

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA  
DE MINAS GERAIS**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ASPECTOS DE PROTEÇÃO E CONTROLE  
DO GERADOR SÍNCRONO SUBEXCITADO**

**JÚLIO CÉSAR MARQUES DE LIMA**

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

**ORIENTADOR: Prof. Dr. José Celso Borges de Andrade**

Belo Horizonte, Novembro de 2002

---

A meus pais, que me proporcionaram os meios para chegar até aqui.

A Elisângela, Frederico e Letícia.

---

# AGRADECIMENTOS

Aos colegas da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG pela ajuda e incentivo para que eu pudesse levar em frente este trabalho.

Um agradecimento especial aos colegas da CEMIG Álvaro Nelson Assis Araújo, Carlos Antônio França e Fernando Ferreira Café pelo auxílio no levantamento de dados para as simulações computacionais.

Ao Engenheiro Marco Paulo Delboni, pelo incentivo inicial e pela contribuição inestimável para a conclusão deste trabalho.

Ao Orientador, Professor Dr. José Celso Borges de Andrade, pelo auxílio, orientação e incentivo constantes, que foram fundamentais para o desenvolvimento do trabalho.

À minha família, de modo especial minha esposa Elisângela e meu filho Frederico, pelo amor e compreensão pela minha ausência durante o desenvolvimento deste trabalho.

Finalmente agradeço a Deus por ter me dado as condições necessárias para vencer mais esse desafio em minha vida.

---

“Quando todos os especialistas estão de acordo,  
aí é que a cautela é imprescindível.”

Bertrand Russell

---

# RESUMO

Esta dissertação aborda os principais **“Aspectos de Proteção e Controle do Gerador Síncrono Subexcitado”**. O trabalho apresenta os sistemas de proteção e controle envolvidos com a operação do gerador síncrono na região de subexcitação, incluindo o inter-relacionamento existente entre os mesmos.

Para avaliar o comportamento dos sistemas de proteção e controle do gerador subexcitado, o trabalho apresenta inicialmente uma visão geral das funções de proteção aplicadas aos geradores síncronos. Os principais aspectos relacionados à operação da máquina síncrona na região de subexcitação são apresentados a seguir, incluindo as conseqüências para o gerador e para o sistema elétrico ao qual está conectada.

Em seguida, são descritos os sistemas de excitação e suas principais funções de controle, com ênfase na apresentação dos modelos IEEE para o limitador de subexcitação, cujo desempenho é analisado através de simulações computacionais.

A parte final do trabalho focaliza a evolução da característica operacional da proteção contra perda de excitação em geradores síncronos, seguida de uma análise dos principais parâmetros de ajuste da proteção. Finalmente, os aspectos relacionados ao problema da coordenação entre a proteção contra perda de excitação e o limitador de subexcitação são analisados com vistas a estabelecer uma seletividade adequada entre os mesmos, para evitar desligamentos indevidos do gerador, para diferentes situações de operação, permanentes ou transitórias.

---

# ABSTRACT

This dissertation concerns the main ***“Aspects of the Protection and Control of the Underexcited Synchronous Generator”***. The protection and control systems involved with the operation of the synchronous generator in the underexcitation region, including the existing inter-relationship between them are presented.

To evaluate the behavior of the protection and control systems of the underexcited generator, this work shows initially a general vision of the applied functions of protection for the synchronous generators. Then, the main aspects related to the operation of the synchronous machine in the under-excitation region are remembered, including the consequences for the generator and for the electrical system to which the machine is connected.

Afterwards, different excitation systems and their main control functions are described, with emphasis in the presentation of the IEEE models for the under-excitation limiter, whose performance is analyzed through computational simulations.

The final part of the work outlines the evolution of the operational feature of the loss of excitation protection for synchronous generators, followed by an analysis of the main protection settings. Finally, some main aspects related to the problem of the coordination of the loss of excitation protection and the under-excitation limiter are analyzed aiming to establish an appropriate selectivity to prevent improper disconnections of the generator for different steady state and transient operation conditions.

---

---

# SUMÁRIO

Dedicatória .....	II
Agradecimentos .....	III
Epígrafe .....	IV
Resumo .....	V
Abstract .....	VI
Sumário .....	VII
Lista de Figuras .....	X
Lista de Tabelas .....	XIV
Lista de Símbolos .....	XV
Lista de Siglas .....	XVII
<b>Capítulo 1 – Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 – Considerações Iniciais .....	1
1.2 – Organização do Trabalho .....	4
<b>Capítulo 2 – Proteção de Geradores Síncronos – Visão Geral .....</b>	<b>6</b>
2.1 - Introdução .....	6
2.2 - Funções de Proteção Aplicadas aos Geradores Síncronos .....	6
2.3 - Aplicação de Proteção a Geradores em Função da Capacidade da Máquina .....	10
2.4 - Aplicação da Tecnologia Digital na Proteção de Geradores e Perspectivas de Melhorias .....	12
<b>Capítulo 3 - O Comportamento do Gerador Síncrono Subexcitado .....</b>	<b>16</b>
3.1 - Introdução .....	16
3.2 – O Conceito de Subexcitação .....	17

---

---

3.3 – A Curva de Capabilidade .....	20
3.4 - O Gerador Síncrono Subexcitado .....	24
3.4.1 – Os Danos para o Sistema Elétrico de Potência .....	26
3.4.2 - Os Danos para o Gerador .....	28
<b>Capítulo 4 – Sistemas de Excitação e suas Funções de Controle .....</b>	<b>32</b>
4.1 – Introdução .....	32
4.2 – Visão Geral dos Sistemas de Excitação .....	33
4.2.1 – Classificação dos Sistemas de Excitação .....	34
4.3 – Os Controladores do Sistema de Excitação .....	38
4.3.1 – O Limitador de Corrente de Campo .....	39
4.3.2 - O Limitador de Corrente de Armadura .....	41
4.3.3 - O Limitador Voltz/Hertz .....	41
4.3.4 - O Estabilizador do Sistema de Potência (PSS) .....	43
4.4 – O Limitador de Subexcitação .....	43
4.4.1 - Introdução .....	43
4.4.2 – Modelos IEEE de Limitadores de Subexcitação .....	45
4.4.3 – Avaliação do Comportamento Dinâmico do MEL ...	49
<b>Capítulo 5– Proteção contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos .....</b>	<b>62</b>
5.1 - Introdução .....	62
5.2 - Evolução da Característica Operacional da Proteção .....	63
5.2.1 - Transformação de Coordenadas do Plano P-Q para o Plano R-X .....	64
5.2.2 - Fundamentos de Relés de Distância .....	68
5.2.3 - A Característica de Perda de Excitação .....	71
5.2.4 - O Relé de Mason .....	72
5.2.5 - O Relé de Berdy .....	78

---

---

5.2.6 - Evolução da Característica de Operação proposta por Berdy .....	81
5.2.7 - Outros Esquemas de Proteção contra Perda de Excitação .....	82
5.3 - Análise dos Parâmetros de Ajustes e Desempenho da Proteção .....	86
5.3.1 – Simulações de Perda de Excitação .....	88
5.3.2 - Simulações de Oscilações Estáveis .....	92
5.3.3 - Limites Operacionais da Unidade de Impedância ..	95
5.3.4 - Unidade Direcional .....	101
5.3.5 - Unidade de Subtensão .....	101
5.3.6 - Desempenho frente a Condições de Sub/Sobrequência .....	104
5.3.7 - Filosofia de Disparo da Unidade Geradora pela Proteção de Perda de Excitação .....	106
5.4 – Coordenação entre a Proteção contra Perda de Excitação e o Limitador de Subexcitação .....	107
<b>Capítulo 6– Conclusões e Sugestões de Continuidade .....</b>	<b>113</b>
6.1 – Conclusões .....	113
6.1.1 – Funcionamento na Região de Subexcitação .....	114
6.1.2- Desempenho Dinâmico do Limitador de Subexcitação .....	114
6.1.3- Proteção contra Perda de Excitação .....	115
6.1.4– Coordenação entre o Limitador e a Proteção .....	117
6.2 – Sugestões de Continuidade .....	118
<b>Apêndice A .....</b>	<b>121</b>
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>124</b>
<b>Bibliografia Complementar .....</b>	<b>130</b>

