparente, bem como valores instantâneos de potência, tensão e corrente fornecendo como resultado:

- (i) A condição do sistema (normal ou faltoso);
- (ii) Classificação da falha (perda de excitação ou oscilação instável);
- (iii) Classificação do tempo crítico de abertura permitido (curto: 10-50 ms; ou longo: 50-200 ms);
- (iv) Classificação do tipo de perda de excitação (curto-circuito ou circuito aberto).

O sistema foi treinado com 10 casos e validado com outros 15 casos distintos, gerando um total de 25 casos incluindo diferentes tipos de faltas em diferentes pontos ao longo da linha de transmissão sob várias condições de carregamentos. A rede neural foi capaz de classificar com sucesso:

- A condição do sistema – 92%;
- Classificação da falha – 80%;
- Classificação do tempo de abertura permitido – 67%;
- Classificação do tipo de perda de excitação – 92%.

3.4.2 Proteção Adaptativa Contra a Perda de Excitação

Devido aos relatos de operação indevida da proteção contra a perda de excitação 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 perda de excitação e a

oscilação estável de potência. A técnica adaptativa consiste em uma lógica E, onde três inequações são analisadas e não necessita de temporização adicional.

As primeiras inequações baseiam-se nas técnicas convencionais, porém, modificada. 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 3.20 ilustra a característica operacional convencional modificada. O critério operacional desta unidade é definido nas inequações (3.23) e (3.24).

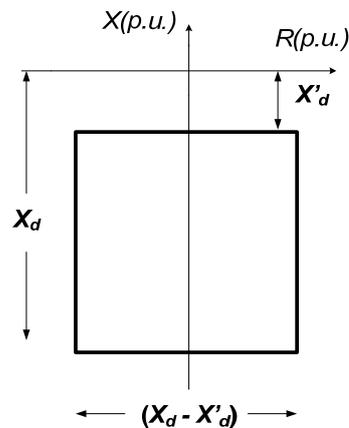


Figura 3.20 - Característica operacional da proteção adaptativa no plano R - X .

$$-0,5(X_d - X'_d) \leq R \leq 0,5(X_d - X'_d) \quad (3.23)$$

$$-X_d \leq X \leq -X'_d \quad (3.24)$$

O outro critério, baseado na taxa de variação da reatância vista pelos terminais do gerador, supervisiona a lógica formada pelas inequações (3.23) e (3.24), de modo a bloqueá-la ou habilitá-la. Portanto, é responsável por fazer a distinção entre a perda de excitação e a oscilação estável. Este critério se baseia no fato de que a taxa de variação da reatância durante a perda de excitação 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 3.21. A área delimitada pelas retas KL , LM e KM é determinada pela inequação (3.25).

Durante as oscilações de potência, a inequação (3.25) é responsável por bloquear os pontos que satisfazem as inequações (3.23) e (3.24) (interior do quadrado no plano $R-X$).

$$-m(X - a) \geq \frac{dX}{dt} \geq m(X - a) \quad (3.25)$$

Onde

$$m = \frac{b}{X_d - a} \quad (3.26)$$

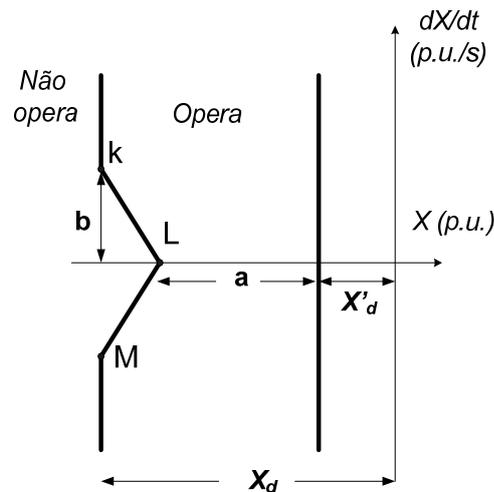


Figura 3.21 - Característica operacional da proteção adaptativa no plano $X- dX/dt$.

Os termos ‘ a ’ e ‘ b ’ são limites introduzidos, cujos valores irão depender dos parâmetros do gerador e do sistema. A lógica operacional da proteção adaptativa é dada por:

$$SE \{ [Ineq. (3.23)] \cdot [Ineq. (3.24)] \cdot \overline{[Ineq. (3.25)]} \} = 1 \text{ então OPERA}$$

Para determinar dos termos ‘ a ’ e ‘ b ’, deve-se simular a perda de excitação com várias condições diferentes de carregamento, de modo que seja satisfeita a lógica operacional do método. Em seguida realizam-se as testes com as condições mais severas de oscilações estáveis de potência que poderiam implicar em operação indevida da proteção contra a perda de excitação, 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.

3.5 Considerações Finais

Significantes avanços nos métodos de proteção contra a perda de excitação têm sido apresentados em artigos técnicos. Contudo, ainda há uma certa relutância dos profissionais da área na utilização de novas técnicas. Mesmo com 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.

Os métodos mais tradicionais (MASON, 1949 e BERDY,1975) possuem ajustes simples e apresentam um bom desempenho durante as perdas de excitação porém, podem permitir a operação indevida da proteção perante as oscilações estáveis de potência. Atuações indevidas podem ocorrer, quando o gerador estiver operando na região de subexcitação no momento da oscilação de potência.

Segundo LEE *et al.* (1979), o método baseado em relés de sobretensão e subtensão, remove o gerador do sistema de modo mais rápido que os métodos tradicionais (MASON, 1949 e BERDY,1975). Porém, pode não identificar uma perda de excitação ocasionada por circuito de campo aberto. Logo, é recomendado utilizar tal método para complementar a proteção utilizando relés mho ao invés de substituí-la.

O método presente na referência IEEE Std C37.102TM (2006), proporciona maior seletividade que os métodos tradicionais na distinção das perdas de excitação e oscilações estáveis de potência, pois combina o relé mho com o relé de subtensão.

A Característica Tomate/Lenticular apresenta alta confiabilidade em virtude da utilização dos critérios do rotor e do estator. Independentemente da utilização do *offset* ou não, possui ajustes mais complexos que os métodos tradicionais e é aplicado principalmente em geradores de potência elevada e de grande relevância para o sistema.

Entre os métodos não convencionais, a principal desvantagem com relação aos convencionais é a dificuldade de ajuste, pois geralmente exigem simulações computacionais que demandam muito tempo e conhecimento, principalmente se o método fizer o uso de técnicas de inteligência artificial. Esta situação também ocorre com relé adaptativo proposto por TAMBAY & PAITHANKAR (2005). A desvantagem mais clara deste em relação aos convencionais é encontrar o melhor ajuste para os termos ‘a’ e ‘b’.

Capítulo 4

MÉTODOS PROPOSTOS PARA A PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO

4.1 Considerações Gerais

A proteção contra a perda de excitação apresenta alguns desafios a serem solucionados. Os métodos tradicionais, baseados nos conceitos desenvolvidos por MASON (1949), podem operar indevidamente em algumas situações, como por exemplo, durante as oscilações estáveis de potência, e assim, retirar de serviço a unidade geradora sem necessidade. Tais fatores motivaram o desenvolvimento de duas propostas de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos.

A primeira delas faz uso de relés do tipo mho com ajustes distintos dos tradicionais. Tal método se baseia no fato de que a curva de capacidade do gerador síncrono pode ter sua área de operação limitada por restrições impostas pelas características operacionais das proteções do gerador. Deste modo, este método visa aumentar a área operacional do gerador por meio da minimização dos limites impostos pela a proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos.

A outra técnica para a proteção contra a perda de excitação está fundamentada nos conceitos clássicos da proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos, e na teoria dos conjuntos Nebulosos. Logo, uma breve introdução dos conceitos da Teoria dos Conjuntos Nebulosos é apresentada.

4.2 Proposta de Adição de Unidades Mho na Proteção Contra a Perda de Excitação Convencional

4.2.1 Curva de Capacidade e a Proteção Contra a Perda de Excitação

A curva de capacidade do gerador síncrono pode ter sua área de operação limitada por restrições impostas pelas características operacionais das proteções do gerador (FONSECA *et al.*, 2007). É o caso da proteção contra a perda de excitação, que pode impedir que o gerador opere na região próxima ao limite de excitação mínima e estabilidade prática da curva de capacidade, trechos *FG* e *EF* da Figura 4.1, respectivamente.

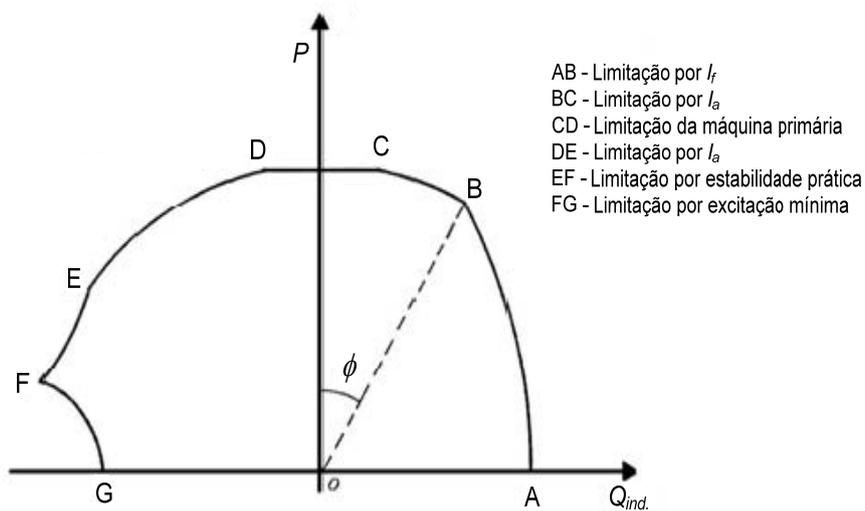


Figura 4.1 – Curva de capacidade e seus fatores de limitação.

A característica operacional do relé mho, utilizado na proteção convencional da proteção contra a perda de excitação, é geralmente analisada no plano *R-X*. Porém, através da equação 4.1 a mesma pode ser transferida para o plano *P-Q* onde a curva de capacidade se encontra. A Figura 4.2 mostra a proteção contra a perda de excitação no plano *P-Q*, ajustada segundo BERDY (1975).

$$S = \frac{V_t^2}{Z} \quad (4.1)$$

Onde:

V_t é a tensão terminal;

Z é o ajuste no plano *R-X*;

\bar{S} é o ajuste no plano *P-Q*.

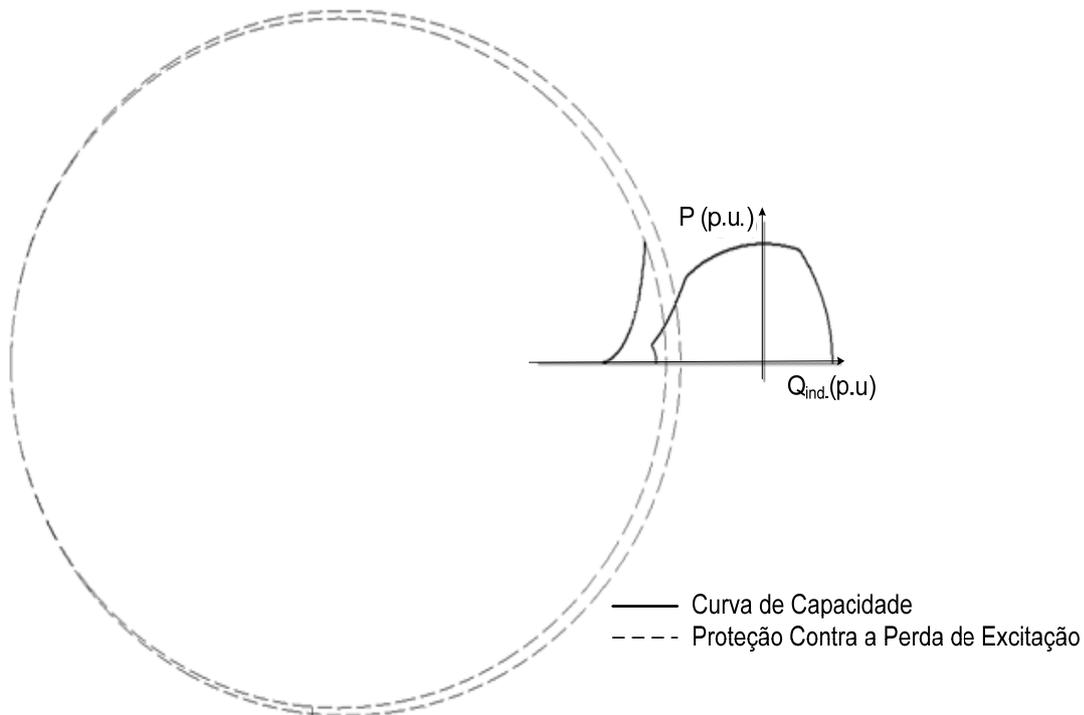


Figura 4.2 – Proteção contra a perda de excitação sobrepondo a curva de capacidade do gerador.

A Figura 4.3 mostra de uma forma mais detalhada a área (hachurada) que a proteção ocupa na curva de capacidade do gerador, na tensão 1,0 p.u.. Em regime permanente, o gerador dificilmente estará operando nesta região, porém em situações 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 contra a perda de excitação poderá retirar o gerador de serviço sem necessidade. Este fenômeno é mais característico em sistema com linhas de transmissão longas.

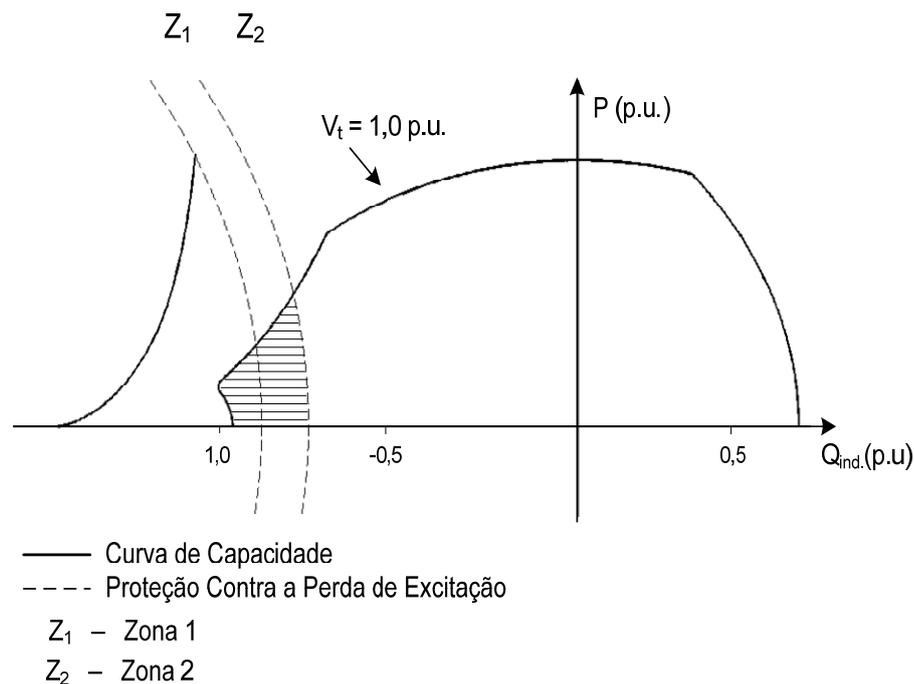


Figura 4.3 – Área não operacional (hachurada) devido à proteção contra a perda de excitação.

4.2.2 Proposta de Ajuste

Visando aumentar a área operacional da curva de capacidade, empregou-se duas unidades adicionais de relé de distância tipo mho com *offset*, unidade I e II, a serem utilizadas em conjunto com o método proposto por BERDY (1975).

O novo ajuste, denominado de Berdy + 2 unid. mho, é feito primeiramente na curva capacidade do gerador, plano $P-Q$, e posteriormente é analisado no plano $R-X$. As duas unidades mho adicionais são combinadas de maneira a se ajustar melhor às características de excitação mínima e estabilidade prática da curva de capacidade da máquina. Três pontos da curva de capacidade são levantados conforme mostra a Figura 4.4. São eles:

- A: Ponto de intersecção da curva de capacidade com a Z_2 da proteção contra a perda de excitação proposta por BERDY (1975);
- B: Ponto de intersecção da curva de capacidade com a Z_1 da proteção contra a perda de excitação proposta por BERDY (1975);
- C: Ponto de intersecção da curva de capacidade com o eixo de potência reativa.