---

---

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Proteções elétricas tipicamente aplicadas a unidades geradoras .....	9
Figura 2	Circuito equivalente e diagrama vetorial para o gerador síncrono de pólos lisos .....	17
Figura 3	Plano de potências a partir do diagrama vetorial do gerador síncrono de pólos lisos .....	18
Figura 4	Representação simplificada da curva de capacidade do gerador síncrono .....	21
Figura 5	Limites teórico e prático de estabilidade para um gerador síncrono .....	23
Figura 6	Gerador síncrono conectado a um barramento infinito .....	26
Figura 7	Variação da potência ativa (P), potência reativa (Q) e tensão terminal ( $V_t$ ) para perda de excitação do gerador da figura 6 .....	27
Figura 8	Composição dos fluxos na região final do estator ...	30
Figura 9	Vista de uma seção da estrutura final do estator de um gerador síncrono .....	31
Figura 10	Diagrama de blocos de um sistema de controle da excitação de um gerador síncrono .....	34
Figura 11	Sistema de excitação DC .....	35
Figura 12	Sistema de excitação AC com retificação estacionária .....	36
Figura 13	Sistema de excitação estático .....	37
Figura 14	Coordenação do limitador de sobreexcitação com a capacidade térmica do enrolamento de campo do gerador .....	40
Figura 15	Diagrama de blocos do MEL tipo 1 .....	46

---

---

Figura 16	Característica de operação do MEL tipo 1 .....	47
Figura 17	Característica de operação do MEL tipo 2 .....	48
Figura 18	Característica de operação do MEL tipo 3 .....	48
Figura 19	Configuração do sistema elétrico da simulação .....	50
Figura 20	Curva de capacidade dos geradores utilizados na simulação .....	52
Figura 21	Variação da potência ativa – simulação do caso 1 ....	53
Figura 22	Variação da tensão terminal – simulação do caso 1 .....	54
Figura 23	Variação da potência reativa – simulação do caso 1 .....	55
Figura 24	Variação da tensão de campo – simulação do caso 1 .....	55
Figura 25	Variação da tensão terminal – simulação do caso 2 .....	57
Figura 26	Variação da potência reativa – simulação do caso 2 .....	58
Figura 27	Variação da tensão de campo – simulação do caso 2 .....	58
Figura 28	Saída do bloco do limitador de subexcitação – simulação do caso 2 .....	59
Figura 29	Variação da tensão terminal - simulação do caso 3 .....	60
Figura 30	Variação da potência reativa - simulação do caso 3 .....	60
Figura 31	Tensão na saída do bloco do limitador de subexcitação – simulação do caso 3 .....	61
Figura 32	Circuito básico para representar condições primárias de P e Q ou R e X .....	66

---

---

Figura 33	Característica de operação do relé de distância do tipo mho .....	69
Figura 34	Característica de operação de relé de admitância deslocada ( <i>offset</i> mho) .....	70
Figura 35	Lugar geométrico final da impedância para perda de excitação .....	71
Figura 36	Diagrama unifilar de conexão da proteção contra perda de excitação proposta por Mason .....	73
Figura 37	Característica de operação da proteção contra perda de excitação utilizando uma unidade <i>offset</i> mho .....	74
Figura 38	Característica de operação do relé HLF – Westinghouse .....	76
Figura 39	Característica da proteção contra perda de excitação utilizando duas unidades <i>offset</i> mho .....	79
Figura 40	Característica da proteção contra perda de excitação utilizando duas unidades <i>offset</i> mho e um elemento direcional .....	81
Figura 41	Variação da característica da proteção contra perda de excitação utilizando duas unidades <i>offset</i> mho e um elemento direcional .....	82
Figura 42	Diagrama de blocos da proteção LER - Ontário Hydro .....	83
Figura 43	Característica de operação da proteção contra subexcitação SIEMENS .....	85
Figura 44	Perda de excitação – carga pesada – caso 1 .....	89
Figura 45	Perda de excitação – carga média – caso 2 .....	89
Figura 46	Perda de excitação – carga leve – caso 3 .....	90
Figura 47	Perda de excitação – carga pesada – caso 4 .....	90
Figura 48	Perda de excitação – carga leve – caso 5 .....	91
Figura 49	Perda de excitação – 5% do carregamento nominal – caso 6 .....	91

---

---

Figura 50	Oscilação estável – caso 7 .....	93
Figura 51	Oscilação estável – caso 8 .....	93
Figura 52	Oscilação estável – caso 9 .....	94
Figura 53	Oscilação estável – caso 10.....	94
Figura 54	Tempos de operação das unidades <i>offset</i> mho e direcional para a perda de excitação do caso 3 da tabela 5 .....	103
Figura 55	Tensão terminal após a perda de excitação do caso 3 e tempos de operação das unidades da proteção .....	104
Figura 56	Efeito da frequência na característica <i>offset</i> mho da proteção contra perda de excitação .....	105
Figura 57	Coordenação entre o limitador de subexcitação e a proteção contra perda de excitação .....	108
Figura 58	Lugar geométrico da impedância de perda de sincronismo obtido através de procedimentos gráficos simplificados .....	119

---

---

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Principais funções de proteção aplicadas aos geradores síncronos .....	8
Tabela 2	Resultados da pesquisa CIGRÉ - Aplicação de funções de proteção de geradores de acordo com a capacidade da máquina .....	11
Tabela 3	Resultados da Pesquisa CIGRÉ - Áreas prioritárias para melhorias na proteção de geradores síncronos ...	13
Tabela 4	Dados do sistema elétrico da simulação .....	51
Tabela 5	Sumário das simulações de perda de excitação .....	88
Tabela 6	Sumário das simulações de oscilações estáveis .....	92
Tabela 7	Faixas típicas para os parâmetros de máquinas síncronas .....	96
Tabela 8	Tempos de interseção e de permanência da trajetória da impedância dentro da característica de operação da proteção .....	98

---

---

# LISTA DE SÍMBOLOS

$E_f$	Força eletromotriz (f.e.m.) de excitação
$E_{fd}$	Tensão de excitação (tensão de campo)
$f$	Frequência
G	Gerador síncrono
H	Constante de inércia
I	Corrente elétrica
$I_a$	Corrente de armadura
$I_f$	Corrente de excitação (corrente de campo)
$K_{UR}, K_{UC}$	Parâmetros de ajuste (raio, centro) – MEL tipo 1
$K_{UL}, K_{UI}$	Parâmetros de ajuste (funções proporcional e integral) – MEL tipos 1, 2 e 3
$K_{UF}, K_{UQ}, K_{UV}, K_{UP}$	Parâmetros de ajuste – MEL tipo 2
N	Número de espiras de uma bobina
$P, P_G, P_T$	Potência ativa
$Q, Q_G, Q_T$	Potência reativa
R	Resistência
S	Potência aparente (módulo)
$T''_{d0}$	Constante de tempo subtransitória de eixo direto
$T''_{q0}$	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura
$T'_{d0}$	Constante de tempo em circuito aberto
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
TR	Transformador
$T_{U1,2,3,4}$	Constantes de tempo – MEL tipos 1, 2 e 3
V/Hz	Volts/Hertz (limitador, proteção)
$V_F$	Entrada para o sinal do PSS – MEL tipo 1