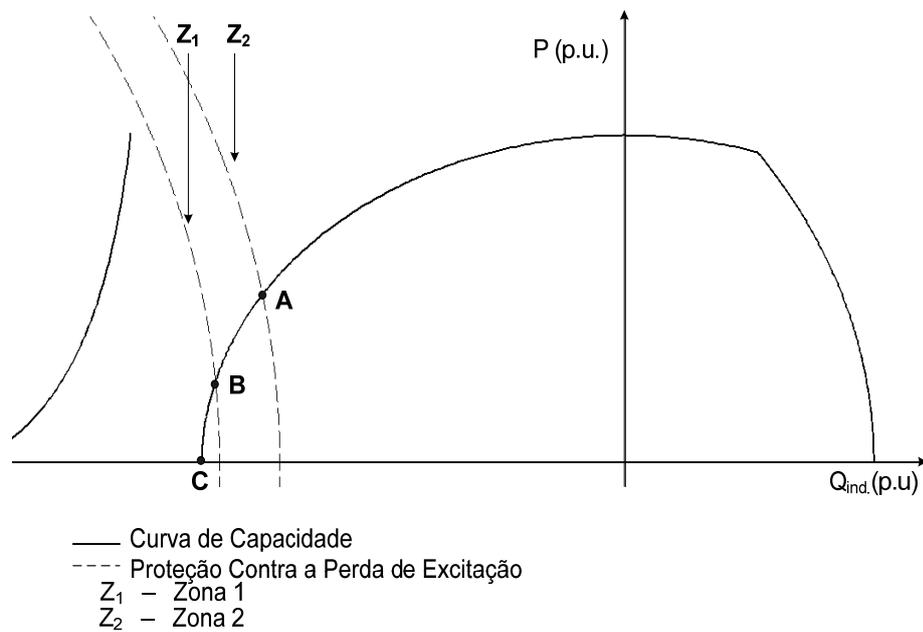


Figura 4.4 – Pontos A , B e C na curva de capacidade do gerador.

Após os três pontos terem sido levantados, ajusta-se a unidade adicional I passando pelos pontos B e C e a unidade adicional II passando pelos pontos A e B . Ambas as unidades ajustadas com valor de raio mais próximo possível dos ajustes tradicionais de BERDY (1975). A Figura 4.5 mostra os ajustes da proteção no plano P - Q e a Figura 4.6 mostra de forma mais aproximada o ajuste das unidades I e II e a curva de capacidade do gerador.

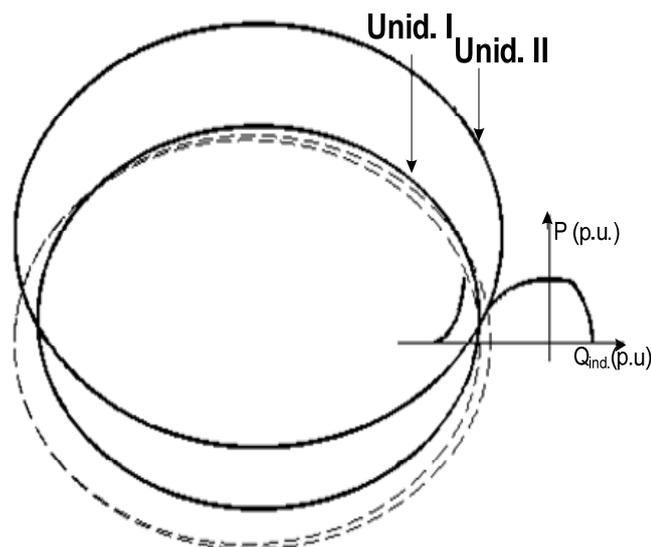


Figura 4.5 – Unidades adicionais I e II no plano P - Q .

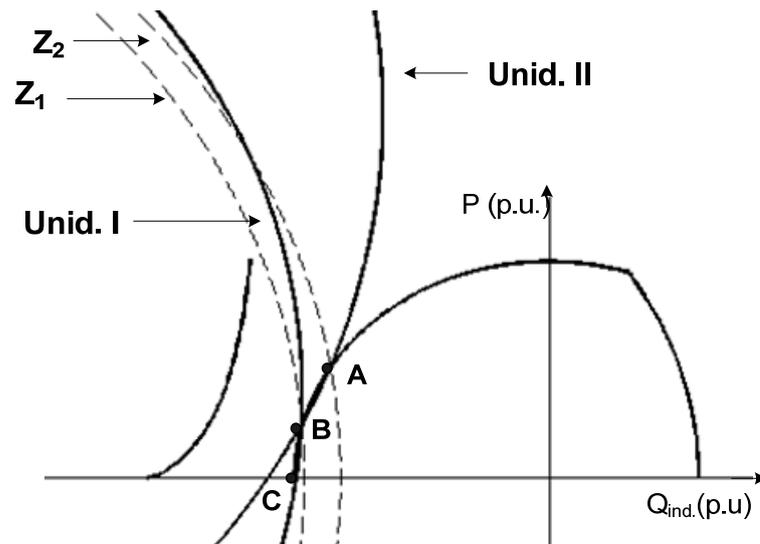


Figura 4.6 – Unidades I e II e curva de capacidade do gerador.

Os pontos devem ser levantados na curva de capacidade de maior tensão terminal de operação, visto que ao se realizar a transferência do plano $R-X$ para o plano $P-Q$, o relé mho não acompanha proporcionalmente o movimento da curva de capacidade para diferentes tensões de operação. O relé mho 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 operacional será quando a tensão terminal de operação for a mesma tensão do levantamento dos pontos para o novo ajuste.

As Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 mostram o ganho da área operacional proporcionado por este método, para as tensões terminais de operação $V_t = 1,05$ p.u., $V_t = 1,0$ p.u. e $V_t = 0,95$ p.u., respectivamente. Os pontos A, B, C foram levantados para a maior tensão terminal de operação, ou seja, $V_t = 1,05$ p.u..

Deve-se salientar que cada 0.01 p.u de ganho na capacidade da máquina em absorver reativos representa, no caso de uma máquina de 390 MVA, por exemplo, 3.9 MVA_r que extrapolando para 10 unidades geradoras, atinge-se o valor de 39 MVA_r. No conjunto de Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 foram utilizados os parâmetros da Usina Hidrelétrica de Tucuruí – ELETRONORTE S/A – Pará, e verificou-se um ganho médio na absorção de reativo de aproximadamente 0.18 p.u. para 0,05 p.u. de geração de potência ativa por gerador, o que corresponderia somente para a fase I da Usina de Tucuruí, um total de 702 MVA_r (MORAIS *et al.*, 2007b).

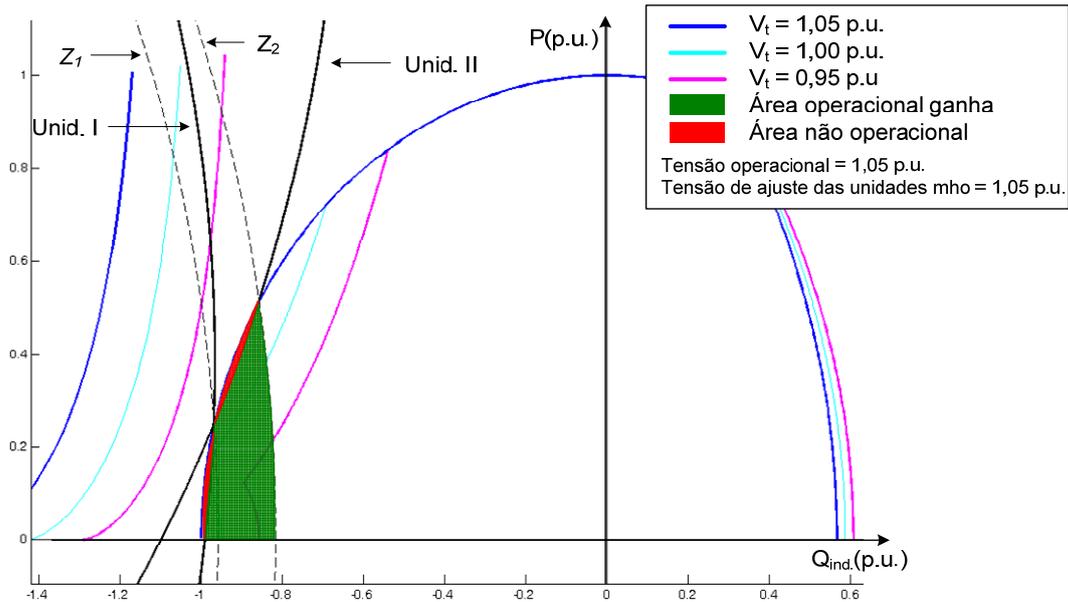


Figura 4.7 – Área operacional ganha na curva de capacidade do gerador para $V_t = 1,05$ p.u..

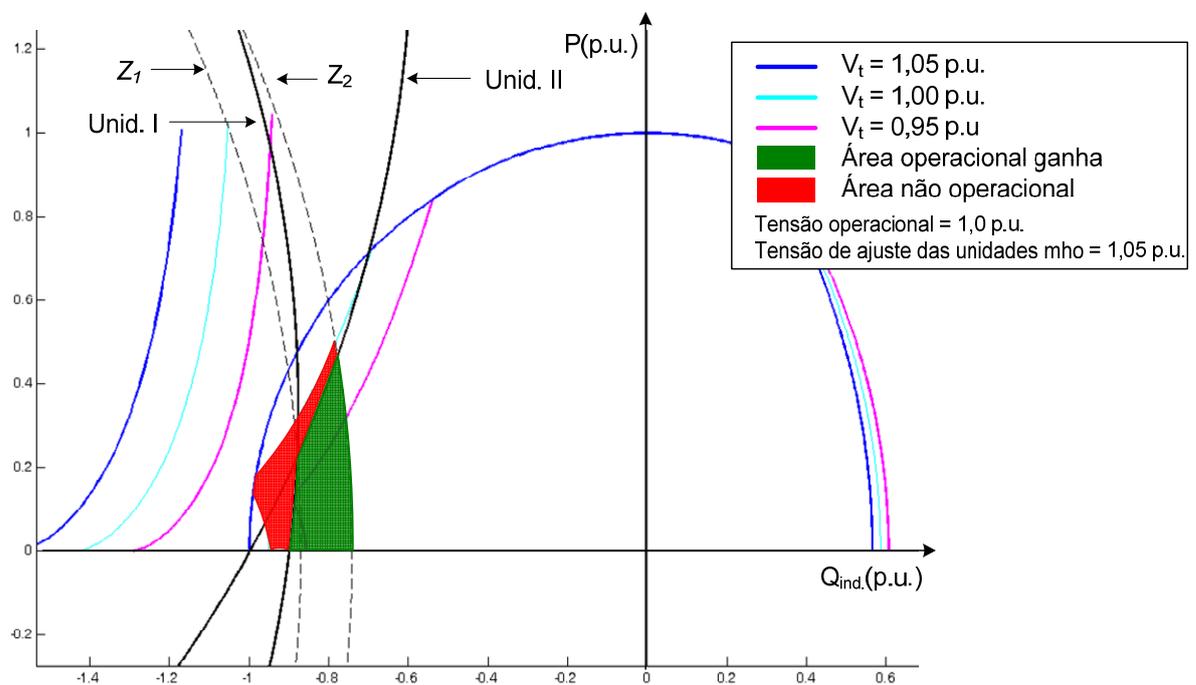


Figura 4.8 – Área operacional ganha na curva de capacidade do gerador para $V_t = 1,0$ p.u..

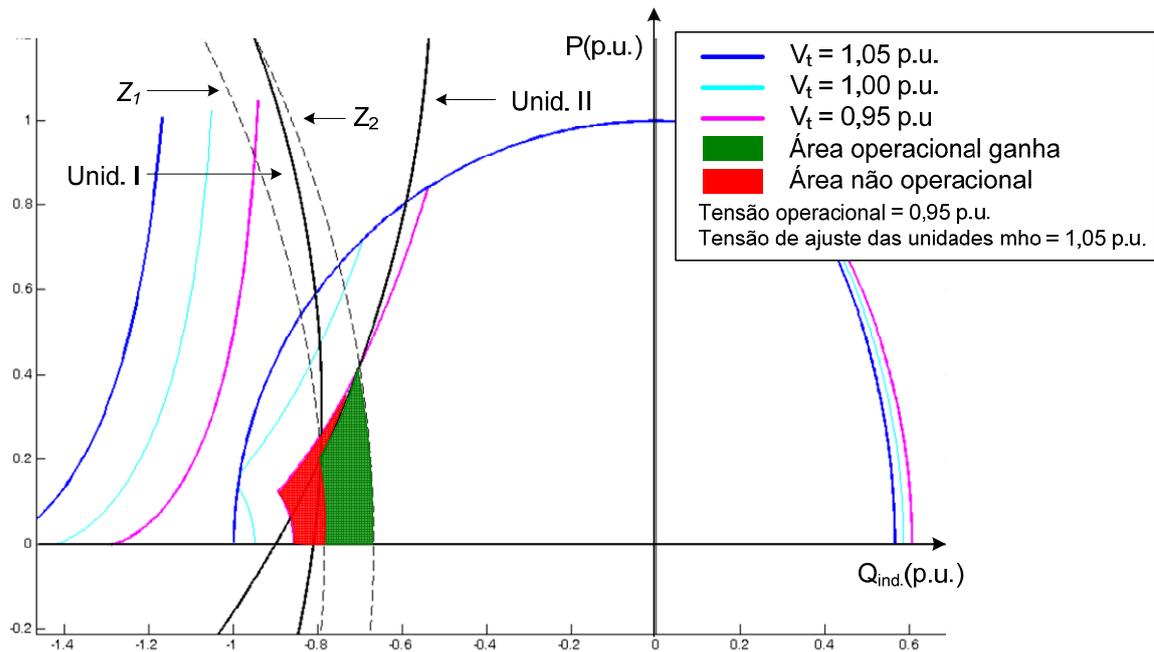


Figura 4.9 – Área operacional ganha na curva de capacidade do gerador para: $V_t = 0,95$ p.u..

O representativo ganho de área nas proximidades dos limites de excitação mínima e estabilidade prática na curva de capacidade do gerador poderá se tornar uma área operacional útil apenas se o gerador for equipado com um regulador de tensão capaz de margear a proteção e os limites que compõem a curva de capacidade do gerador. Reguladores mais antigos, cuja forma é uma reta inclinada, impossibilitam que o ponto operacional em regime permanente possa estar na área ganha.

Após determinar os pontos para ajustes no plano P - Q verifica-se a característica dos relés mho no plano R - X como mostra a Figura 4.10. Neste plano, é obtido o diâmetro, offset e ângulo de máximo conjugado das unidades I e II.

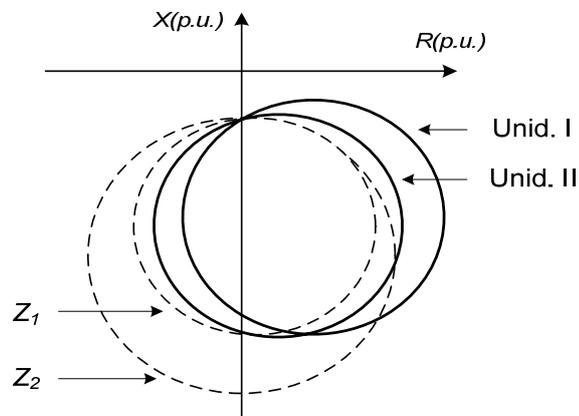


Figura 4.10 – Unidades adicionais I e II no plano R - X .

Por meio de três pontos quaisquer pertencentes à circunferência e com a equação geral da circunferência, equação (4.2), é possível determinar os coeficientes D , E e F através de um sistema linear com 3 equações e 3 incógnitas.

$$x^2 + y^2 + 2Dx + 2Ey + F = 0 \quad (4.2)$$

Conhecendo-se os termos D , E e F , através das equações (4.3), (4.4) e (4.5) pode-se calcular o diâmetro, o centro da circunferência e o ângulo de máximo conjugado do relé, respectivamente, como segue:

$$diâmetro = 2\sqrt{D^2 + E^2 - F} \quad (4.3)$$

$$Centro = (-D; -E) \quad (4.4)$$

$$\tau = \tan^{-1}\left(\frac{E}{D}\right) \quad (4.5)$$

Através da equação (4.6), que é a distância entre o centro $(-D; -E)$ e a origem $(0, 0)$, têm-se as equações (4.7) e (4.8), *offset* no eixo X e R , respectivamente:

$$H = \sqrt{D^2 + E^2} \quad (4.6)$$

$$Offset X = \text{sen}(\tau) \left(H - \frac{diâmetro}{2} \right) \quad (4.7)$$

$$Offset R = \text{cos}(\tau) \left(H - \frac{diâmetro}{2} \right) \quad (4.8)$$

Com seus parâmetros definidos, as unidades adicionais, assim como proposto por BERDY (1975), são ajustadas no plano $R-X$, de modo que os relés possam se movimentar no $P-Q$ conforme a tensão terminal de operação. O critério operacional para a proteção contra a perda de excitação é então escrito, sendo para tal necessário que uma das unidades adicionais

opere juntamente com o que foi proposto por BERDY (1975). A lógica operacional do ajuste proposto é mostrada na Figura 4.11 e a característica operacional no plano $R-X$ é mostrada na Figura 4.12.