---

---

$V_t, V_T$	Tensão terminal
$V_{UR}, V_{UC}, V_{UF}$	Sinais de tensão para composição do sinal de erro $V_{Uerr}$ do limitador – MEL tipo 1
$V_{Uerr}$	Sinal de erro do limitador de subexcitação
$X$	Reatância
$X''_d$	Reatância subtransitória de eixo direto
$X''_q$	Reatância subtransitória de eixo em quadratura
$X'_d$	Reatância transitória de eixo direto
$X'_q$	Reatância transitória de eixo em quadratura
$X_1$	Reatância de dispersão
$X_d$	Reatância síncrona de eixo direto
$X_q$	Reatância síncrona de eixo em quadratura
$Z$	Impedância
$Z_s$	Impedância do sistema (fonte)
$Z_l$	Impedância da linha de transmissão
$Z_f$	Impedância de falta
$\alpha$	Parâmetro de ajuste “inclinação” do relé de subexcitação SIEMENS
$\delta$	Ângulo de potência
$\varphi$	Fluxo magnético
$\theta$	Ângulo de máximo torque (AMT)
$\lambda$	Parâmetro de ajuste “posição” do relé de subexcitação SIEMENS

---

# LISTA DE SIGLAS

AC	Alternating Current
AMT	Ângulo de Máximo Torque
ANSI	American National Standards Institute
CIGRÉ	Conference Internationale des Grands Réseaux Électriques à Haute Tension
DC	Direct Current
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MEL	Minimum Excitation Limiter (Limitador de Mínima Excitação)
MXL	Maximum Excitation Limiter (Limitador de Máxima Excitação)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro
OXL	Overexcitation Limiter (Limitador de Sobreexcitação)
PSS	Power System Stabilizer (Estabilizador do Sistema de Potência)
PU	Por Unidade
RAT	Regulador Automático de Tensão
SEP	Sistema Elétrico de Potência

---

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A probabilidade de ocorrência de defeitos em geradores síncronos é reduzida. Entretanto, quando estas falhas acontecem, podem acarretar sérios danos à máquina e longos períodos fora de operação. Desta forma, os requisitos de confiabilidade, rapidez e seletividade exigidos de qualquer sistema de proteção tornam-se ainda críticos em função da importância do gerador para o sistema elétrico de potência.

Sendo o gerador um componente de fundamental importância do sistema elétrico<sup>1</sup>, justifica-se a preocupação de proteger de maneira eficaz este equipamento. Os geradores podem ser submetidos a um grande número de diferentes condições anormais de operação e essa diversidade de condições anormais resulta numa considerável gama de funções de proteção que devem ser previstas pelos projetistas. A determinação das funções de proteção a serem aplicadas a um gerador síncrono, como será visto, não obedece a um critério único, pois leva em consideração diversos fatores tais como a capacidade da máquina, o tipo e a importância do gerador para o sistema, o tipo de sistema de excitação, etc.

---

<sup>1</sup> Segundo O. I. Elgerd, “O gerador é o mais importante componente do sistema elétrico de potência” (Elgerd, O. I., Electric Energy Systems Theory, Second Edition, 1982, McGraw-Hill Inc., Cap. 4, pp. 68).

---

Dentre as condições anormais de operação a que está sujeito o gerador, quando conectado ao sistema elétrico de potência, destaca-se a condição de perda parcial ou total da excitação. Esta condição anormal de operação, além dos danos provocados à máquina, decorrentes de sobreaquecimento imposto aos enrolamentos do estator, corpo do rotor, anéis de retenção e demais extremidades do núcleo do estator, pode levar o sistema elétrico à instabilidade e até mesmo a um colapso de tensão, devido ao afundamento da tensão provocado pela absorção de potência reativa do sistema pelo gerador subexcitado. Pode ainda provocar a sobreexcitação das máquinas vizinhas, que tentarão suprir a demanda de potência reativa solicitada pelo gerador subexcitado.

Quando o gerador síncrono passa a atuar com baixos níveis de excitação uma primeira ação de controle é tomada pelo Limitador de Subexcitação, que é parte integrante do sistema de excitação da máquina. A ação do limitador é no sentido de forçar o regulador de tensão a controlar o nível da excitação, retornando o ponto de operação do gerador para valores seguros. Junto à ação de limitação da excitação em regime permanente, evitando desta forma a violação dos limites de subexcitação, o limitador de subexcitação também possui características dinâmicas, importantes por sua influência na operação do sistema elétrico, que serão objeto de análise neste trabalho.

Além da ação de controle proporcionada pelo limitador de subexcitação, a proteção do gerador contra o funcionamento com baixa excitação é provida pela proteção contra perda de excitação (Função ANSI nº. 40), cuja filosofia de aplicação será mostrada neste trabalho, com ênfase à análise dos parâmetros de ajuste da característica de operação *offset* mho.

A utilização de um relé de distância monofásico de característica mho deslocada (*offset* mho) para a detecção da condição de perda de excitação

em geradores síncronos foi proposta em 1949 por C. R. Mason [1], tendo apresentado um bom desempenho para a finalidade de sua aplicação. Com as mudanças nos valores dos parâmetros elétricos das máquinas e a necessidade de dotar a proteção de melhores condições para discriminar os verdadeiros eventos de perda de excitação, bem como evitar operações indevidas da proteção para oscilações estáveis no sistema, John Berdy [2] revisou a proposta inicial, sugerindo a inclusão de uma segunda unidade *offset* mho, prática ainda adotada para geradores com reatância síncrona de eixo direto maior que 1,2 pu.

A aplicação de uma ou duas unidades *offset* mho para a detecção da perda de excitação em geradores síncronos sempre suscitou dúvidas entre os especialistas, principalmente quanto ao comportamento da proteção durante a operação do gerador com valores mínimos de excitação, durante oscilações estáveis e durante perturbações em que o sistema elétrico é submetido a condições de subfreqüência. No sistema elétrico interligado brasileiro, foram registradas perturbações que resultaram em significativas oscilações de potência, levando o sistema à situação de instabilidade, nas quais muitas unidades geradoras foram desligadas por atuações indevidas da proteção contra perda de excitação.

Além dos aspectos referentes ao desempenho da proteção, um outro problema que se observa é que muitos desligamentos indevidos de unidades geradoras podem acontecer se não houver uma verificação criteriosa da interação entre a proteção contra perda de excitação e o limitador de mínima excitação (MEL), parte integrante do sistema de controle da excitação do gerador. Para determinados distúrbios no sistema elétrico de potência, que levam o gerador a operar subexcitado, poderá haver conflito de competência entre o MEL, que tenderá a comandar o regulador de tensão a fim de evitar que seja ultrapassado o limite de estabilidade permanente, e a proteção

contra perda de excitação que, dependendo dos níveis de subexcitação atingidos, poderá vir a promover o desligamento da máquina.

Portanto, a aplicação da proteção contra perda de excitação em geradores síncronos deve contemplar os aspectos inerentes à mesma e também sua interface com os controles do sistema de excitação, evitando conflitos e descoordenações por ocasião de distúrbios no sistema elétrico de potência que levem o gerador a operar subexcitado. O problema prático da coordenação proteção x controle da máquina para a operação subexcitada do gerador é uma das motivações deste trabalho que, partindo do entendimento do comportamento do gerador na condição anormal de perda parcial ou total da excitação e do “estado da arte” no que se refere à proteção de geradores síncronos, pretende estabelecer, com a maior amplitude possível, os principais parâmetros e condições a serem observados na aplicação da proteção contra perda de excitação.

A metodologia empregada nesta pesquisa utiliza a bibliografia existente e simulações computacionais para a análise do comportamento da proteção e do limitador de subexcitação.

## **1.2 – ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

O trabalho está organizado em mais cinco capítulos, além desta Introdução.

O Capítulo 2 descreve uma visão geral das funções de proteção aplicadas a geradores síncronos. São apresentados também os resultados de uma pesquisa feita pela CIGRÉ – *Conference Internationale des Grands Réseaux Électriques à Haute Tension* junto a concessionárias de energia elétrica, sobre as tendências de aplicação das funções de proteção em função da capacidade da máquina, bem como dos novos desenvolvimentos na área de proteção de geradores síncronos com o advento da tecnologia digital.

---

O Capítulo 3 é dedicado à caracterização do comportamento do gerador síncrono subexcitado, sob o ponto de vista dos possíveis danos à máquina e ao sistema elétrico de potência ao qual o gerador está conectado.

O Capítulo 4 apresenta, de forma sucinta, os sistemas de excitação e suas funções de controle. O limitador de subexcitação (MEL) é destacado por ser, dentre os controladores do sistema de excitação, o que mais interessa a esse trabalho. São descritos os modelos recomendados pelo IEEE para o limitador de subexcitação e, através de simulações computacionais que utilizam os programas FLOWINT<sup>®</sup> e MICRODIN<sup>®</sup>, é feita uma avaliação do desempenho dinâmico do limitador.

O Capítulo 5 é dedicado integralmente à proteção contra perda de excitação e à filosofia de sua aplicação. É mostrada a evolução da característica contra perda de excitação em geradores síncronos e discutidos os aspectos referentes às características de operação da proteção, ajustes e desempenho operacional frente aos distúrbios a que está sujeito o gerador quando conectado ao sistema elétrico de potência. O problema da coordenação entre a proteção e o limitador de subexcitação é, também, apresentado e discutido.

No Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões do trabalho e algumas sugestões de temas para assegurar a sua continuidade, bem como para o prosseguimento de pesquisas em assuntos relacionados.

---

# CAPÍTULO 2

## PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS – VISÃO GERAL

### 2.1 - INTRODUÇÃO

Por sua importância para o sistema elétrico de potência e, principalmente, pela maior gravidade dos danos a que estão sujeitos em caso de falhas ou mesmo operação em condições anormais, os geradores devem ser convenientemente protegidos, visando garantir a integridade de suas diversas partes elétricas e mecânicas. Assim, é importante que as falhas e condições anormais de operação sejam prontamente reconhecidas e rapidamente eliminadas, evitando a extensão dos danos. Para atender esses requisitos, as proteções aplicadas aos geradores devem ser, acima de tudo, rápidas, confiáveis e seletivas.

Neste capítulo são apresentadas as principais funções de proteção aplicadas aos geradores síncronos e o resultado de uma pesquisa envolvendo a tendência de aplicação das diversas funções de proteção de geradores, conforme sua capacidade nominal em MW e as possibilidades de melhoria nas proteções de geradores antigos, com o advento da tecnologia digital.

### 2.2 - FUNÇÕES DE PROTEÇÃO APLICADAS AOS GERADORES SÍNCRONOS

Os geradores síncronos estão sujeitos a diversas condições anormais de operação quando conectados ao sistema elétrico de potência, a saber:

---

- curto-circuito nos enrolamentos;
- curto-circuito externo;
- sobrecarga;
- sobreaquecimento dos enrolamentos e mancais;
- sobrevelocidade;
- redução ou perda total da excitação;
- motorização do gerador;
- operação com correntes desequilibradas;
- energização inadvertida;
- perda de sincronismo;
- oscilações subsíncronas;
- sobreexcitação e sobretensão.

Algumas destas condições anormais de operação não exigem que o gerador seja imediatamente desligado. Elas podem ser corrigidas enquanto o gerador permanece em serviço. Neste caso, estas condições anormais de operação serão sinalizadas por alarmes. Já outras condições anormais requerem pronta atuação da proteção, com a imediata retirada da máquina de serviço. Também neste campo não existem verdades absolutas. Como será visto adiante, algumas funções de proteção, quando empregadas por uma determinada companhia, podem promover o desligamento da máquina, enquanto em outra companhia esta mesma função pode apenas sinalizar uma condição anormal de operação.

A fim de evitar que o gerador seja submetido a condições de degradação por qualquer uma das condições anormais de operação listadas anteriormente, aplicam-se diversas funções (relés) de proteção. As principais funções de proteção aplicadas aos geradores síncronos estão listadas na tabela 1.

TABELA 1

Principais funções de proteção aplicadas aos geradores síncronos

FUNÇÃO ANSI/IEEE	DESCRIÇÃO
21	Proteção de Distância
24	Proteção Volts/Hertz
32	Proteção Anti-motorização
<b>40</b>	<b><i>Proteção contra Perda de Excitação</i></b>
46	Proteção contra Seqüência Negativa
49	Proteção contra Sobrecarga
51V	Proteção de Sobrecorrente com Restrição de Tensão
51GN	Proteção de Sobrecorrente no Neutro do Gerador
51TN	Proteção de Sobrecorrente no Neutro do Transformador Elevador
59	Proteção contra Sobretensão
59GN	Proteção contra Sobretensão no Neutro do Gerador
60	Proteção contra Desequilíbrios de Tensão (Falha de fusíveis no circuito secundário dos TP's)
61	Proteção contra Falhas entre Espiras do Gerador
64-1	Proteção contra Faltas à Terra no Estator - 100%
64-2	Proteção contra Faltas à Terra no Estator - 95%
64F	Proteção contra Faltas à Terra no Rotor
76	Proteção contra Sobrecorrente no Circuito de Campo
78	Proteção contra Perda de Sincronismo
81U/O	Proteção contra Sub/Sobrefreqüência
87G	Proteção Diferencial do Gerador
87T	Proteção Diferencial do Transformador Elevador
87U	Proteção Diferencial do Grupo Gerador-Transformador

O diagrama unifilar da figura 1 apresenta de forma esquemática as diversas funções de proteção elétrica tipicamente aplicadas a unidades geradoras [3].