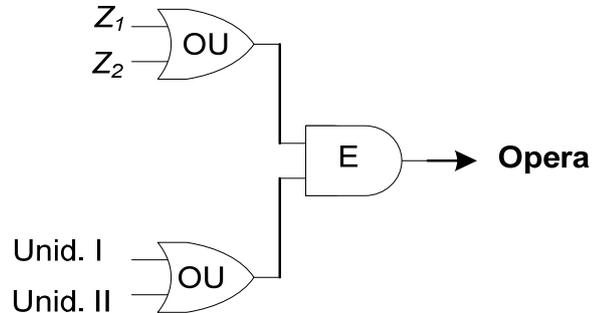


Figura 4.11 – Lógica operacional proposta.

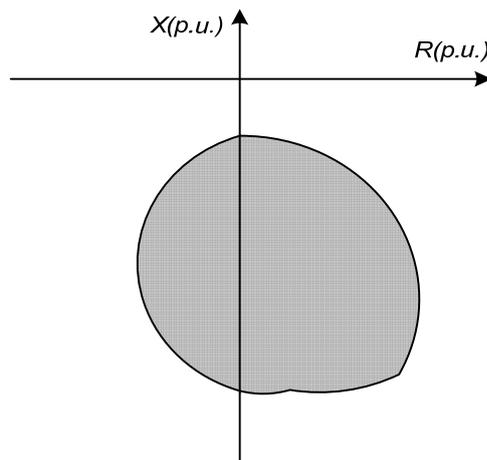


Figura 4.12 – Característica operacional proposta no plano $R-X$.

O método apresenta uma área operacional muito semelhante aos métodos tradicionais. A principal diferença é que este método não possui sua característica operacional circular fazendo com que a proteção contra a perda de excitação seja mais bem coordenada com a curva de capacidade do gerador síncrono permitindo que máquina tenha uma área operacional maior.

Como neste método é necessária a utilização de quatro unidades mho, é aconselhável se utilizar o ajuste proposto em relés digitais que possuam no mínimo quatro unidades mho disponíveis em seus algoritmos. Este fato faz com que método não apresente custo adicional quando for utilizado em relés digitais.

4.3 Proteção Contra a Perda de Excitação com Base na Teoria dos Conjuntos Nebulosos

4.3.1 Lógica Nebulosa

A teoria dos conjuntos nebulosos foi apresentada por ZADEH (1965) para simplificar problemas que eram impossíveis (ou muito difíceis) de se solucionar em termos de variáveis clássicas, mas que poderiam ser mais facilmente descritos em termos lingüísticos.

A Lógica Nebulosa dispõe de métodos para traduzir expressões verbais, vagas, imprecisas e qualitativas, comuns na comunicação humana, em valores numéricos. Deste modo, é possível converter a experiência humana em uma forma tratável computacionalmente. Um controlador nebuloso típico pode ser projetado para comportar-se conforme o raciocínio dedutivo, isto é, o processo que as pessoas utilizam para inferir conclusões baseadas em informações que elas já conhecem. Por exemplo, operadores humanos podem controlar processos industriais e plantas com características não-lineares e até com comportamento dinâmico pouco conhecido, através da experiência e inferência de relações entre as variáveis do processo. A Lógica Nebulosa pode capturar esse conhecimento, possibilitando a implementação de um algoritmo com desempenho equivalente ao operador humano.

4.3.1.1 Definição de Conjuntos Nebulosos e Função de Pertinência

Um conjunto nebuloso não possui uma fronteira ou um limite preciso. A dicotomia entre pertencer e não pertencer não existe; o que existe é uma gradação de pertinência. A palavra pertinência é adequada, pois se refere a quanto pertinente é dizer se uma determinada sentença é verdade (BARRETO, 2001).

Dado U o universo de discurso e A um conjunto no sentido clássico, uma maneira usual de indicar que um determinado elemento “ x ” do universo pertence ao conjunto A é usar o símbolo “ \in ” e escrever $x \in A$.

O conceito de pertinência pode ser descrito usando a função característica $X_A(x)$ cujos valores 1 (um) ou 0 (zero) indicam se x pertence a A ou não, respectivamente. Então se tem:

$$X_A(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \in A \\ 0, & \text{se } x \notin A \end{cases} \quad (4.9)$$

Um conjunto nebuloso é obtido substituindo-se a função característica por uma nova função que permite valores em um conjunto mais geral. Um valor particular nesse conjunto descreve o quanto este elemento pertence ao conjunto. A função característica exprime exatamente o conceito de pertencer e não pertencer. A esta nova função:

$$\mu_A: U \rightarrow V \quad (4.10)$$

que caracteriza o conjunto nebuloso chama-se função de pertinência por servir de medida de quão pertinente é dizer que um elemento pertence a um conjunto.

Normalmente toma-se $V = [0; 1]$ como apresentado por ZADEH (1965). O valor 0 (zero) corresponde a não pertencer e o valor 1 (um) a pertencer. Valores intermediários indicam uma pertinência parcial. Entretanto, outros conjuntos de valores são válidos, sendo o mais comum o $V = [-1, 1]$. O que ZADEH (1965) propôs foi uma caracterização mais ampla, generalizando a função característica de modo que ela pudesse assumir um número infinito de valores no intervalo $[0, 1]$. Um conjunto nebuloso A em um universo U é definido por uma função de pertinência:

$$\mu_A : u \rightarrow [0, 1] \quad (4.11)$$

$$x \mapsto \mu_A(x)$$

e representado por um conjunto de pares ordenados

$$A = \{\mu_A(x)/x, \quad x \in U\}$$

onde $\mu_A(x)$ indica o quanto x é compatível com o conjunto A . Um determinado elemento pode pertencer a mais de um conjunto nebuloso, com diferentes graus de pertinência.

Diagramas de Venn, utilizados para expressar a relação entre conjuntos, são muito úteis na representação de conjuntos com fronteiras abruptas. Entretanto, tal não é o caso com conjuntos nebulosos devido terem suas fronteiras graduais. A Figura 4.13 mostra o conjunto abrupto A e o conjunto nebuloso B , ambos no universo U . Nota-se que a fronteira do conjunto nebuloso é gradual e que o conjunto lembra uma nuvem cuja intensidade vai se esvaindo nas bordas. Por isso, nos conjuntos nebulosos é mais usual apresentar sua função de pertinência ao invés de sua representação no Diagrama de Venn.

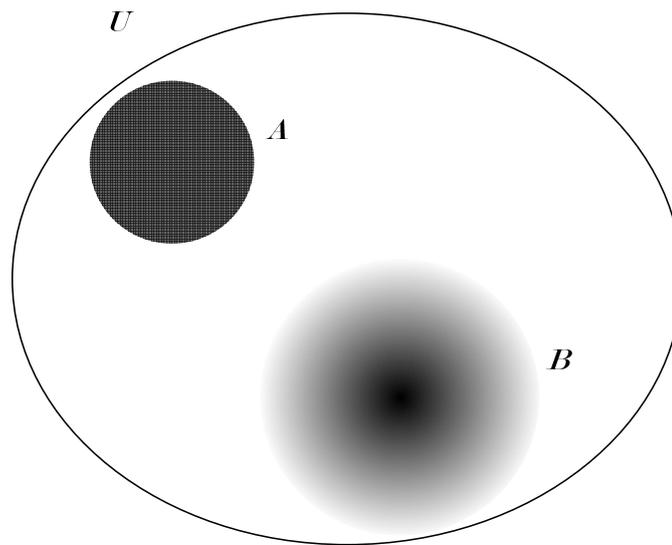


Figura 4.13 - Conjunto abrupso A e o conjunto nebuloso B , ambos no universo U .

Funções de pertinência representam os aspectos fundamentais de todas as ações teóricas e práticas de sistemas nebulosos. Uma função de pertinência é expressa de forma numérica, gráfica ou tabulada, e atribui valores de pertinência para valores discretos de uma variável, em seu universo de discurso (SHAW & SIMÕES, 1999). O universo de discurso de uma variável representa o intervalo numérico de todos os possíveis valores reais que uma variável específica pode assumir. A quantidade de funções de pertinência em um universo de discurso e seu formato é escolhido com base na experiência humana e natureza do processo a ser controlado. Os formatos mais freqüentes das funções de pertinência são triangulares e trapezoidais, pois são gerados computacionalmente com facilidade. Em caso que a suavidade da curva é de importância crítica, funções do tipo $\cos^2(x)$, gaussiana, sigmóide e spline cúbico (S-shape) podem ser usadas.

A Figura 4.14 mostra as funções de pertinência dos conjuntos A e B . O conjunto B , que é nebuloso, é uma curva variando continuamente de 0 (zero) a 1 (um) e, em seguida retornando a 0 (zero). Por sua vez, o conjunto abrupso A , tem sua função de pertinência da forma de um retângulo passando abruptamente de 0 (zero) a 1(um) e, em seguida, de 1 (um) a 0 (zero).

Para ilustrar a representação através das funções de pertinência mostradas na Figura 4.14, é dado o exemplo do peso de pessoas. Pode-se dizer que uma mulher de 1,60m com 50 kg pertence ao conjunto das pessoas de peso normal com grau de pertinência 1 (um). À medida que o peso se afasta desde valor, o valor da função de pertinência decresce,

representando que a pessoa pertence menos ao conjunto das mulheres de peso normal. Se o conjunto fosse abrupto, haveria uma mudança abrupta de pertencer e não pertencer.

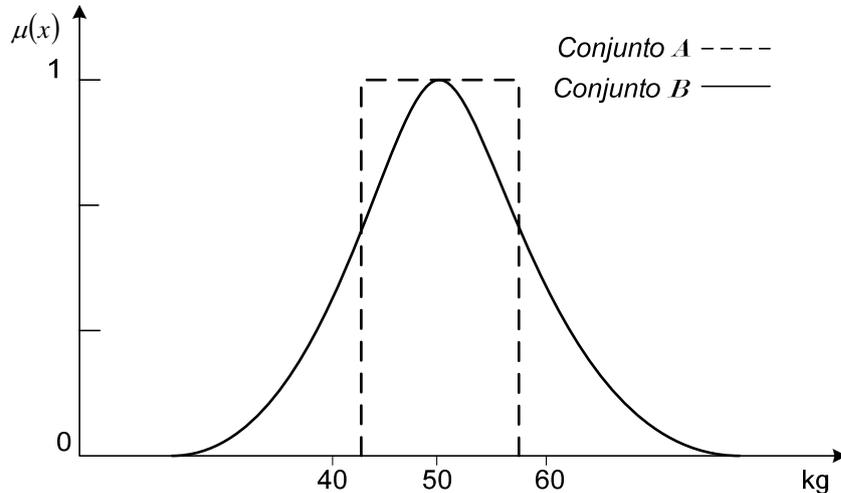


Figura 4.14 - Funções de pertinência dos conjuntos: abrupto A e nebuloso B.

4.3.1.2 Sistema de Inferência Nebuloso

Ao invés de utilizar a lógica [*verdadeiro, falso*], o mecanismo de inferência nebuloso utiliza uma coleção de funções de pertinência e regras, sendo constituída basicamente por três partes, como mostra a Figura 4.15.

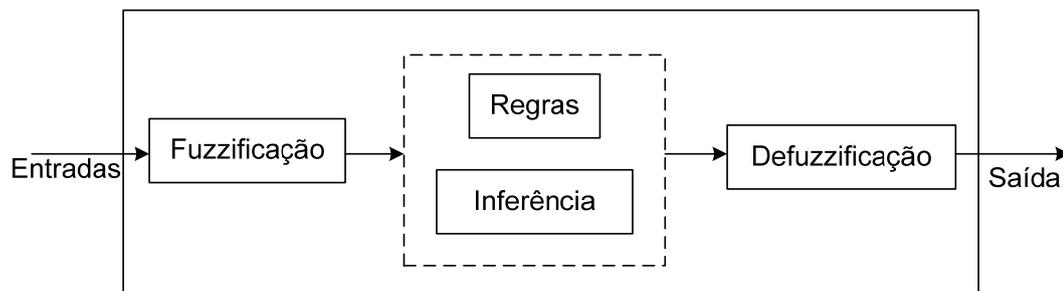


Figura 4.15 - Mecanismo de Inferência.

- Fuzzificação – Ocorre o mapeamento das entradas, em geral números reais, para o domínio nebuloso, ou seja, classifica-se o valor da variável de entrada através de funções de pertinência para obter os correspondentes termos lingüísticos e graus de pertinência;
- Máquina de Inferência Nebulosa – Neste estágio ocorrem as operações com conjuntos nebulosos. A máquina de inferência interpreta o processo da fuzzificação, termos lingüísticos e graus de pertinência, por meio de regras e gera uma saída ainda

nebulosa. Cada regra possui um peso (um número de 0 a 1). As regras e seus respectivos pesos podem ser fornecidos por especialistas, em forma de sentenças lingüísticas ou através de valores numéricos, e se constituem em um aspecto fundamental no desempenho de um sistema de inferência nebuloso. Um controlador nebuloso, só terá um bom desempenho se as regras que definem a estratégia de controle forem consistentes. Existem vários métodos de inferência, no entanto, os mais utilizados são Mandani e Sugeno.

- Defuzzificação – Na defuzzificação, o valor da variável lingüística de saída inferida pelas regras é traduzido em um valor numérico. O objetivo é obter um único valor que melhor represente os valores inferidos da variável lingüística de saída. Assim, a defuzzificação é um processo inverso da fuzzificação que traduz a saída do domínio nebuloso para o domínio numérico discreto. Existem vários métodos de defuzzificação. Os mais utilizados se baseiam nos valores máximos ou no centro de área da função de pertinência resultante, denominados por: Centro-da-Área (C-o-A), Centro-do-Máximo (C-o-M) e Média-do-Máximo (M-o-M).

Na agregação, ou seja, na composição dos vários conjuntos nebulosos de entrada em uma regra, as *t*-normas *mín* e produto são mais comuns, enquanto que na combinação, ou composição das saídas nebulosas de cada regra, as *s*-norma *máx* tem sido a mais utilizada na prática. A Figura 4.16 mostra um sistema de 2 regras usando inferência *máx-mín*, onde as duas entradas reais dos sistema são *x* e *y* plotadas no eixo horizontal.

Os números de entrada nebulosos são combinados usando o operador *mín* que corresponde ao conectivo E de acordo com as regras de intersecção nebulosa. Esta operação é chamada de agregação.

Na etapa de composição, os conjuntos nebulosos, correspondentes a C_1 e C_2 na Figura 4.16, são combinados usando o operador *máx*, que corresponde ao conectivo OU de acordo com as regras de união nebulosas. Esta operação converte o resultado do processo de inferência nebuloso em um único valor numérico.

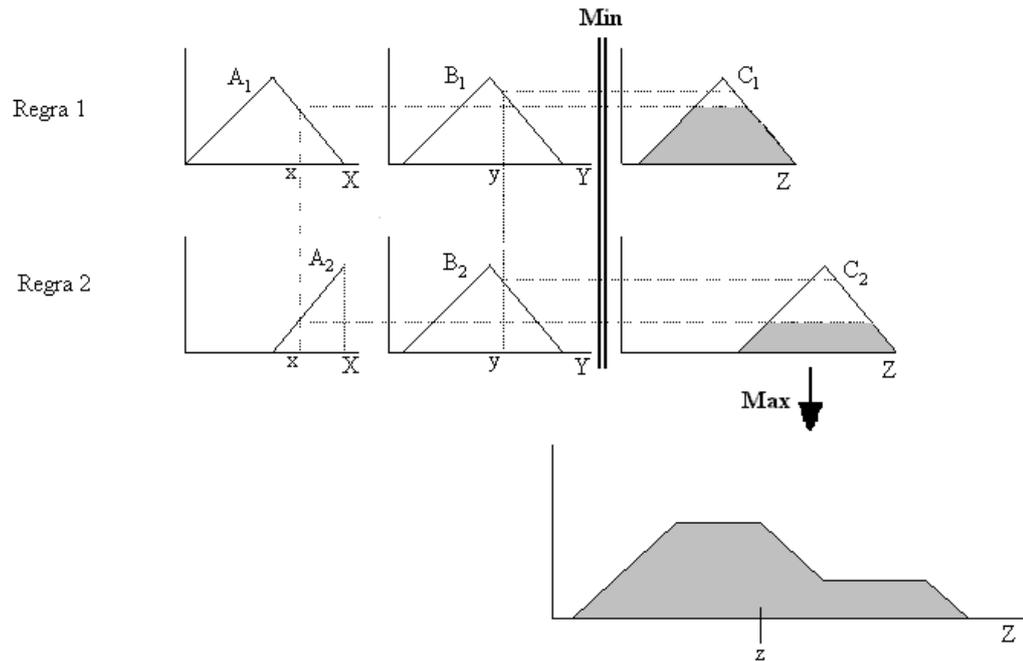


Figura 4.16 - Mecanismo de inferência máx-mín.

4.3.2 Metodologia Proposta

Os algoritmos baseados em Lógica Nebulosa foram introduzidos na proteção do sistema de potência no início da década passada. Recentemente algumas aplicações da lógica nebulosa em proteção do sistema de potência foram apresentadas por YOUSSEF, 2004; REBIZANT & FESER, 2001; DASH *et al.*, 2000; WISZNIEWSKI & KASZTENNY, 1995; CHEN *et al.*, 2000; KASZTENNY *et al.*, 1997; LEE *et al.*, 2000, KASZTENNY *et al.*, 1998; YANG & LIAO, 1999; FERRERO *et al.*, 1995.