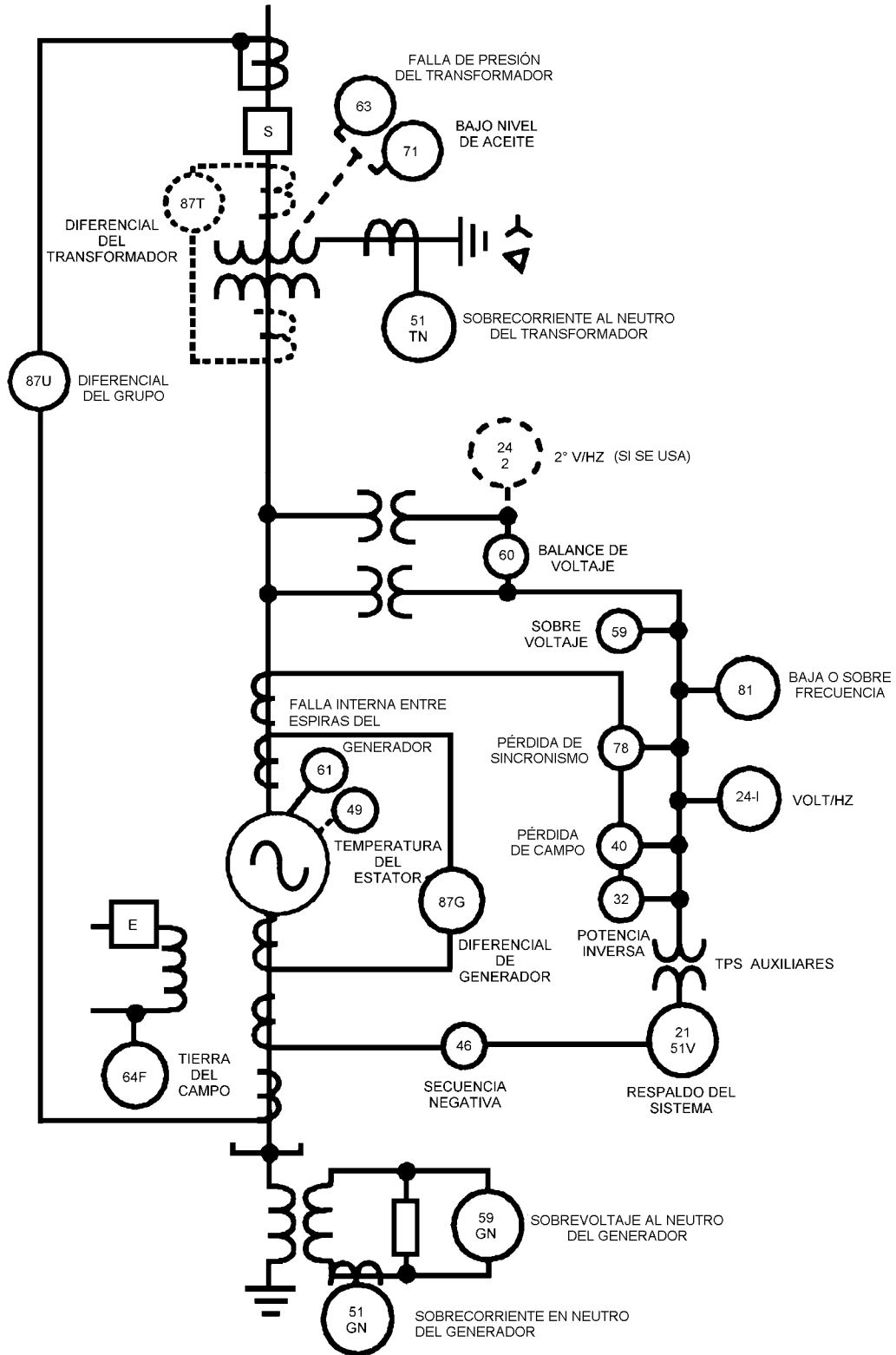


Figura 1 – Proteções elétricas tipicamente aplicadas a unidades geradoras [3]

Maiores detalhes a respeito do funcionamento e aplicação das diversas funções de proteção de geradores podem ser encontrados nas referências [3] e [4].

### **2.3 - APLICAÇÃO DE PROTEÇÃO A GERADORES EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DA MÁQUINA**

A aplicação das diversas funções de proteção para geradores, conforme comentado anteriormente, leva em conta diversos fatores, dentre eles, o tamanho e capacidade do gerador, o tipo e a importância do mesmo para o sistema.

Recente pesquisa empreendida pelo Subcomitê 34.05 da CIGRÉ [5], através de questionários respondidos por concessionárias de energia elétrica, fabricantes de proteções para geradores, empresas de consultoria e produtores independentes de energia de 16 países, apresenta uma visão clara desta diversidade em função do tamanho do gerador protegido.

Para efetivar a pesquisa, os geradores foram classificados conforme sua capacidade:

- Geradores de pequeno porte - 5 a 20 MW
- Geradores de porte moderado - 20 a 50 MW
- Geradores de médio porte - 50 a 350 MW
- Geradores de grande porte - 350 MW ou mais

Os resultados da pesquisa são apresentados na tabela 2. Foram considerados na pesquisa os dois tipos de aterramento mais utilizados para os geradores: aterramento através de alta impedância, normalmente aplicado aos geradores de grande porte, e aterramento através de uma baixa impedância, normalmente utilizado para pequenos geradores.

---

TABELA 2

Resultados da Pesquisa CIGRÉ - Aplicação de funções de proteção de geradores de acordo com a capacidade da máquina [5]

FUNÇÃO DE PROTEÇÃO	GERADOR PEQUENO PORTE 5-20 MW		GERADOR PORTE MODERADO 20-50 MW		GERADOR MÉDIO PORTE 50-350 MW		GERADOR GRANDE PORTE >350 MW	
	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
21	32%	68%	48%	52%	75%	25%	78%	22%
24	20%	80%	46%	54%	84%	16%	85%	15%
32	83%	17%	88%	12%	87%	13%	72%	28%
40	67%	33%	88%	12%	94%	6%	100%	0%
46	68%	32%	92%	8%	100%	0%	100%	0%
51V	75%	25%	58%	42%	53%	47%	50%	50%
59	85%	15%	87%	13%	81%	19%	80%	20%
60	28%	72%	48%	52%	65%	35%	43%	57%
64-1 Esquema de Injeção	0%	100%	7%	93%	40%	60%	42%	58%
64-1 Esquema 3 <sup>o</sup> Harmônico	7%	93%	13%	87%	58%	42%	42%	58%
64-2	78%	22%	85%	15%	80%	20%	81%	19%
64F	79%	21%	95%	5%	90%	10%	94%	6%
78	22%	78%	47%	53%	37%	63%	59%	41%
81U/O	69%	31%	68%	32%	74%	26%	64%	36%
87G	85%	15%	91%	9%	96%	4%	88%	12%
87U	65%	35%	77%	23%	83%	17%	87%	13%
Energização Inadvertida	18%	82%	7%	93%	44%	56%	50%	50%

## 2.4 - APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA DIGITAL NA PROTEÇÃO DE GERADORES E PERSPECTIVAS DE MELHORIAS

As técnicas de proteção digital foram introduzidas no final da década de 60, com o desenvolvimento de diversos algoritmos de proteção, inicialmente aplicados às proteções de linhas de transmissão. Estas técnicas ganharam impulso com o desenvolvimento dos computadores e o advento dos microprocessadores.

Desde os anos 70, a técnica de proteção de geradores utilizando tecnologia digital tem recebido a atenção dos pesquisadores. O desenvolvimento dessas técnicas buscou a solução dos problemas apresentados pelas funções de proteção existentes, a implementação de novas funções de proteção, redução de custos e aumento da flexibilidade e confiabilidade dos sistemas de proteção aplicados aos geradores síncronos [6] [7] [8].

A aplicação dos relés digitais de proteção apresenta as seguintes vantagens:

- Economia - Com a tendência à diminuição do custo da tecnologia, dos processadores e memória, programabilidade e disponibilidade de múltiplas funções;
  - Desempenho - No mínimo igual ao dos relés convencionais, com a vantagem adicional de permitir a implementação de características de operação complexas.
  - Confiabilidade - Principalmente com a introdução de novos desenvolvimentos tais como auto-check e automonitoramento a baixo custo. A utilização de um pequeno número de componentes e conexões, que não sofrem mudanças em suas características com a temperatura, tensão de alimentação, envelhecimento, etc., também contribui para o aumento da confiabilidade;
  - Flexibilidade - Representada pela possibilidade de atualização constante de versões, através de modificações no *software*, capacidade quase ilimitada
-

de comunicação e flexibilidade funcional, permitindo a integração de funções de medição, controle, proteção e supervisão. As proteções digitais permitem ainda a implementação de funções de proteção adaptativas;

- Facilidades Adicionais – Ferramentas para análise dos defeitos, tais como registros de oscilografia e informações sobre localização de faltas.

No que se refere às proteções de geradores, a pesquisa empreendida pela CIGRÉ indicou que as melhorias nas proteções dos geradores mais antigos têm sido atreladas às decisões isoladas de cada companhia. Em alguns casos, estas decisões fazem parte de um projeto maior de automatização das plantas geradoras. As áreas de proteção de geradores melhoradas ou adicionadas, conforme a pesquisa e indicadas pela sua importância pelos entrevistados, são listadas na tabela 3.

TABELA 3  
Resultados da Pesquisa CIGRÉ - Áreas prioritárias para melhorias  
na proteção de geradores síncronos [5]

ÁREA FUNCIONAL	INDICAÇÕES DA PESQUISA
Oscilografia / Seqüência de Eventos do Gerador	17%
Proteção mais sensível contra Correntes Desbalanceadas (Seqüência Negativa) no Gerador	16%
Proteção 100% Falta Terra no Estator	16%
Proteção contra Energização Inadvertida do Gerador	15%
Proteção contra Perda de Sincronismo do Gerador	15%
Proteção contra Falha de Disjuntor do Gerador	10%
<i>Trip</i> Seqüencial via potência reversa (para maquinas a vapor)	8%
Proteção contra Perda de Excitação em dois níveis	5%

Nota-se ainda que as decisões de melhorias coincidem com o aumento da aceitação das proteções digitais para proteger os geradores. À época da pesquisa, 90% dos entrevistados responderam que pretendiam num futuro próximo aplicar relés digitais para a proteção de geradores, sendo que 55% destes para aplicação apenas em novas plantas geradoras e 45% para melhorias nas proteções dos geradores antigos. Esses percentuais tendem a aumentar, já que nos dias atuais a grande maioria dos sistemas de proteção disponíveis no mercado são de tecnologia digital.

O desenvolvimento da tecnologia digital, com a produção de microprocessadores a baixo custo, tornou possível o surgimento dos relés digitais multifunção, onde muitas funções de proteção podem ser combinadas em uma mesma unidade. No passado, ao conceber um sistema de proteção para um gerador, o engenheiro de proteção devia levar em conta a redundância necessária para manter a confiabilidade do mesmo. De modo geral, a adição de uma determinada função de proteção deveria ser justificada pelos custos associados. Com a utilização de relés digitais multifunção, a preocupação com a redundância e a confiabilidade continua presente, já que um relé multifunção fora de serviço implica em diversas funções de proteção inoperantes. Entretanto, através de um planejamento adequado, a aplicação dos relés digitais multifunção permite, com custos reduzidos, prover um sistema de proteção que apresente a redundância e a confiabilidade exigidas. Isto pode ser confirmado pelos resultados da pesquisa CIGRÉ, onde 52% dos entrevistados recomendam o uso de relés digitais multifunção na proteção de geradores.

No que se refere ao aspecto redundância e confiabilidade, 42% dos entrevistados optaram pela utilização de dois relés digitais multifunção para a proteção de seus geradores, enquanto 20% das respostas indicaram o uso de relés eletromecânicos ou estáticos como *back-up* do relé digital multifunção. Outras soluções apresentadas foram a utilização de dois pacotes de proteção digital de fabricantes diferentes, incluindo projeto, *hardware* e *software*

---

redundantes, duas saídas de *trip* e duas fontes de alimentação diferentes para os relés.

As melhorias na proteção dos geradores síncronos utilizando tecnologia digital ainda são um assunto em discussão. Maiores subsídios sobre essa discussão são oferecidos na referência [9].

# CAPÍTULO 3

## O COMPORTAMENTO DO GERADOR SÍNCRONO SUBEXCITADO

### 3.1 - INTRODUÇÃO

Para operar de forma conveniente um gerador síncrono conectado ao sistema elétrico de potência, faz-se necessário conhecer os limites dentro dos quais o mesmo pode funcionar sem riscos para sua integridade ou vida útil. Estes limites são geralmente fornecidos pelos fabricantes e são determinados pela potência da turbina, pela excitação do campo, pelos limites de estabilidade e pelas condições térmicas do gerador.

A curva de capacidade ou curva de operação do gerador oferece a visão apropriada dos limites de operação e as características de seu funcionamento em cada ponto interno à área delimitada pela curva [10].

Dentre as diversas áreas de operação previstas pela curva de capacidade, a região de subexcitação destaca-se pelos problemas envolvendo não só os riscos para o gerador quando se opera nesta região, como também pela necessidade de se verificar com cuidado o envolvimento de equipamentos de proteção e controle do gerador, que trabalham numa mesma faixa de operação na região de subexcitação.

Neste capítulo serão apresentados os conceitos básicos sobre o funcionamento do gerador na região de subexcitação, os limites que determinam o traçado da curva de capacidade da máquina síncrona e a

---

caracterização da operação subexcitada, tanto do ponto de vista da máquina como do ponto de vista do sistema elétrico de potência ao qual a mesma se encontra conectada.

### 3.2 – O CONCEITO DE SUBEXCITAÇÃO

Em função de suas características de funcionamento e de acordo com as necessidades do sistema elétrico ao qual está conectado, o gerador síncrono pode operar com correntes de excitação dentro de uma larga faixa. Quando a corrente do circuito de campo atinge valores elevados, próximos ao limite térmico deste circuito, tem-se uma condição de sobreexcitação. Nesse regime de operação, o gerador fornece potência reativa ao sistema e seu comportamento, visto do lado do sistema, se assemelha ao de um capacitor.

Ao contrário, para valores muito pequenos da corrente de campo, o gerador estará operando em regime de subexcitação. Pode-se dizer que uma condição de subexcitação para o gerador síncrono será satisfeita quando o mesmo estiver absorvendo potência reativa do sistema. Neste caso, visto do lado do sistema, o seu comportamento se assemelha ao de um reator.

A análise do comportamento do gerador síncrono de pólos lisos (rotor cilíndrico) em regime de operação subexcitado é feita a partir de seu circuito equivalente e diagrama fasorial, apresentados na figura 2 [11].

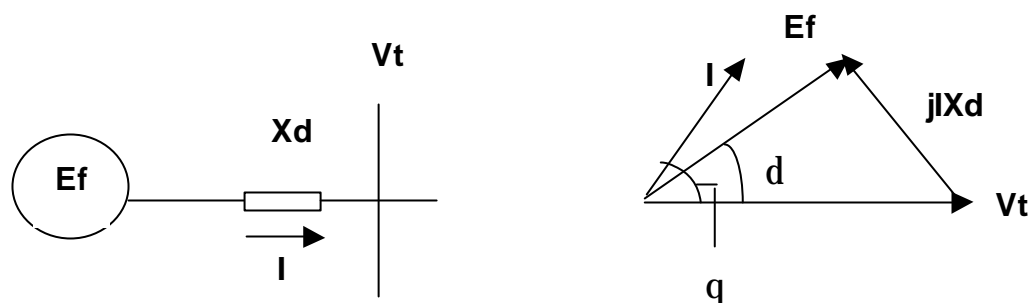


Figura 2 - Circuito equivalente e diagrama fasorial para o gerador síncrono de pólos lisos

Na figura 2,  $E_f$  é a f.e.m. de excitação,  $X_d$  é a reatância síncrona de eixo direto, não saturada, e  $V_t$  é a tensão nos terminais do gerador. Desprezando-se a resistência da armadura, chega-se à relação:

$$E_f = V_t + jIX_d \quad (3.1)$$

Multiplicando essa relação pelo fator  $V_t/X_d$ , obtém-se um diagrama de potências, cujas ordenadas são as potências ativa (P) e reativa (Q) fornecidas pelo gerador.

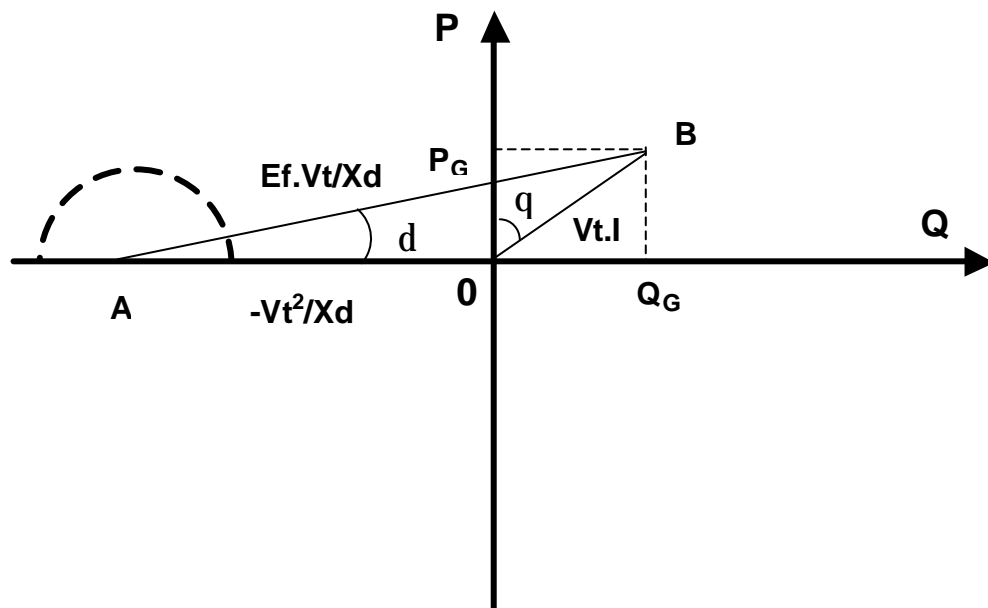


Figura 3 - Plano de potências a partir do diagrama fasorial do gerador síncrono de pólos lisos