O esquema geral da técnica proposta é mostrado na Figura 4.17. Sinais de tensão e corrente, oriundos de TP e TC, respectivamente, são convertidos em valores *rms* por um algoritmo de preferência do usuário. Por meio destes sinais o vetor impedância e a tensão terminal são calculados. O vetor impedância e a tensão terminal alimentam o sistema nebuloso, que por sua vez, envia uma saída defuzzificada para ser analisada por um algoritmo. Por fim, este algoritmo toma a decisão entre enviar ou não um sinal de operação e/ou enviar um sinal de alarme. Os blocos: pré-processador, sistema de inferência e algoritmo de tomada de decisão são descritos a seguir.

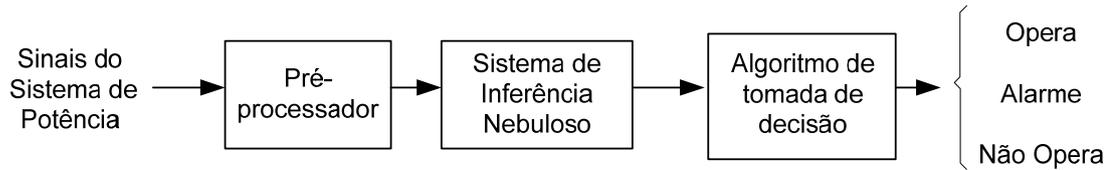


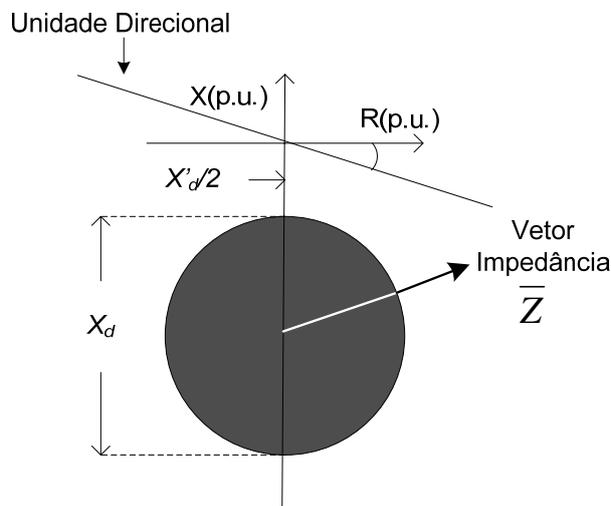
Figura 4.17 – Esquema geral da técnica proposta.

4.3.2.1 Pré-processador

As variáveis, impedância aparente e tensão terminal, que eficientemente são utilizadas na proteção tradicional, também são utilizadas na nova proposta. O pré-processador calcula a impedância aparente vista pelos terminais do gerador e a tensão terminal, ambos em p.u. na base do gerador.

Ao invés de se utilizar a impedância aparente com origem em (0, 0), mostrada no capítulo 2 pela equação 2.9, é calculado um vetor impedância em p.u. (\bar{Z}) com origem no centro da característica operacional de um relé mho ajustado com ângulo de máximo conjugado igual a -90° , diâmetro igual a X_d e offset negativo de $X'_d/2$ como mostra a equação (4.9) e Figura 4.18.

$$\bar{Z} = \text{equação (2.9)} + j \frac{(X'_d + X_d)}{2} \quad (4.9)$$

Figura 4.18 – Vetor impedância (\bar{Z}).

Para identificar se a impedância aparente se encontra dentro ou fora da circunferência, é realizada uma simples comparação entre o vetor impedância \bar{Z} e o raio da circunferência ($X_d/2$); a saber:

- Se $\bar{Z} > X_d/2$ Então \rightarrow a impedância aparente se encontra fora da circunferência;
- Se $\bar{Z} < X_d/2$ Então \rightarrow a impedância aparente se encontra dentro da circunferência.

As funções de pertinência do vetor impedância são ajustadas de acordo com a reatância síncrona de eixo direto do gerador X_d . Devido a isso, dependendo do valor de X_d do gerador, os ajustes das funções de pertinência podem alcançar valores de impedância aparente no 1º e 2º quadrante no plano $R-X$. Para evitar este problema, uma unidade direcional é inserida para supervisionar a impedância aparente. Sendo assim, a máquina de inferência apenas recebe o vetor impedância e tensão se o fator de potência estiver abaixo do ajustado. O mesmo ajuste recomendado na referência IEEE Std C37.102TM (2006) é utilizado, ou seja, -13° (Fator de Potência 0,974).

4.3.2.2 Máquina de Inferência

O sistema de inferência, mostrado na Figura 4.19, possui as seguintes características:

- número de entradas: 2;
- número de saídas: 1;
- máquina de inferência: Mamdani;
- funções de pertinência (FP): Tipo – triangular e trapezoidal;
Número de FP – 3 para cada entrada;
- termos lingüísticos das FP de entrada: baixo, médio e alto;
- termos lingüísticos das FP de saída: opera, alarme e não opera;
- número de regras de inferência: 6;
- operadores: método E – *mín*;
método OU – *max*;
implicação – *mín*;
agregação – *máx*;
defuzzificação – centro-da-área.

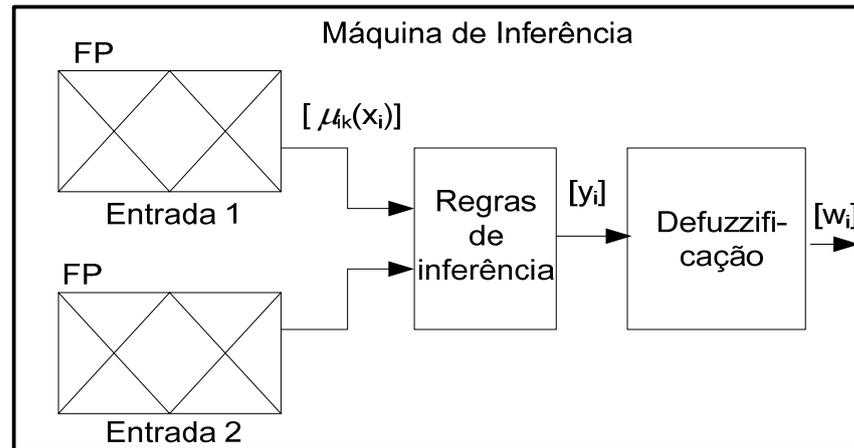


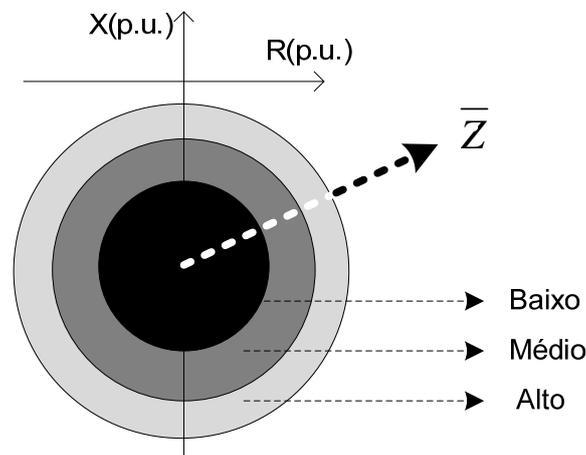
Figura 4.19 – Máquina de Inferência.

Cada entrada possui três funções de pertinência, onde:

$$\mu_{ik}(X_i) \in \{\mu_{baixo}, \mu_{médio}, \mu_{alto}\}$$

Os termos lingüísticos baixo, médio e alto são associados ao sinal de entrada 1 e 2.

As funções de pertinência do vetor impedância são ajustadas para identificar três níveis de \bar{Z} : baixo, médio e alto, como mostra a Figura 4.20. O grau de pertinência na detecção do evento da perda de excitação, embora não representado na Figura 4.19, aumenta à medida que o valor de \bar{Z} diminui.

Figura 4.20 – Níveis de \bar{Z} .

A Tabela 4.1 e a Figura 4.21 mostram os parâmetros das funções de pertinência para a entrada \bar{Z} . São elas:

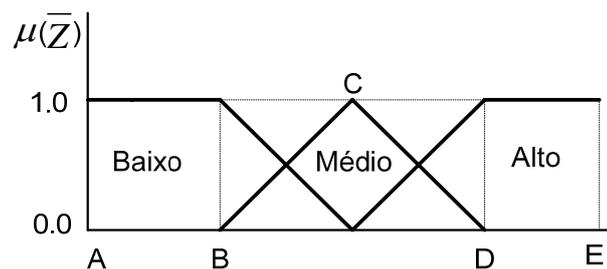
- Baixo – ajustada para identificar baixos níveis de \bar{Z} , menor que $X_d/2$. Porém, possui grau de pertinência máximo com valores menores ou iguais a $0,5(X_d/2)$.

- Médio – ajustada para identificar valores de \bar{Z} no intervalo de $0,5(X_d/2)$ e $1,5(X_d/2)$.
- Alto – ajustada para reconhecer condições iniciais de perda de excitação e condições normais de operação.

Tabela 4.1 – Parâmetros das funções de pertinência para a entrada \bar{Z}

Entrada	A	B	C	D	E
\bar{Z}	0	$0,5(X_d/2)$	$X_d/2$	$1,5(X_d/2)$	*

* duas vezes a máxima condição operacional

Figura 4.21 – Funções de Pertinência da entrada \bar{Z} .

As funções de pertinência da segunda entrada, V_t , são trapezoidais e possuem parâmetros fundamentados em três situações:

- Baixo – Situação que corresponde à oscilação estável de potência. Como já comentado, este evento pode resultar em operação indevida da proteção contra a perda de excitação. As oscilações de potência que ocasionam a operação indevida são distúrbios severos para o sistema. Tais distúrbios causam uma abrupta queda na tensão terminal. Devido a isto, esta função de pertinência é ajustada para identificar níveis de V_t baixos, inferior a 0,5 p.u.. A função possui grau de pertinência máximo quando V_t está baixo de 0,3 p.u.
- Médio – Corresponde a perda de excitação. A perda de excitação no gerador síncrono sempre vem acompanhada de um queda gradual de V_t . Geralmente este evento está bem caracterizado quando V_t se encontra entre 0,8 e 0,5 p.u. Logo, esta função possui grau de pertinência máximo nesta faixa de valor, mas começa a detectar a perda de excitação, com um grau de pertinência inferior, desde os valores operacionais de V_t . Com valores de V_t abaixo de 0,5 p.u., o grau de pertinência desta função começa diminuir, pois este nível de V_t é mais característico de uma oscilação estável de potência.

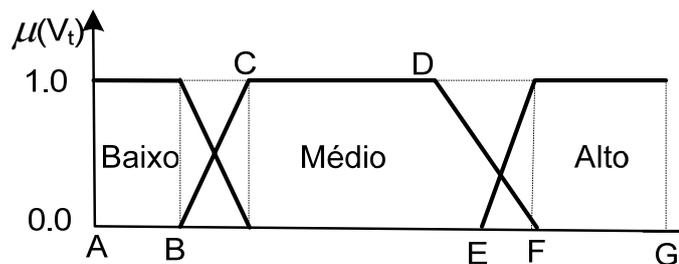
- Alto – Corresponde a operação normal. Esta ajustada para identificar as condições normais de operação. Seus ajustes estão na faixa de 0,9 p.u a 1,05 p.u., com grau de pertinência crescendo à medida que a tensão se aproxima de 1,05 p.u.. A partir de 1,05 p.u. a função possui o máximo grau de pertinência.

Os eventos de oscilação estável de potência, perda de excitação e operação normal em termos lingüísticos são representados por baixo, médio e alto, respectivamente. A Tabela 4.2 e a Figura 4.22 mostram os parâmetros das funções de pertinência para a entrada V_t .

Tabela 4.2 – Parâmetros das funções de pertinência para a entrada V_t

Entrada	A	B	C	D	E	F	G
V_t	0,0	0,3	0,5	0,8	0,9	1,05	*

* duas vezes a máxima condição operacional

Figura 4.22 – Funções de Pertinência da entrada V_t .

As funções de pertinência da saída são triangulares e possuem os seguintes termos lingüísticos:

- Não Opera: para identificar as condições normais de operação;
- Alarme: para identificar as condições iniciais de perda de excitação ou qualquer outra irregularidade envolvendo \bar{Z} ou V_t , como por exemplo, as oscilações estáveis de potência;
- Opera: para identificar os casos de perda de excitação.

A Tabela 4.3 e a Figura 4.23 mostram os parâmetros para a saída. Os termos X_1 e X_2 são parâmetros a serem inseridos no algoritmo e será mostrado na seção 4.3.3.3.

Tabela 4.3 – Parâmetros das funções de pertinência para a saída

Saída	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	0	0.2	0.4	0.3	0.5	0.7	0.6	0.8	1.0

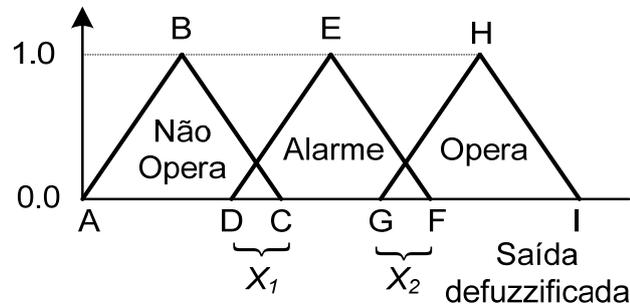


Figura 4.23 – Funções de Pertinência da saída.

Com base no comportamento das duas entradas durante as situações de perda de excitação, oscilação estável e operação normal foram elaboradas as seguintes regras, expressadas na estrutura SE<condição> ENTÃO <consequência> (peso da informação):

- (i) Se \bar{Z} é baixo e V_t é médio então Opera (1);
- (ii) Se \bar{Z} é médio e V_t é médio então Opera (1);
- (iii) Se \bar{Z} é médio e V_t é alto então Alarme (0,5);
- (iv) Se \bar{Z} é alto e V_t é médio então Alarme (1);
- (v) Se \bar{Z} é alto e V_t é alto então Não Opera (1);
- (vi) Se \bar{Z} é baixo ou V_t é baixo então Alarme (0,5).

Analisando as regras mostradas acima, pode-se verificar que a proteção contra a perda de excitação pode atuar quando \bar{Z} for baixo ou médio e V_t for médio, que corresponde as regras (i) e (ii). Com isso diminui-se consideravelmente as possibilidades de operação indevida causadas por distúrbios que provocam uma grande queda na V_t , abaixo de 0,5 p.u., que esta fora dos intervalos da função de pertinência “médio”. A regra (v), é destinada a reconhecer as condições normais de \bar{Z} e V_t . As demais regras, (iii), (iv) e (vi), são formadas para identificar irregularidades de \bar{Z} e V_t com o objetivo de fazer com que a proteção atue na forma de alarme. As regras, (iii) e (vi) possuem peso 0,5. Isto indica que a situação de alarme é mais característica pela condição formada pela regra (iv) do que pelas restantes.

Algumas referências técnicas, como por exemplo, THE POWER ENGINEERING EDUCATION COMMITTEE (2001), alertam sobre o uso de relés mho e relés de subtensão na proteção contra a perda de excitação. Esta combinação pode fazer com que a proteção não opere quando a perda de excitação ocorrer com baixos carregamentos. Pois a impedância aparente pode se encontrar no interior da característica operacional do relé mho, mas como o gerador opera com baixo carregamento, a perda de excitação pode não provocar uma queda de tensão abaixo do ajustado no relé de subtensão, normalmente em torno de 0,85 p.u..

Na técnica proposta, como a função de pertinência da V_t de termo lingüístico “médio”, começa aumentar seu grau de pertinência a partir de 1,05 p.u., perdas de excitação que provocam pequenas quedas de tensão são eficientemente detectadas. O fato da regra (iii) possuir peso 0,5 também contribui para que a técnica seja eficiente na detecção de perda de excitação com o gerador operando com baixo carregamento. Pois, nestas situações, a condição \bar{Z} “médio” e V_t “alto” pode ser uma perda de excitação.

Vale ressaltar que as *conseqüências* apresentadas: “opera”, “alarme” e “não opera”, ainda não resultam em nenhuma ação do tipo envio de sinal para atuação de disjuntores e sinal de alarme. As ações deste tipo são comandadas pelo algoritmo descrito a seguir.

4.3.2.3 Algoritmo de Tomada de Decisão

O valor w_i , saída defuzzificada, é então analisado pelo o algoritmo mostrado na Figura 4.24. Os resultados provenientes do sistema de potência que alimentam o pré-processador podem conter dados de pré-falta e pós-falta na mesma janela de dados. Por isso, parece ser razoável temporizar a tomada de decisão “opera” de modo que os valores *rms* apenas contenham dados confiáveis. Logo, o principal objetivo deste algoritmo é tomar a decisão e temporizar a operação da proteção.