O segundo quadrante do plano de potências caracteriza o funcionamento do gerador no regime de subexcitação. Do gráfico da figura 3, projetando o segmento AB sobre os dois eixos, obtém-se as seguintes relações:

$$P = \frac{E_f V_t}{X_d} \operatorname{sen} \mathbf{d} \quad (3.2)$$

$$Q = \frac{E_f V_t}{X_d} \cos \mathbf{d} - \frac{V_t^2}{X_d} \quad (3.3)$$

Para potência ativa e tensão terminal constantes, o ângulo de potência do gerador síncrono aumenta quando a excitação é diminuída. O valor mínimo de excitação, a partir do qual a máquina perde o sincronismo, é teoricamente atingido para um ângulo  $\delta = 90^\circ$ , ou:

$$E_{\min} = \frac{P X_d}{V_t} \quad (3.4)$$

No plano de potências da figura 3 este valor mínimo, que representa o limite de estabilidade para o funcionamento do gerador naquela região, é representado pelo semicírculo em torno do ponto A. Conforme será visto mais adiante, essa limitação é considerada na construção da curva de capacidade do gerador síncrono.

Para o gerador síncrono de pólos salientes, a análise do comportamento em regime de subexcitação é semelhante, porém mais complexa, devido à presença do conjugado de relutância e aos efeitos da saliência dos pólos e das componentes de reação da armadura agindo segundo os eixos direto e em quadratura.

A referência [11] apresenta em detalhes uma análise do comportamento de geradores de pólos lisos e de pólos salientes sob o regime de subexcitação.

---

### 3.3 – A CURVA DE CAPABILIDADE

Curva de operação ou curva de capacidade de um gerador síncrono é o gráfico plotado sobre um plano de coordenadas  $P \times Q$  (potência ativa  $\times$  potência reativa) que define os limites operativos da máquina em regime permanente e sob condições pré-determinadas. Estes limites são baseados nas características de projeto e construção da máquina que influenciam e determinam limitações de sua capacidade de operação.

A utilização das curvas de capacidade oferece as seguintes vantagens:

- conhecimento pleno de toda a faixa de operação do gerador, permitindo uma exploração mais favorável de suas potencialidades;
- aplicação nos estudos de planejamento da operação do sistema como, por exemplo, utilização de reservas de reativos disponíveis para melhoria da regulação e compensação do sistema ao qual está conectado o gerador;
- aplicação nos estudos de comportamento da máquina frente às variações nos parâmetros do sistema, como tensão ou frequência, e sob condições normais ou anormais de operação.

As técnicas de traçado das curvas de capacidade são detalhadas em [12]. Os princípios em que se fundamentam as curvas são os mesmos para as máquinas de pólos lisos e salientes, a menos de pequenas diferenças relativas à presença do conjugado de relutância devido à forma dos pólos das máquinas de pólos salientes. Também é usual desprezar o efeito da resistência de armadura e o efeito da saturação sobre as reatâncias da máquina.

A curva de capacidade própria de cada gerador, função de suas características de projeto e construção, dependem fundamentalmente de sua tensão de operação. Por isso, é comum traçar uma família de curvas de capacidade para o gerador, tendo como referência a sua tensão nominal. Na prática, costuma-se traçar três curvas para as tensões terminais  $V_t=95\%$ ,  $V_t=100\%$  e  $V_t=105\%$ , mantendo-se a frequência constante e igual à nominal.

Uma representação simplificada de uma curva de capacidade típica de um gerador síncrono é apresentada na figura 4. Os diversos trechos que formam a curva de capacidade correspondem a uma determinada limitação operativa para o gerador, conforme descrito a seguir:

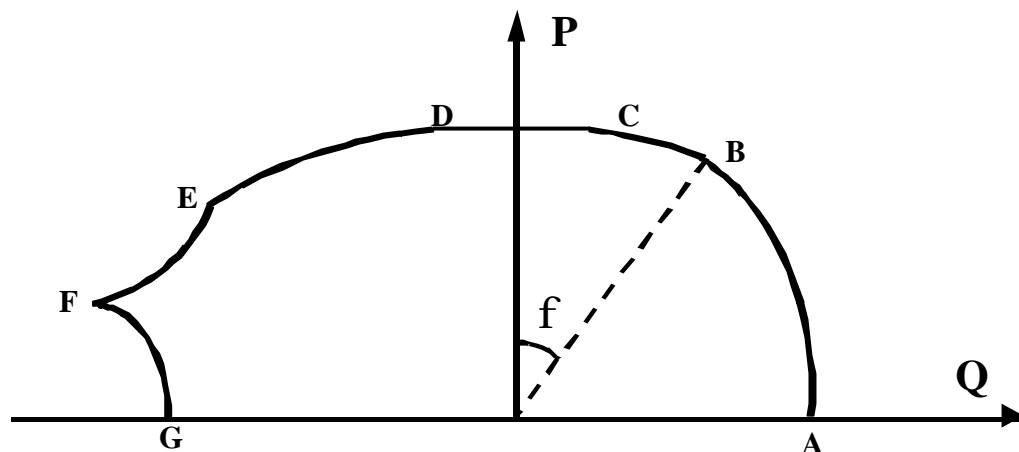


Figura 4 – Representação simplificada da curva de capacidade do gerador síncrono

- AB = Limitação pela corrente de campo ( $I_f$ ).
- BC ; DE = Limitação pela corrente de armadura ( $I_a$ ).
- CD = Limitação pela máquina primária (turbina).
- EF = Limitação por estabilidade permanente.
- FG = Limitação por excitação mínima.

- a) Limitação pela Corrente de Campo ( $I_f$ ) : É a limitação representada pelo trecho AB da curva de capacidade, correspondente à máxima corrente que poderá circular pelo enrolamento de campo, sem ultrapassar seus limites de sobreaquecimento. Este limite é fixado pelas perdas no cobre do circuito de campo.
- b) Limitação pela Corrente de Armadura ( $I_a$ ): É a limitação representada pelos trechos BC e DE da curva de capacidade. Da mesma forma que acontece

com as limitações para o enrolamento de campo, existe um valor máximo de corrente de armadura  $I_a$  que pode circular pelo enrolamento de armadura sem exceder as limitações de perda no cobre desse enrolamento.