Os parâmetros X_1 e X_2 , ajustados pelo engenheiro de proteção, são responsáveis pela sensibilidade do método. Eles são valores entre os parâmetros D-C e G-F, respectivamente, mostrados na Figura 4.23. Quanto mais próximo de G o parâmetro X_2 estiver, mais sensível estará à proteção. O raciocínio análogo pode ser feito para o parâmetro X_1 .

No bloco 1 do algoritmo de tomada de decisão é realizada uma comparação dos valores de w_i , continuamente atualizados vindos da máquina de inferência, com o parâmetro X_1 . Se o w_i exceder o valor ajustado em X_1 , o sinal de alarme é emitido. O bloco 4 verifica se a saída w_i é maior que o parâmetro X_2 . Se isto for verificado, é inicializado uma temporização

por meio do bloco 5 e o algoritmo irá alternar entre os blocos 6 e 7. Quando o critério do bloco 7 é atendido, o algoritmo envia o sinal de operação para o disjuntor de campo e grupo do gerador. O tempo t_1 sugerido é o mesmo proposto para a menor zona da proteção tradicional, ou seja, entre 0,1 e 0,2s.

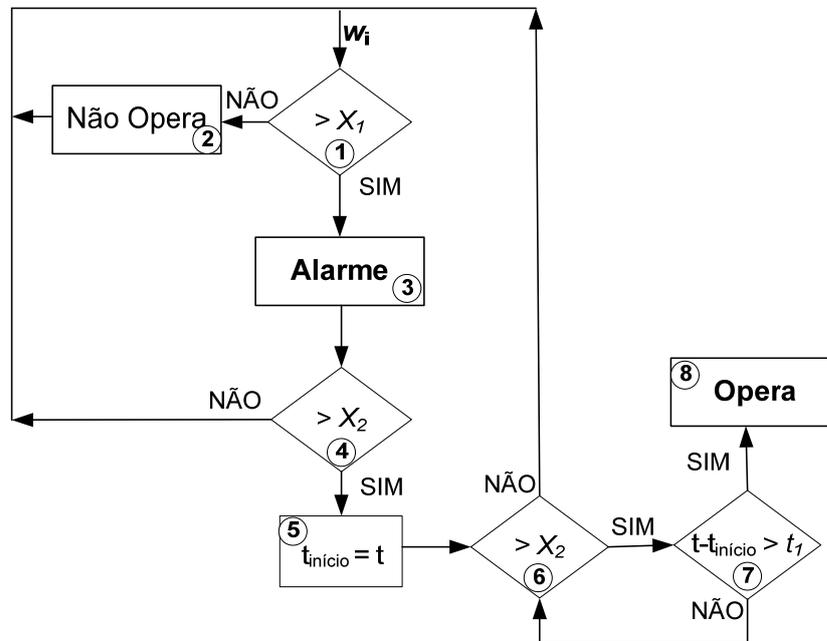


Figura 4.24 – Algoritmo para tomada de decisão.

4.4 Considerações Finais

Conforme mostrado neste capítulo, o gerador síncrono pode ter sua área de operação limitada por restrições impostas pela característica operacional da proteção contra a perda de excitação. Uma solução para geradores que possuem este problema foi apresentada por meio da adição de relés mho. Tais relés são coordenados com a curva de capacidade do gerador e a proteção tradicional. Vale lembrar que o objetivo da adição dos relés mho na proteção contra a perda de excitação é ganhar área de operação em regime permanente sem alterar muito o desempenho da proteção em regime transitório.

Uma técnica com base nos conceitos tradicionais da proteção, porém fazendo o uso da Lógica Nebulosa, também foi apresentada. Os principais conceitos da teoria dos conjuntos nebulosos foram abordados de forma a auxiliar o entendimento do leitor. A metodologia envolve regras de inferência baseadas nas características da impedância aparente e tensão durante a perda de excitação, oscilação de potência e operação normal.

As possibilidades de operação indevida, causadas por distúrbios que provocam uma grande queda em V_t , foram reduzidas. Pois os ajustes das funções de pertinência se baseiam na característica dos eventos envolvidos. Além disso, as funções de pertinência, utilizadas no método proposto, são ajustadas para começarem a identificar a perda de excitação desde as condições normais, com um grau de pertinência baixo, até valores pequenos de \bar{Z} e médios de V_t , característica do evento da perda de excitação. Tal fato torna a técnica mais rápida na detecção da perda de excitação do que os métodos convencionais, mesmo que fazendo uso de temporização.

Capítulo 5

ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A PERDA DE EXCITAÇÃO

5.1 Considerações Gerais

Conhecer as características dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos é de fundamental importância para a escolha do mais adequado. Neste capítulo, são realizadas as comparações envolvendo os métodos convencionais e não convencionais abordados no Capítulo 3, e os métodos propostos apresentados no Capítulo 4. Os métodos são comparados por meio de simulações computacionais de perda de excitação e oscilações estáveis de potência.

Uma análise qualitativa é realizada de modo a destacar as vantagens e desvantagens de acordo com o porte do gerador. Desta maneira, identificou-se em quais as circunstâncias um método é mais apropriado do que o outro, de modo a auxiliar os engenheiros de proteção na escolha da melhor alternativa.

5.2 Critérios Utilizados nas Simulações

Para comparar as técnicas de proteção contra a perda de excitação introduzidas nos Capítulos 3 e 4, foram realizadas dois tipos de simulações computacionais:

- (i) perda de excitação no gerador de modo a se verificar a disponibilidade dos métodos;
- (ii) oscilações estáveis de potência no sistema de modo a verificar a segurança do métodos.

O tempo de operação da proteção também é analisado. Quanto mais rápido a proteção contra a perda de excitação atuar, menores são as chances de danos no gerador e no sistema elétrico de potência.

As simulações de perda de excitação foram realizadas por meio de uma abertura no circuito de campo do gerador. Na grande maioria das simulações de perda de excitação foi verificado ocorrência da perda de sincronismo entre o gerador e o sistema. É considerada uma falha do método se a proteção operar após a ocorrência da perda de sincronismo.

As simulações de oscilações estáveis de potência foram realizadas por meio de um curto-circuito trifásico na saída da linha de transmissão 1 - LT_1 (a 10 metros da barra 1) do sistema mostrado na Figura 5.1. A duração da falta foi mantida até próximo ao valor crítico permitido no sistema (150ms), neste instante houve a retirada da linha de transmissão sob a falta.

As simulações foram realizadas no programa DIgSILENT[®] (DIgSILENT GmbH, 2004) e, para analisar o desempenho dos métodos foi utilizado o Matlab[®]. O tempo de simulação para cada evento foi de 30s. Os parâmetros dos geradores, do sistema e ajustes utilizados nos métodos são mostrados no Apêndice A.

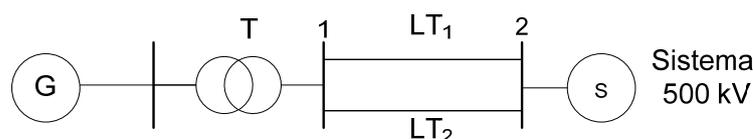


Figura 5.1 – Sistema utilizado.

Como os métodos comparados possuem ajustes com base nos parâmetros do gerador (X_d e X'_d), três máquinas, de parâmetros distintos, foram utilizadas nas simulações a fim de se identificar possíveis diferenças no desempenho dos métodos. As simulações de perda de excitação e de oscilações estáveis de potência foram realizadas para diferentes pontos operacionais (carregamento) de cada máquina. Estes 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. Logo, totalizando 40 simulações para cada gerador, 20 de perda de excitação e 20 de oscilação de potência. A Figura 5.2 mostra a curva de capacidade e os pontos operacionais utilizados nas simulações do gerador 2. Algo semelhante foi feito com são os geradores 1 e 3. Os carregamentos iniciais em p.u. de cada gerador são mostrados na Tabela 5.1. Como os geradores possuem curvas de capacidade diferentes, alguns destes pontos não são os mesmos para os três geradores.

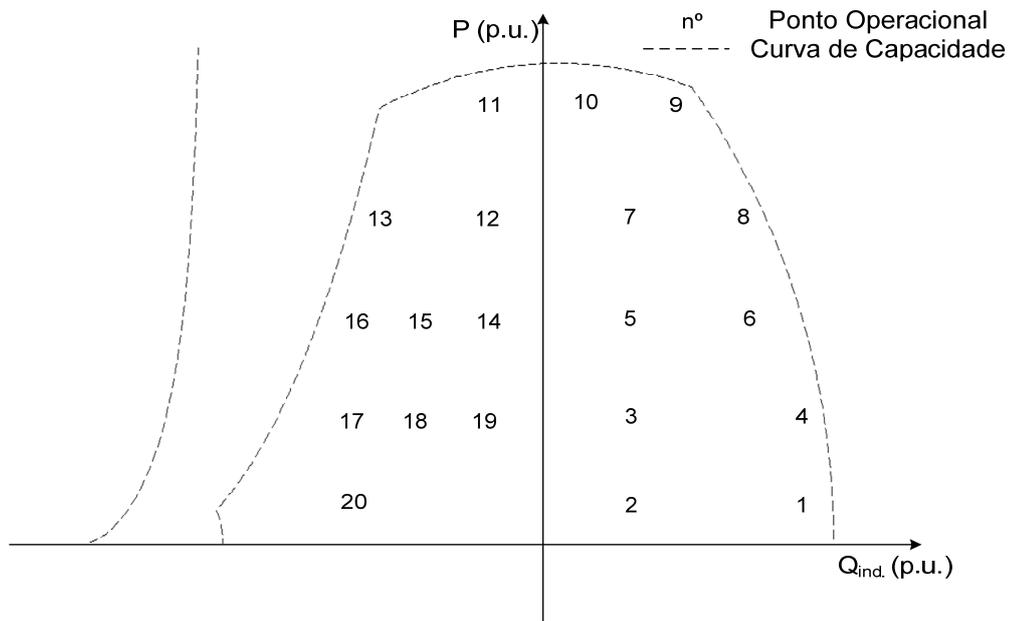


Figura 5.2 – Pontos operacionais do gerador 2 utilizados nas simulações.

Tabela 5.1 – Pontos operacionais utilizados nas simulações

Pontos operacionais	Carregamento $\rightarrow \bar{S} = (P + j Q)$ p.u.		
	Gerador 1 (G_1)	Gerador 2 (G_2)	Gerador 3 (G_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

5.3 Resultados das Simulações

5.3.1 Simulações com o Gerador 1 (G_1) $\rightarrow S = 80$ 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 5.2. Nesta tabela é mostrada a resposta do método utilizado (Mason = M, Offset Positivo = OP, Tomate/Lenticular = T/L; Adaptativo = A e Lógica Nebulosa = LN), em função do carregamento inicial, onde 1(um) indica que a proteção operou e, 0 (zero), não operou. A Tabela 5.3 resume o desempenho dos métodos na forma de porcentagem dos casos onde a proteção operou.

Nas simulações com G_1 não se utilizou o método de Berdy, pois para geradores com X_d menores que 1,2 p.u., como é o caso de G_1 , este método não é recomendado (LIMA *et al.*, 2003). Como não se utilizou o método de Berdy, também não foi utilizado o método que propõe o aumento da área operacional do gerador por meio da adição de duas unidades mho.

Tabela 5.2 – Resposta da proteção em função do carregamento de G_1 e dos métodos

Pontos operacionais	Perda de Excitação					Oscilação Estável de potência				
	M	OP	T/L.	A	LN	M	OP	T/L.	A	LN
1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
11	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
13	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
14	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
15	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
16	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0

Tabela 5.3 – Porcentagem dos casos que a proteção de G_1 operou

Método	Perda de Excitação	Oscilação Estável de Potência
	(%)	(%)
Mason	100	0
Offset Positivo	100	0
Tomate/Lenticular	100	0
Adaptativo	100	0
Lógica Nebulosa	100	0

Com relação ao tempo de operação da proteção, durante a perda de excitação, o método com base em Lógica Nebulosa foi mais rápido na maioria dos casos, sendo estes quase todos em carregamentos elevados. O método de Mason foi o segundo mais rápido e a técnica Adaptativa, mesmo não fazendo uso de temporização, identificou a perda de excitação sempre em um tempo superior aos outros métodos na maioria dos casos (85%). A Figura 5.3 mostra o tempo de atuação da proteção contra a perda de excitação para o carregamento de $\bar{S} = (0,5 + j 0,4)$ p.u..

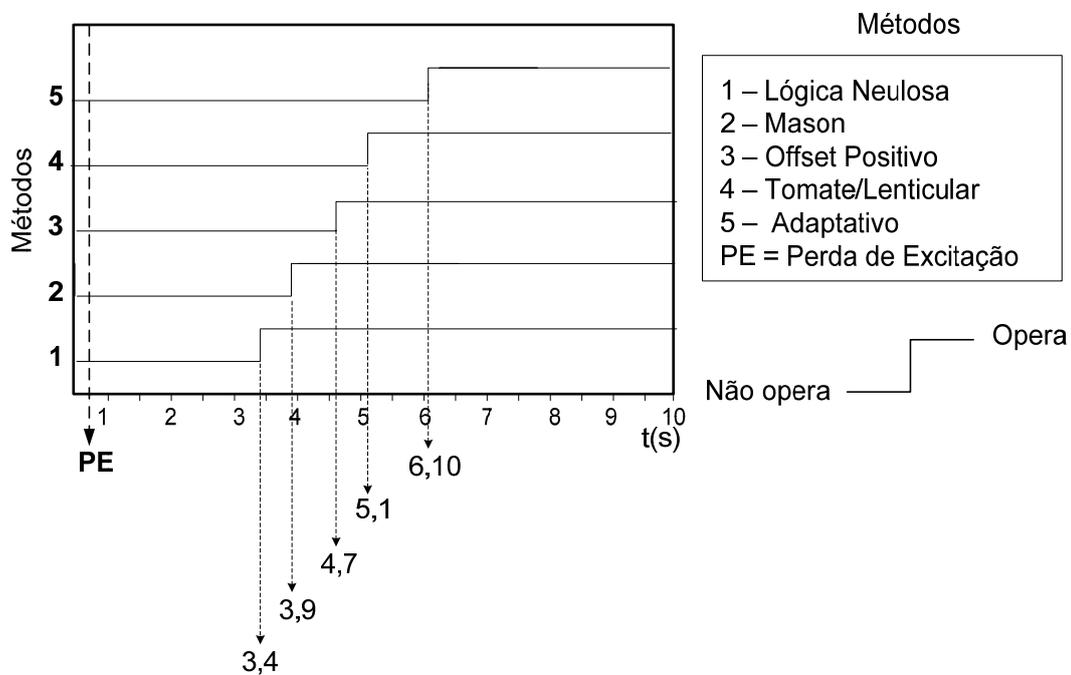


Figura 5.3 – Sinais de operação dos métodos durante uma perda de excitação.

As simulações de perda de excitação mostraram que o relé de subtensão AC, utilizado no método Offset Positivo, pode não operar para uma perda de excitação com baixo carregamento. Isto deve-se ao fato de que Z_2 deste método combina relé mho e um relé de subtensão AC na sua lógica operacional. Esta situação é ilustrada na Figura 5.4, para o carregamento $\bar{S} = (0,5 + j 0,4)$ p.u.. A Figura 5.4, mostra que o método Offset Positivo enviou o sinal de operação por meio do relé mho da Z_1 , em 4,7s. Caso as duas unidades mho estivessem sendo supervisionadas pelo relé de subtensão AC, a proteção iria operar em 9,2s, instante que o relé de subtensão AC enviou o sinal de operação. Para vários outros casos com carregamentos baixos, o relé de subtensão AC teve este comportamento ou até mesmo não operou e comprometeu a disponibilidade da proteção.

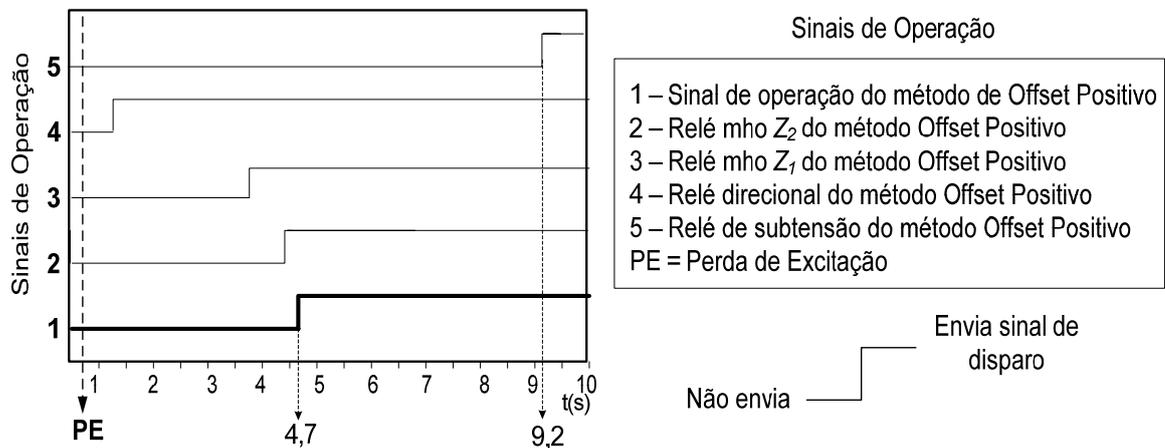


Figura 5.4 – Sinais de operação do método Offset Positivo durante uma perda de excitação.

O método Tomate/Lenticular possui dois estágios de operação, como visto no Capítulo 3. O ajuste da lente (2º estágio) tem como finalidade permitir que a perda de excitação, em condições de carregamentos elevados, seja identificada em um tempo inferior a 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. A Figura 5.5 mostra esta situação com um carregamento de 80% do nominal $\bar{S} = (0,6 - j 0,4)$ p.u. Nestes casos, o ajuste da lente deve ser revisto.

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

O método de Mason não foi utilizado, pois o mesmo é recomendado para geradores com $X_d < 1,2$ p.u.. Nestes testes os métodos Tomate/Lenticular e o que utiliza a Lógica Nebulosa apresentaram os melhores desempenhos. Estes métodos identificaram a perda de excitação e possibilitaram a proteção atuar em 100% dos casos como mostra a Tabela 5.4. Nesta Tabela, 1 (um) indica que a proteção operou e, 0 (zero), não operou. De acordo com o carregamento inicial, verificou-se o desempenho dos métodos (Berdy = B, Offset Positivo = OP, Tomate/Lenticular = T/L; Adaptativo = A, Berdy + 2 unid. mho = B2 e Lógica Nebulosa = LN). A Tabela 5.5 mostra o desempenho dos métodos por meio da porcentagem dos casos que a proteção operou.

Tabela 5.4 – Resposta da proteção em função do carregamento do G_2 e dos métodos

Pontos operacionais	Perda de Excitação						Oscilação Estável de potência					
	B	OP	T/L.	A	B2	LN	B	OP	T/L.	A	B2	LN
1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
13	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
14	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
15	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1	0
16	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
17	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	0
18	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0

Tabela 5.5 – Porcentagem dos casos que a proteção do G_2 operou

Método	Perda de Excitação (%)	Oscilação Estável de Potência (%)
Berdy	95	20
Offset Positivo	95	15
Tomate/Lenticular	100	0
Adaptativo	85	5
B2	95	20
Lógica Nebulosa	100	0

Com relação ao tempo de atuação da proteção durante a perda de excitação, a Característica Tomate/Lenticular foi a mais eficiente em 75% dos casos, seguida da técnica com base na Lógica Nebulosa. Como esperado, o método Berdy + 2 unid. mho apresentou um tempo de operação muito parecido com o método original de Berdy.

O método Adaptativo teve um comportamento mais lento durante a identificação da perda de excitação, isto também foi verificado com G_1 . Devido a este fato, este método apresentou o pior desempenho no evento da perda de excitação.

A técnica adaptativa teve seu desempenho prejudicado perante as perdas de excitação em 15% das simulações devido à perda de sincronismo entre o gerador e o sistema antes da proteção atuar. Esta situação ocorreu em 5% dos casos com os métodos Offset Positivo e Berdy. A Figura 5.7 mostra os sinais de operação dos métodos analisados para uma perda de excitação com carregamento $\bar{S} = (0,5 - j 0,4)$ p.u.. Esta figura mostra que os únicos métodos que identificam a perda de excitação antes da perda de sincronismo são os métodos da Lógica Nebulosa e a Característica Tomate/Lenticular.

Nos casos das oscilações estáveis de potência, os métodos Característica Tomate/Lenticular e Lógica Nebulosa mostraram um desempenho 100% confiável como mostra a Tabela 5.5. A Figura 5.8 mostra os sinais de operação dos estágios da Característica Tomate/Lenticular e do baseado em Lógica Nebulosa para uma oscilação estável de potência com carregamento inicial do gerador em $\bar{S} = (0,9 - j 0,2)$ p.u.. Neste caso, por meio da Figura 5.8, pode-se notar que o 2º estágio da Característica Tomate/Lenticular não atuou porque apenas um relé mho operou (sinal 3), ou seja, a lente não operou. Na lógica do 1º estágio o relé de subtensão CC não atuou (sinal 8) e evitou a operação indevida da proteção. O método

baseado em Lógica Nebulosa apenas operou na forma de alarme, para este caso e para todas as outras oscilações estáveis de potência.

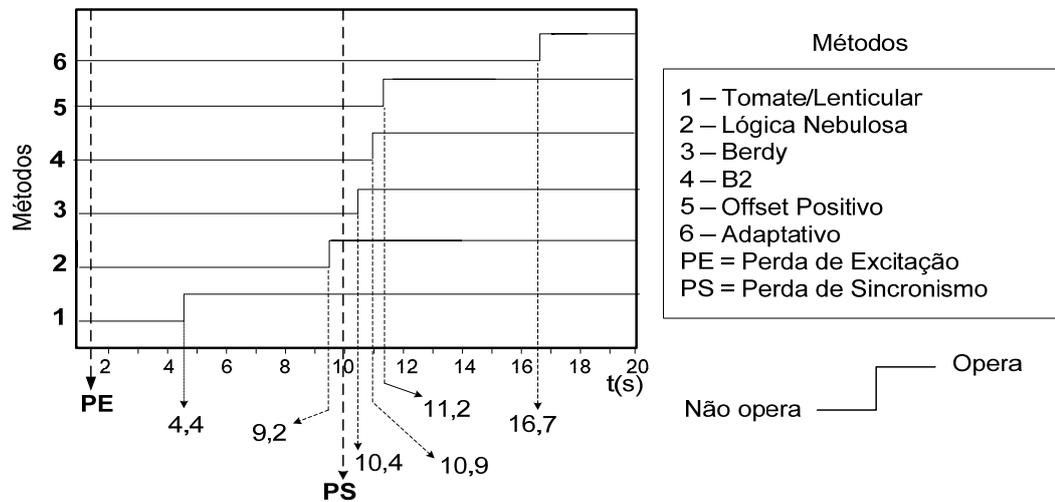


Figura 5.7 – Sinais de operação dos métodos durante uma perda de excitação.

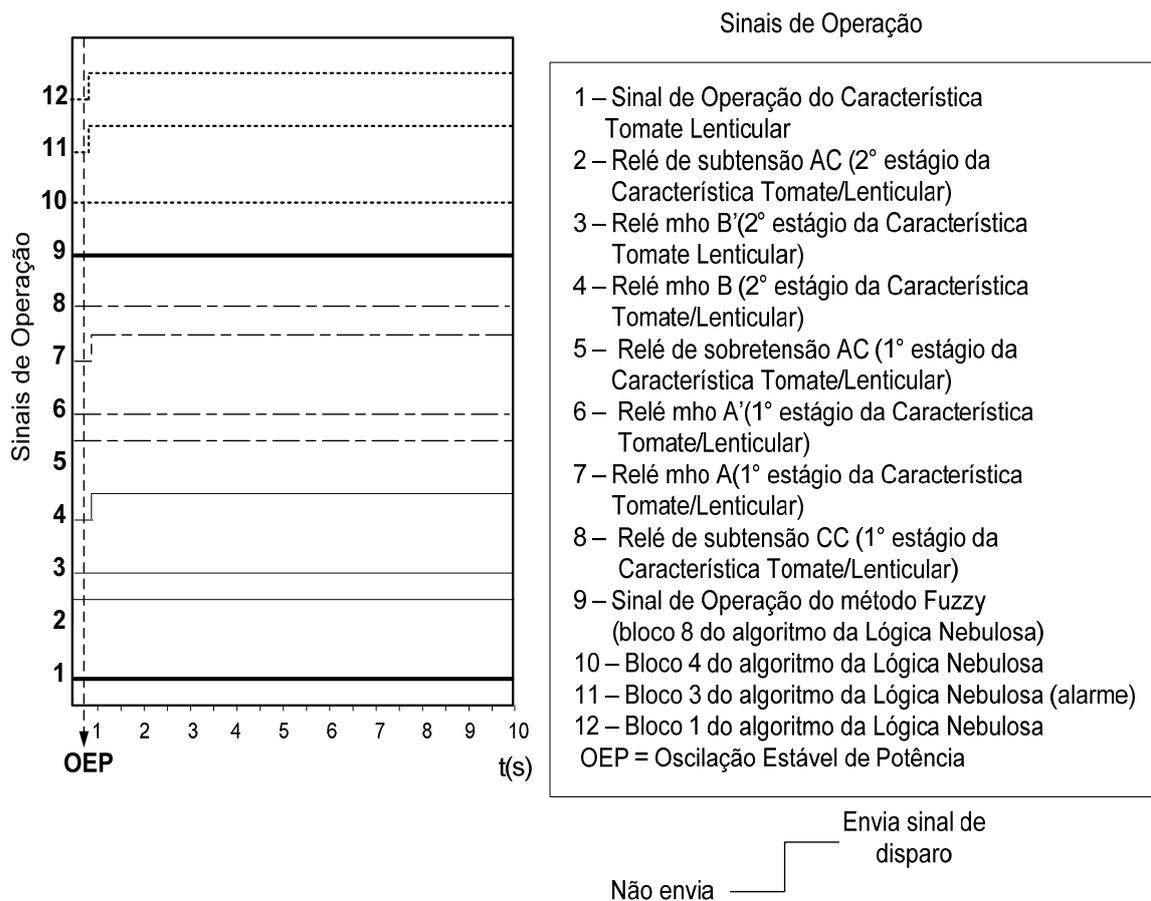


Figura 5.8 – Sinais de operação da Característica Tomate/Lenticular e Lógica Nebulosa durante uma oscilação estável de potência.

Com relação aos outros métodos, todos tiveram falhas de operação e operação indevidas. O método Adaptativo operou indevidamente em 5% dos casos. Quando foram utilizados os métodos Offset Positivo, Berdy e B2 a proteção operou indevidamente em 15%, 20% e 20% dos casos, respectivamente, todos com carregamentos subexcitados. A Figura 5.9 mostra um caso de oscilação estável de potência, com carregamento $\bar{S} = (0,3 - j 0,6)$ p.u., em que a proteção operou indevidamente nos métodos Offset Positivo, Berdy e B2.

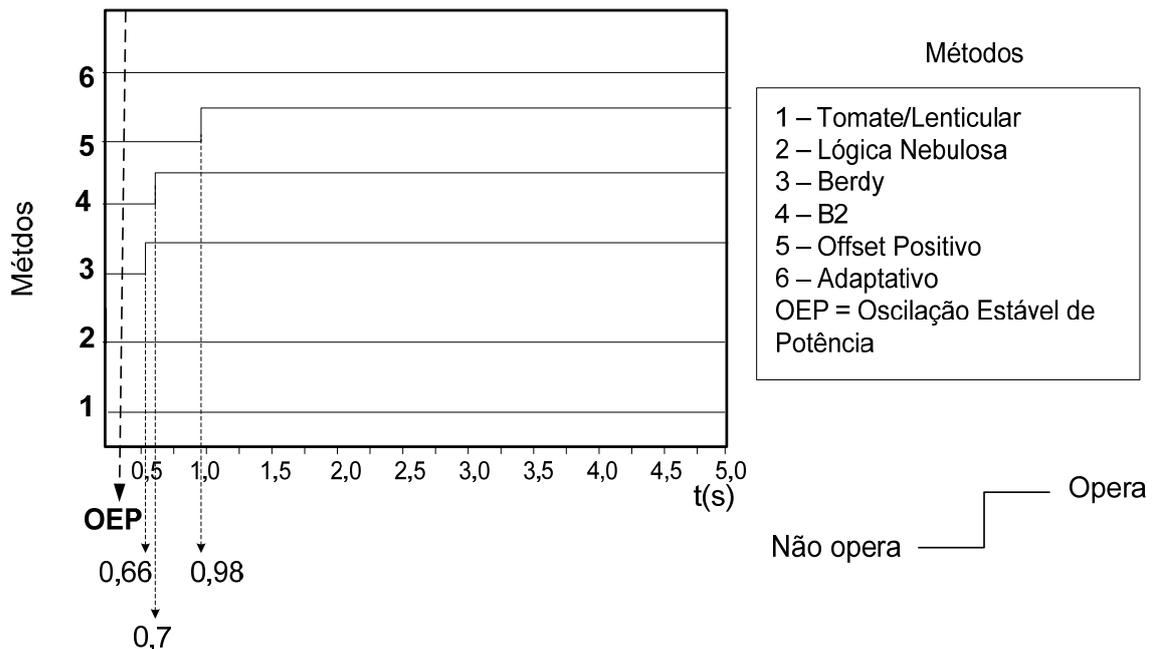


Figura 5.9 – Sinais de operação dos métodos durante uma oscilação estável de potência

A Figura 5.10 mostra os sinais de operação dos relés que fazem parte dos métodos Offset Positivo e Berdy para a mesma oscilação de potência, com o gerador carregado inicialmente em $\bar{S} = (0,3 - j 0,6)$ p.u.. Como mostrado na Figura 5.10, ambos os relés mho utilizados no método de Berdy operam, mas devido a temporização, a Z_I foi responsável por enviar o sinal de disparo ao disjuntor. No método Offset Positivo pode-se notar que também foi a Z_I , por meio do relé mho, que habilitou a atuação indevida da proteção. Neste mesmo caso, a técnica adaptativa distinguiu corretamente a oscilação estável de potência da perda de excitação por meio da lógica baseada na taxa de variação da reatância.

A Figura 5.11(a) mostra que neste caso a técnica adaptativa habilita a proteção a operar no plano $R-X$ (pontos em vermelho), por meio das inequações (3.23) e (3.24). Porém

por meio da inequação (3.25), plano dX/dt , estes mesmos pontos (em azul na Figura 5.11(b)) se localizam em uma região não operacional, o que impede a atuação da proteção.

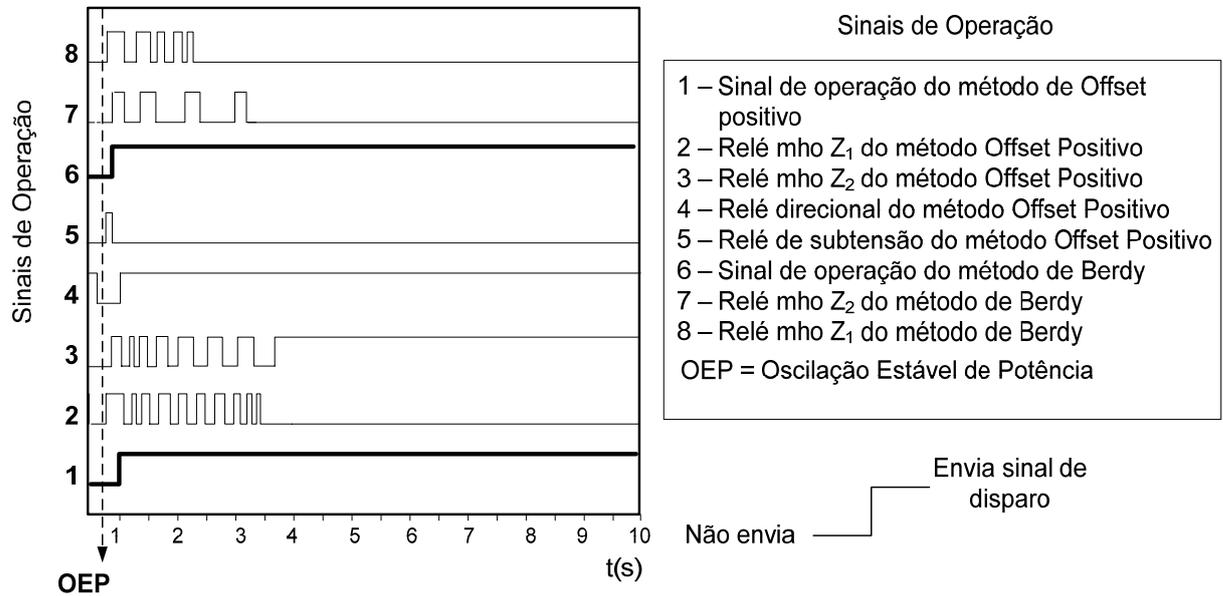


Figura 5.10 – Sinais de operação dos métodos de Berdy e Offset Positivo durante uma oscilação estável de potência.

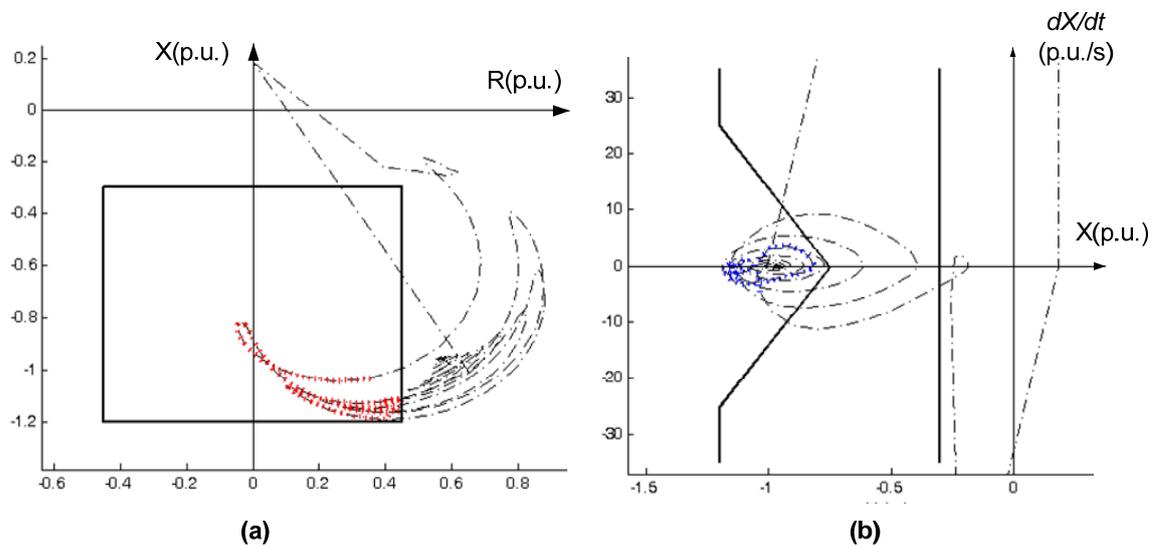


Figura 5.11 - Análise de oscilação estável de potência no método Adaptativo: (a) plano R-X; (b) plano X-dX/dt.

A fim de tentar diminuir as operações indevidas dos métodos de Berdy e B2 por ocasião das oscilações estáveis de potência, repetiram-se as simulações com estes métodos, porém utilizando a mesma temporização do método Offset Positivo, ou seja, temporização da Z_1 em 0,2 s e da Z_2 em 1,0 s como mostra o Apêndice A. Nestas circunstâncias, o método de Berdy e B2 mantiveram a sua segurança (desempenho perante as oscilações estáveis) e

pioraram sua disponibilidade (desempenho durante as perda de excitação) de 95% para 80% dos casos. Este mau desempenho, se deve a ocorrência de perda de sincronismo antes de a proteção atuar nas simulações com carregamentos elevados.

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

Neste gerador também não foi utilizado o método de Mason pela mesma razão de não ser utilizado com o G_2 , ou seja, este gerador possui $X_d > 1,2$ p.u.. O método baseado em Lógica Nebulosa manteve o excelente desempenho, seguido da Característica Tomate/Lenticular.

A Tabela 5.6 mostra a resposta da proteção (opera = 1 e não opera = 0) em função do carregamento do gerador e do método utilizado (Berdy = B, Offset Positivo = OP, Tomate/Lenticular = T/L; Adaptativo = A, Berdy + 2 unid. mho = B2 e Lógica Nebulosa = LN). A Tabela 5.7 apresenta o resumo do desempenho da proteção, em forma de porcentagem de operação, de acordo com o método utilizado.

Tabela 5.6 – Resposta da proteção em função do carregamento do G_3 e dos métodos

Pontos operacionais	Perda de Excitação						Oscilação Estável de potência					
	B	OP	T/L.	A	B2	LN	B	OP	T/L.	A	B2	LN
1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
9	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
13	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
14	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
15	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
16	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
17	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0
18	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0

Tabela 5.7 – Porcentagem dos casos que a proteção operou utilizando o G_3 .

Método	Perda de Excitação (%)	Oscilação estável de Potência (%)
Berdy	90	15
Offset Positivo	95	15
Tomate/Lenticular	95	0
Adaptativo	90	10
B2	90	15
Lógica Nebulosa	100	0

O método baseado em Lógica Nebulosa permitiu a operação da proteção durante a perda de excitação em 100% dos casos e evitou a operação indevida da proteção nas oscilações de potência em todos os casos. Com relação ao tempo de operação, em 85% dos casos este método foi o que detectou mais rapidamente o evento da perda de excitação. O método Offset Positivo foi o segundo mais rápido e o Adaptativo o mais lento dos métodos. A Figura 5.12 mostra o tempo de atuação da proteção contra a perda de excitação para um carregamento inicial em $\bar{S} = (0,3 + j0,5)$ p.u..

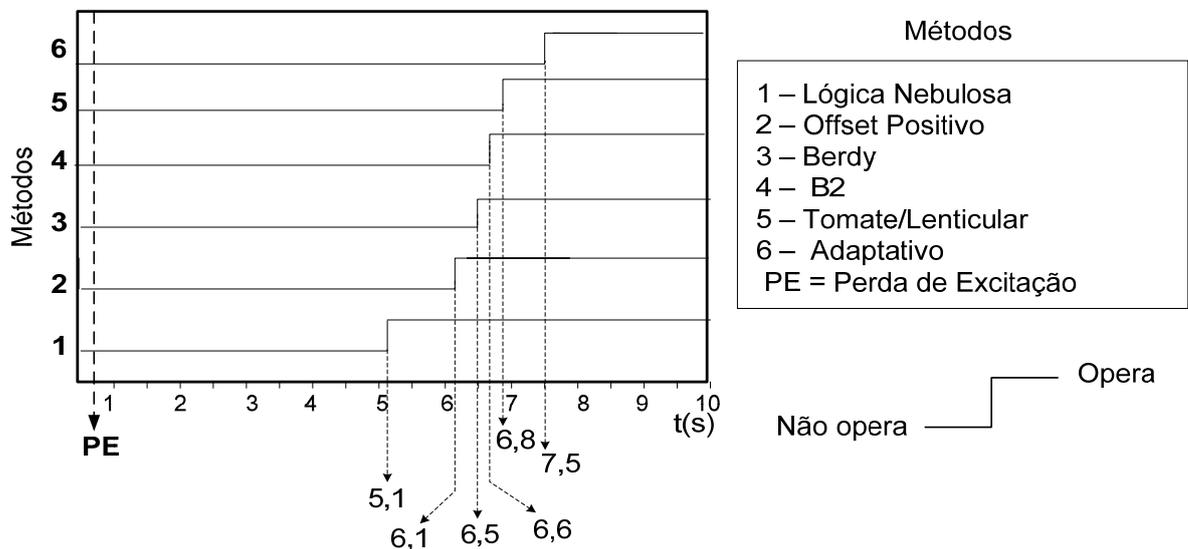


Figura 5.12 – Sinais de operação dos métodos durante uma perda de excitação.

Com este gerador foi possível verificar a coordenação entre o 1º e 2º estágio da Característica Tomate/Lenticular, ou seja, 1º estágio (Tomate) atuou em um tempo inferior

para carregamentos leves e o 2º estágio (Lente) operou primeiro para carregamentos pesados. A Figura 5.13 mostra um caso de perda de excitação, com carregamento $\bar{S} = (0,9 + j 0,3)$ p.u., em que a proteção atuou por meio do 2º estágio antes do 1º.

A performance do método Adaptativo nas simulações com o G_3 foi muito similar com o que havia sido verificado para os geradores G_1 e G_2 , ou seja, o método é eficiente na detecção da perda de excitação, mas geralmente habilita a proteção operar em um tempo superior aos outros métodos. Devido a esta característica, e como no sistema utilizado a perda de excitação ocasionou a perda de sincronismo na maioria dos casos, a técnica adaptativa teve seu desempenho prejudicado justamente pela ocorrência da perda de sincronismo antes da proteção atuar em 10% dos casos.

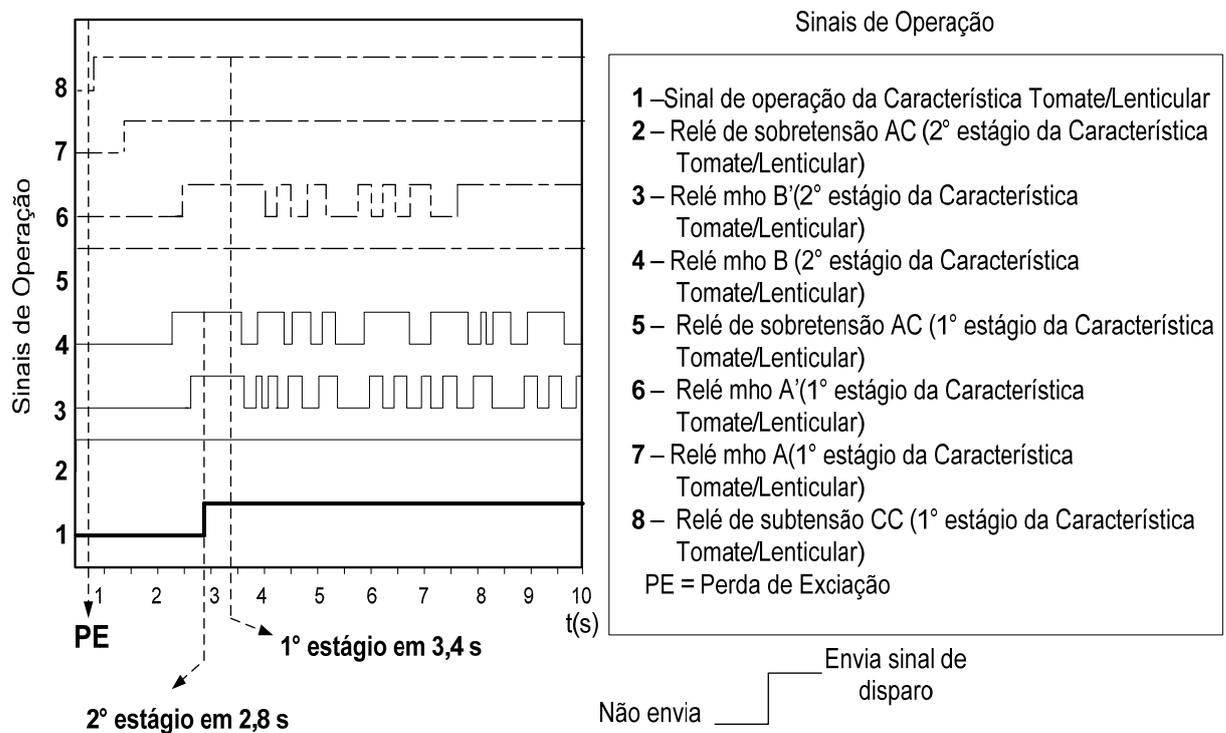


Figura 5.13 – Sinais de operação da Característica Tomate/Lenticular durante uma perda de excitação.

A característica Tomate/Lenticular é eficaz perante as oscilações estáveis de potência pelo fato de utilizar um relé de sobretensão CA ajustado para bloquear a proteção quando a tensão valores baixos. Como esta característica é considerada no método baseado em Lógica Nebulosa, este método também apresenta uma boa confiabilidade nas oscilações estáveis de potência. A Figura 5.14 mostra o sinal de operação dos métodos durante uma oscilação de potência com carregamento $\bar{S} = (0,5 - j0,6)$ p.u..

Os piores desempenhos durante as oscilações estáveis de potência foram dos métodos de Berdy e Offset Positivo. 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 os métodos de Berdy e B2, repetiu-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 realizou-se esta mudança com G_2 , isto é, os métodos de Berdy e B2 diminuíram sua eficiência nas simulações de perda de excitação de 90% para 60% dos casos, todos causados pela ocorrência de perda de sincronismo antes da proteção atuar.

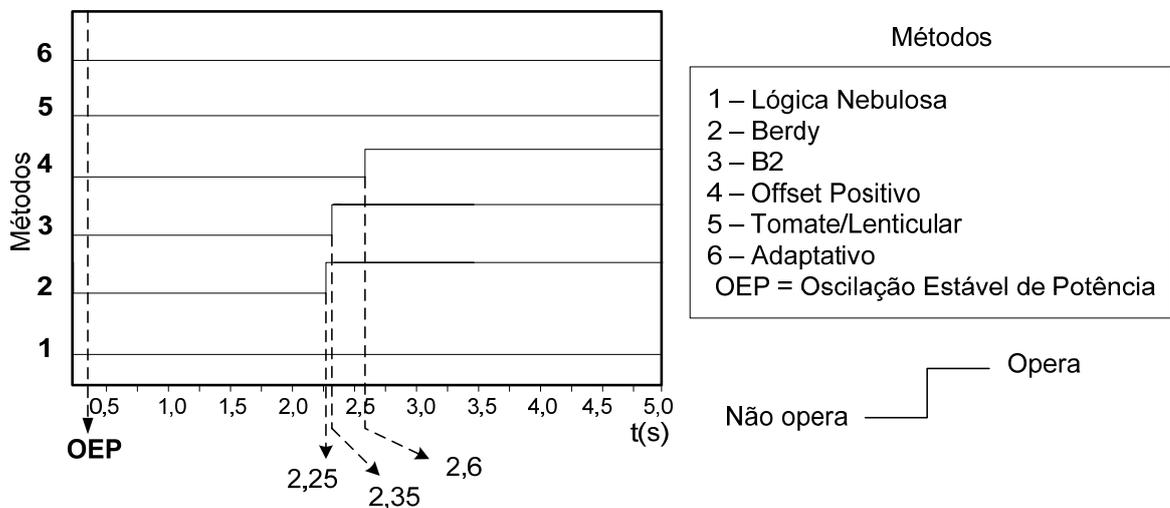


Figura 5.14 – Sinais de operação dos métodos durante uma perda de excitação.

5.4 Discussão dos Resultados

O melhor desempenho apresentado por todos os métodos de proteção contra a perda de excitação foi quando aplicados ao gerador de menor reatância (G_1). Com este gerador os métodos identificaram a perda de excitação para todos os carregamentos e assim, possibilitaram a operação da proteção. Durante as oscilações estáveis de potência, a proteção de G_1 não atuou indevidamente em nenhum dos métodos.

O método com base em Lógica Nebulosa e o método de Mason foram os mais rápidos na identificação da perda de excitação e deixaram o gerador sem excitação por um menor tempo, diminuindo as chances de danos nesta máquina. O bom desempenho do método de Mason comprova que em máquinas de reatâncias síncronas pequenas ($X_d < 1,2$ p.u.) não é

necessário investir em métodos de proteção contra a perda de excitação que utilizam outros relés, como por exemplo, os relés de subtensão, sobretensão e direcional, usados no método Offset Positivo e Característica Tomate/Lenticular.

Por meio dos testes realizados com G_2 pode-se verificar os métodos Lógica Nebulosa e Característica Tomate/Lenticular foram os mais eficientes. As falhas de operação dos métodos nos eventos de perda de excitação foram devido à ocorrência da perda de sincronismo antes da operação da proteção. Tal situação foi mais agravante com o método de Berdy, quando se utilizou uma temporização mais elevada, porém dentro de limites recomendados. Isto sustenta a idéia de que se faz necessário um estudo individual para cada gerador, de modo a se obter o melhor ajuste ao invés de se utilizar apenas valores recomendados.

Com G_3 , a Lógica Nebulosa também foi o método que apresentou o melhor desempenho, seguida da Característica Tomate/Lenticular. Vale ressaltar, que o método com base em Lógica Nebulosa é fundamentado nas melhores características apresentadas nos métodos convencionais. Por esse motivo, a técnica mostrou-se muito eficiente. O método foi o único que enviou corretamente o sinal de operação para todos os carregamentos nos três geradores. Além disto, todas as oscilações estáveis de potência foram detectadas na forma de alarme. Esta última informação pode ser extremamente útil para o operador do sistema elétrico de potência.

O método Característica Tomate/Lenticular apresentou a melhor coordenação entre o 1º estágio e 2º estágio com gerador de maior reatância (G_3). Para esta máquina a proteção operou por meio do 1º estágio (tomate) para carregamentos leves e por meio do 2º estágio (lente) para carregamentos pesados. Isto foi possível em alguns poucos casos quando o método protegia G_2 e não foi possível em nenhum dos casos com G_1 .

As simulações com o Offset Positivo mostraram que o relé de subtensão AC pode não operar em caso de perda de excitação com o gerador operando com baixo carregamento. Este fato confirma a idéia de que caso se utilize duas unidades mho no método Offset Positivo, como feito neste trabalho, é essencial não supervisionar ambas as unidades mho por meio do relé de subtensão. Pois, para perdas de excitação 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 $R-X$.

Entre os métodos convencionais, a Característica Tomate/Lenticular 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. A técnica apenas não obteve melhor desempenho quando aplicada na proteção do gerador de menor X_d (G_1). Para este gerador, o método apresentou a mesma performance que o ajuste dado por Mason, porém, sempre em um tempo superior.

A técnica Adaptativa distingue com eficiência as perdas de excitação e oscilações estáveis de potência pelo fato de utilizar a taxa de variação da reatância na sua lógica operacional. Porém, este método identifica a perda de excitação quase sempre em um tempo superior aos demais métodos. Logo, se a perda de excitação resultar na perda de sincronismo em um tempo relativamente pequeno no sistema estudado, o método Adaptativo não é recomendado.

O método proposto Berdy + 2 unid. mho manteve o mesmo desempenho do método original de Berdy. É interessante lembrar que o objetivo deste método é melhorar a performance da proteção de Berdy em regime permanente. O método visa aumentar a área operacional da curva de capacidade do gerador, e manter o mesmo desempenho durante os transitórios.

5.5 Considerações Finais

Neste capítulo foi realizada uma análise qualitativa dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos. O método com base em Lógica Nebulosa apresentou o melhor desempenho, pois assegura disponibilidade, segurança e detecta a perda de excitação em um tempo inferior aos métodos convencionais, mesmo fazendo uso de temporização.

Entre os métodos convencionais, verificou-se que o desempenho do método depende dos parâmetros do gerador. Entretanto, a Característica Tomate/Lenticular foi o método que apresentou o melhor desempenho.

Os testes com G_1 mostraram que para geradores com reatâncias pequenas, não se faz necessário investir em métodos que, além do relé mho, utilizam outros tipos de relés, ou seja, mais sofisticados e mais caros.

Capítulo 6

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

6.1 Conclusões

O presente trabalho abordou assuntos relacionados com a proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos (ANSI 40) tais como: causas, conseqüências e fundamentos da perda de excitação, proteção de distância aplicada à proteção contra a perda de excitação, métodos de proteção, bem como os principais problemas relacionados a este tipo de proteção.

Os métodos de proteção contra a perda de excitação foram apresentados de forma a facilitar o entendimento e a aplicação das diversas técnicas, até então, não muito difundidas aos profissionais da área. Neste trabalho os métodos foram avaliados de forma a identificar seus desempenhos em termos de confiabilidade e tempo de resposta. Os métodos foram testados com base em dois tipos de eventos, ou seja, a perda de excitação e a oscilação estável de potência, de acordo com diferentes pontos operacionais do gerador. Os testes preliminares realizados permitiram concluir que o desempenho dos métodos convencionais é função dos parâmetros do gerador (X_d e X'_d). Portanto, durante a fase de avaliação dos métodos foram utilizadas três unidades geradoras com parâmetros distintos.

Com relação as técnicas convencionais, a Característica Tomate/Lenticular foi a que apresentou o melhor desempenho. Este método apenas não obteve a melhor resposta quando estava protegendo G_1 ($X_d = 0,9$ p.u.). Com este gerador, o método mais simples entre os abordados, ou seja, o método de MASON (1949), foi o melhor.

Na tentativa de melhorar o desempenho da proteção contra a perda de excitação, propuseram-se dois novos métodos. O primeiro faz uso de duas unidades mho adicionais ao método de BERDY (1975), de forma a criar uma lógica operacional que não limite a operação do gerador em regime permanente na região próxima ao limite de estabilidade prático e excitação mínima. O segundo, de caráter mais inovador, faz uso dos fundamentos da proteção contra a perda de excitação convencional, porém inserindo tais conceitos em uma Lógica Nebulosa. A nova metodologia assegura confiabilidade e detecta a perda de excitação em um tempo inferior aos métodos convencionais.

A grande vantagem do método que utiliza a Teoria dos Conjuntos Nebulosos está no fato de que o desempenho do mesmo não foi influenciado pelos parâmetros do gerador, além

de possuir ajustes simplificados. Na prática isto significa que o método pode ser utilizado em geradores de qualquer tamanho.

6.2 Sugestões para Futuros Trabalhos

Com relação aos métodos de proteção contra a perda de excitação, sugere-se:

- Avaliar o comportamento dos métodos em sistemas nos quais o gerador está isolado, ou seja, sem fonte de reativos.

Com relação exclusivamente à metodologia com base em Lógica Nebulosa, sugere-se:

- Realizar estimativa do custo para o desenvolvimento do método;
- Desenvolver o método em hardware;
- Avaliar o comportamento do método em um sistema real.

BIBLIOGRAFIA

ABB INC. SUBSTATION AUTOMATION AND PROTECTION, **ABB Generator Protection Unit 2000R**. Issue B November 2002.

ABB POWER AUTOMATION LTDA. **REG216, REG216 Compact REC216 Numerical Generator Protection Numerical Control Unit**. Baden/ Switzerland, 13th edition, 2001.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. Ed. IEEE Press Power Engineering Series - McGraw-Hill. 1999.

ARNDT, C. R.; ROGERS, M. **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, September/October, 1975.

BARRETO, J. M. **Inteligência Artificial no Limiar do Século XXI – Abordagem Híbrida Simbólica Conexionista e Evolutiva**. 3ª edição, Florianópolis, 2001.

BECKWITH ELECTRIC CO. **Instruction Book Part 1 of 2 – M3425A Generator Protection**, 2001.

BERDY, J. **Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators**. IEEE Transactions. Vol. 94, n° 5, pp. 1457-1463, 1975.

BLACKBURN, J. L. **Protective Relaying - Principles and Applications**. Ed. Marcel Dekker, 2nd edition, 1998.

CHEN, W. H.; LIU, C.W.; & TSAI, M. S. **On-Line Fault diagnosis of Distribution Substations Using Hybrid Cause- Effect Network and Fuzzy Rule-Based Method**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 2, pp. 710-717, April 2000.

COSTA, A, J, A, S. **Notas de Aula**. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/dc-cap5.pdf>> em 03/ 07 / 2008.

DARRON, H. G.; KOEPFINGER J. L.; Mather, J. R. *et al.*, **The influence of Generator Loss of Excitation on Bulk Power System Reliability.**, IEEE Transactions on Power Applications and Systems., Vol. 94, n°.5, pp.1473-1483, September/October 1975.

DASH, P. K.; MISHRA, S.; SALAMA, M. M. A. *et al.*, **Classification of Power System Disturbances Using a Fuzzy Expert System and a Fourier Linear Combiner**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, N°. 2, pp. 472-477, April 2000.

DIAS, M. F.; ELKATEB, M. M. **Case Study Into Loss-Of-Excitation Relays During Simultaneous Faults – Part II.** Proceedings of AFRICON'92, 3rd Conference, pp. 430-433, 1992.

DIgSILENT GmbH. **DIgSILENT Power Analisys software: User's Manual Version PowerFactory 13.0 for Educational Purposes.** Germany, 2004.

ELMORE, W. A. **Protective Relaying Theory and Applications.** Ed. Marcel Dekker, 2nd Edition, 2004.

FERRERO, A.; SANGIOVANNI, S.; & ZAPPITELLI, E. **A Fuzzy –Set Approach to Fault-Type Identification in Digital Relaying.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, N°. 1, pp. 169-175, January 1995.

FONSECA, W. A. S.; CARDOSO JUNIOR, G; MORAIS A. P. *et al.* **Gerenciamento Integrado de Sistemas de Proteção e Curva de Capabilidade de Máquinas Síncronas: Agilidade e Segurança nos Ajustes de Relés, e Domínio das Restrições Impostas pela Proteção.** XII Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. Foz do Iguaçu-PR, Brasil, Maio de 2007.

GENERAL ELECTRIC COMPANY, **Protective Relay Application Guide.** Edition 3, 2002.

HEWITSON, L.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. **Practical Power System Protection.** Ed. Elsevier, 2004.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying.** 2nd Edition, 1995.

IEEE COMMITTEE REPORT. **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, October 1988.

IEEE Std C37.102TM. **IEEE Guide for AC Generator Protection.** February, 2006.

KASZTENNY, B.; ROSOLOWSK, E.; SAHA, M. M. *et al.* **A Self-Organizing Fuzzy Logic Based Protective Relay – An Application to Power Transformer Protection.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, N°. 3, pp. 1119- 1127, July 1997.

KASZTENNY, B.; ROSOLOWSKI, E.; *et al.* **Fuzzy Logic Controller for On-Load Transformer Tap Changer.** IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 13, N°. 1, pp. 164-170, January 1998.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control.** The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill, Inc, New York, 1994.

LEE, D. C.; KUNDUR, P.; BRWN, R. D. IEEE. **A High Speed, Discriminating Generator Loss Of Excitation Protection.** Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, N°.6 November/December, 1979.

LEE, H. J.; PARK. D. Y.; AHN, B. S. *et al.* **A Fuzzy Expert System for the Integrated Fault Diagnosis.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, N°. 2, pp. 833-838, April 2000.

LEITE, A. G.; SILVEIRA, P. M. **Utilização da Proteção Contra a Perda de Excitação de Unidades Geradoras como Proteção Sistêmica: Curva Tomate.** XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro – RJ, Brasil, Outubro de 2007.

LIMA, J. C. M, DELBONI, M. P, ANDRADE, J. C. B. **Revisão Crítica da Filosofia de Proteção Contra Perda de excitação em Geradores Síncronos.** VII Seminário Técnico de Proteção e Controle. p. 1-6, 2003.

MACKENZIE, W. F.; DEWEY, C.; EMMERLING, E. J. **Loss of Field Relay Operation During System Disturbances – Working Group Report – June 1971.** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, n°.5, pp. 1464-1472, 1975.

MASON, C. R. **New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators.** AIEE Transactions. Vol. 68, Part II, pp. 1240-1245, 1949.

MELO, J. A. F. **Geradores Síncronos: curvas de capacidade.** CHESF – Publicações técnicas, nº2, 1977.

MOORE, P. J.; STANGENBERG, A. **An Investigation into the impedance Characteristics of a Synchronous Generator under Loss of Excitation Condition.** Energy Management and Power Delivery, Vol. 2, Março de 1998. pp. 619-624.

MORAIS, A. P.; CARDOSO JUNIOR, G.; AVIZ, C. A. M. *et al.* **Avaliação da Eficiência da Proteção Adaptativa para a Perda de Excitação em Geradores Síncronos Comparada às Técnicas de Mason e Berdy.** XII Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. Foz do Iguaçu-PR, Brasil, Maio de 2007a.

MORAIS, A. P.; CARDOSO JUNIOR, G.; MARIOTTO, L. *et al.* **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.** XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro – RJ, Brasil, Outubro de 2007b.

MORAIS, A. P.; CARDOSO JUNIOR, G.; MARIOTTO, L.; CANHA, L. N.; FERREIRA, G. D. **Análise Crítica do Método Offset Positivo para Proteção Contra a Perda de Excitação em Geradores Síncronos Comparado com Técnicas Convencionais.** VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais. Poços de Caldas-MG, Brasil, Agosto de 2008.

MOZINA, C. J. **Upgrading the Protection and grounding of generators at Petroleum and Chemical Facilities,** Petroleum and Chem. Ind. Tech. Conf, 51st Annual Conf. Proc. Sept. 2004.

PIERRE, C. R. ST. **Loss-Of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems.** IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. IA-21. nº 1. pp 81-98. (January/February, 1985).

RANA, R. D.; SCHULZ, R. P. *et al.* **Generator Loss of Field Study for AEP's Rockport Plant**", **Comp. Applications in Power**. IEEE, Vol. 3, issue 2, pp 44-49, April 1990.

REBIZANT, W. & FESER, K. Fuzzy Logic Application to Out-Of-Step Protection Of Generators. Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE Publication Vol. 2, pp. 927-932 Vancouver, BC, Canada, 2001.

ROTATING MACHINES PROTECTION SUBCOMMITTEE. **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, September/October 1975.

SHARAF, A. M.; LIE, T. T. **ANN Based Pattern Classification of Synchronous Generator Stability and Loss of Excitation**. IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 9, n° 4, pp. 753-759, 1994.

SHAW, I. S. & SIMÕES, M. G. **Controle e Modelagem Fuzzy**. Ed. Edgard Blücher Ltda, 1ª edição, 1999.

SIEMENS LTDA. **SIPROTEC – Multifunctional Machine Protection 7UM62 Manual**. Vol. 4.6, 2005.

STEMMER, F. & BASTOS, A. C. A. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**, Informes Técnicos da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, Outubro 1977.

TAMBAY, S. R.; PAITHANKAR, Y. G. **A New Adaptive Loss of Excitation Relay Augmented by rate of Change of Reactance**. Power Engineering Society General Meeting - IEEE. Vol. 2, pp. 1831-1835, 2005.

THE POWER ENGINEERING EDUCATION COMMITTEE. **Tutorial IEEE de Proteção de Geradores Síncronos**. Belo Horizonte, Maio de 2001.

WISZNIEWSKI, A.; & KASZTENNY, B. **A Multi-Criteria Differential Transformer Relay Based on Fuzzy Logic**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, N°. 4, pp. 1786-1792, October 1995.

YANG, H. T. & LIAO, C. C. **Adaptive Fuzzy Diagnosis for dissolved Gas Analysis of Power Transformers**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 4, pp. 1342-1350, October 1999.

YOUSSEF, O. A. S. **Applications of Fuzzy Inference Mechanisms to Power System Relaying**. Power Systems Conference and Exposition - IEEE PES. Vol. 1, pp 560-567, October/ 2004.

ZADEH, L. A. **Fuzzy Sets**. Information and Control, Vol. 8. New York: Academic Press, pp. 338-353, 1965.

APÊNDICES

APÊNDICE A

- **Geradores**

<i>Parâmetro</i>	<i>Gerador 1</i>	<i>Gerador 2</i>	<i>Gerador 3</i>
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	0,286
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)	0,0374	0,1	0,1050
T''_{qo} (s)	0,09	0,09	0,18
H (s)	3,5	5,5	4,0
1.0^*	0,182	0,079	0,18
1.2^*	0,507	0,349	0,333

*Parâmetro de Saturação em p.u.

- **Transformador:**

$S = 510$ MVA; $V = 13,8/500$ kV; $X_l = X_2 = X_0 = 19,0\%$.

- **Linha de Transmissão:**

$V = 500$ kV; $Z_l = Z_2 = (0,017 + j 0,266) \Omega/\text{km}$; $Z_0 = (0,424 + j 1,357) \Omega/\text{km}$;
 $B_l = B_2 = 5,097 \mu\text{S}/\text{km}$; $B_0 = 3,3097 \mu\text{S}/\text{km}$.

- **Sistema:**

$Z_s = 0,1(Z_{\text{gerador}})$ na base do gerador.

- **Método de Mason**

Gerador 1	
Diâmetro mho (p.u.)	0,9
Offset mho (p.u.)	- 0,13
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°
Temporização (s)	0,2

- **Método de Berdy**

Gerador 2			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	1,0	Diâmetro mho (p.u.)	1,2
Offset mho (p.u.)	-0,15	Offset mho (p.u.)	-0,15
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°
Temporização (s)	0,0	Temporização (s)	0,2

Gerador 3			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	1,0	Diâmetro mho (p.u.)	1,6
Offset mho (p.u.)	0,24	Offset mho (p.u.)	0,24
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°
Temporização (s)	0,0	Temporização (s)	0,2

- **Método Offset Positivo**

Gerador 1			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	0,86	Diâmetro mho (p.u.)	1,02
Offset mho (p.u.)	- 0,13	Offset mho (p.u.)	+ 0,03
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°
Temporização (s)	0,2	Temporização (s)	1,0
		Direcional	13°
		Subtensão (p.u.)	0,85

Gerador 2			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	1,17	Diâmetro mho (p.u.)	1,46
Offset mho (p.u.)	- 0,15	Offset mho (p.u.)	+ 0,145
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°
Temporização (s)	0,2	Temporização (s)	1,0
		Direcional	13°
		Subtensão (p.u.)	0,85

Gerador 3			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	1,52	Diâmetro mho (p.u.)	1,94
Offset mho (p.u.)	- 0,24	Offset mho (p.u.)	+ 0,186
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°
Temporização (s)	0,2	Temporização (s)	1,0
		Direcional	13°
		Subtensão (p.u.)	0,85

- **Característica Tomate Lenticular**

Gerador 1			
1° estágio (tomate)		2° estágio (lente)	
λ_A (p.u.)	1,1	λ_B (p.u.)	1,7
τ_1	65°	τ_2	110°
Sobretensão AC (p.u.)	0,3	Sobretensão AC (p.u.)	0,3
Subtensão CC (p.u.)	0,5	Temporização (s)	0,2
Temporização (s)	2,0		

Gerador 2			
1° estágio (tomate)		2° estágio (lente)	
λ_A (p.u.)	0,875	λ_B (p.u.)	1,05
τ_1	73°	τ_2	110°
Sobretensão AC (p.u.)	0,3	Sobretensão AC (p.u.)	0,3
Subtensão CC (p.u.)	0,5	Temporização (s)	0,2
Temporização (s)	2,0		

Gerador 3			
1° estágio (tomate)		2° estágio (lente)	
λ_A (p.u.)	0,65	λ_B (p.u.)	1,05
τ_1	70°	τ_2	100°
Sobretensão AC (p.u.)	0,3	Sobretensão AC (p.u.)	0,3
Subtensão CC (p.u.)	0,5	Temporização (s)	0,2
Temporização (s)	2,0		

- **Método Adaptativo**

Gerador 1			
a (p.u.)	0,8	b (p.u./s)	20

Gerador 2			
a (p.u.)	0,75	b (p.u./s)	25

Gerador 3			
a (p.u.)	1,5	b (p.u./s)	26

- **Lógica Nebulosa**

Gerador 1			
X_1	0,4	X_2	0,6

Gerador 2			
X_1	0,4	X_2	0,7

Gerador 3			
X_1	0,4	X_2	0,65