- c) Limitação pela Máquina Primária (turbina): É a limitação representada pelo trecho CD da curva de capacidade. No caso de turbinas hidráulicas, por exemplo, a capacidade de permitir a operação em um determinado nível de potência é influenciada pela vazão e pela altura da queda d'água.
- d) Limitação de Estabilidade: É a limitação representada pelo trecho EF da curva de capacidade. Uma máquina síncrona operando com ângulo de carga  $\delta$  próximo de  $90^\circ$  se avizinha de seu limite teórico de estabilidade, correspondente ao valor máximo de potência que pode ser transferido pelo gerador, sem perda de sincronismo em relação ao sistema ao qual o mesmo está conectado. Este limite pode ser calculado pelas curvas  $P = f(\delta)$  para as máquinas de pólos lisos e salientes. A operação próxima do limite teórico de estabilidade corresponde à operação com fatores de potência altamente capacitivos, que levam a máquina a operar numa região de baixa excitação, provocando um desempenho bastante instável, o que pode levar à perda do sincronismo em relação ao sistema elétrico. Por esta razão é que, a partir do limite teórico de estabilidade, obtém-se um limite prático de estabilidade, limitando-se a potência ativa a um valor resultante da diferença entre o máximo teórico para uma dada f.e.m. de excitação  $E_f$  e uma certa margem de segurança. Assim, o limite prático de estabilidade passa a delimitar a curva de capacidade na região de operação com fatores de potência altamente capacitivos e baixos valores de excitação. Em geral, os limites práticos de estabilidade são calculados admitindo-se valores de  $P$  10% inferiores aos limites teóricos de estabilidade. A figura 5 mostra como são traçados e obtidos os limites de estabilidade para o gerador síncrono.
-

- e) Limite de Excitação Mínima (Efd) : É a limitação representada pelo trecho FG da curva de capacidade apresentada na figura 4. A fixação de um nível mínimo de excitação aceitável evita que, sob condições de operação com fatores de potência altamente capacitivos, o gerador seja levado a operar próximo aos pontos inferiores do limite teórico de estabilidade, o que pode provocar a perda de controle sobre o mesmo, bem como sobreaquecimento de partes do estator e do rotor da máquina. Geralmente estabelece-se um limite mínimo de 5% a 10% da excitação nominal.

O pleno conhecimento dos limites da curva de capacidade é importante para permitir a exploração máxima da capacidade do gerador, de modo especial a sua capacidade de fornecer ou absorver reativos, permitindo atender às demandas do sistema elétrico, contribuindo para a estabilidade e prevenindo possíveis colapsos de tensão [13] [14] [15] [16].

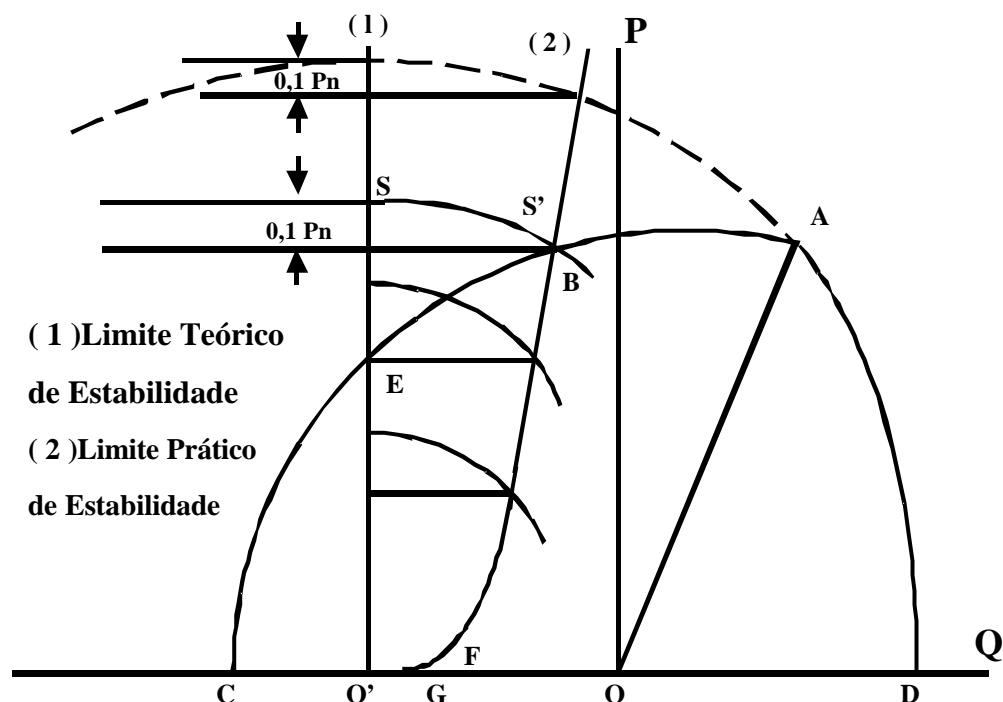


Figura 5 - Limites teórico e prático de estabilidade para um gerador síncrono

Em resumo, são os seguintes os fatores limitantes da operação do gerador síncrono:

- Tensão terminal ( $V_t$ );
- Corrente de armadura ( $I_a$ );
- Corrente de campo ( $I_f$ );
- Limite de estabilidade;
- Excitação mínima permissível;
- Capacidade da máquina primária (turbina).

### 3.4 – O GERADOR SÍNCRONO SUBEXCITADO

Com a expansão dos modernos sistemas de potência no final da primeira metade do século passado, problemas relacionados à estabilidade passaram mais e mais a influenciar o projeto e a operação dos mesmos. Neste contexto, a operação do gerador síncrono em regime de subexcitação também foi examinada, devido à sua aplicação para atender a situações decorrentes desta expansão, tais como o atendimento a grandes blocos de cargas afastados dos centros de geração, ou a necessidade de controle de tensão e reativos em determinadas áreas do sistema.

Analisando as diversas razões que podem levar os geradores a operarem na região de subexcitação [17], pode-se dividi-las em dois grandes grupos:

- Medidas Operativas – A operação do gerador na região de subexcitação pode ocorrer intencionalmente, seja para o controle de tensão, seja para o controle do nível de reativos no sistema. Em alguns casos, os geradores conectados a linhas de transmissão longas e com baixo carregamento podem operar subexcitados, visando controlar a tensão e o grande fluxo de reativos gerado nestes circuitos. Por outro lado, a capacidade de operação na região de subexcitação pode ser utilizada favoravelmente como uma reserva de reativos para possíveis contingências que possam levar o sistema a um colapso de tensão. A prática normal, entretanto, é evitar a

operação do gerador subexcitado e utilizar capacitores e reatores *shunt* chaveados, conforme a conveniência.

- Falhas ou Ocorrências no Sistema – O gerador síncrono pode também ser levado a operar de forma involuntária na região de subexcitação, em decorrência de falhas internas em seu sistema de excitação ou, num caso extremo, na perda total da alimentação de campo (no caso, por exemplo, de um desligamento acidental do disjuntor de campo). Pode acontecer, também, quando de distúrbios no sistema elétrico de potência que provoquem a formação de “ilhas”, onde o equilíbrio carga x geração fique comprometido. Neste caso, é necessária uma súbita redução nos níveis de excitação, através da ação dos reguladores de tensão, de forma a manter a tensão do sistema em níveis aceitáveis, o que leva os geradores à condição de subexcitação até que o equilíbrio seja restabelecido.

A operação intencional de geradores síncronos com baixa excitação visando solucionar problemas relativos à operação do sistema é pouco citada na literatura. As referências encontradas tratam da operação subexcitada para controle de reativos em grandes eixos de transmissão pouco carregados [18] ou para regulação de tensão em uma determinada área do sistema elétrico de potência [19]. Por outro lado, outras referências procuram analisar o problema da operação subexcitada de geradores síncronos, do ponto de vista dos limites impostos à estabilidade do sistema [20] [21] e dos riscos e danos a que está sujeito o gerador, principalmente os danos provocados pelo aquecimento na região final do estator [22] [23].

É importante frisar que a operação dos geradores síncronos na região de subexcitação é considerada aceitável, atualmente, somente quando o sistema de excitação é controlado por um moderno regulador de tensão, de alto ganho e resposta rápida, equipado com um limitador de mínima excitação, cujo ajuste prevê coordenação com os limites térmicos e de estabilidade da máquina.

### 3.4.1 – Os Danos para o Sistema Elétrico de Potência

Um dos aspectos importantes na análise do funcionamento do gerador na região de subexcitação é a avaliação do comprometimento do sistema elétrico, quando há uma redução ou mesmo uma perda total de sua excitação.

Um gerador síncrono suficientemente carregado, logo após perder a sua excitação, sofre um processo de escorregamento de pólos, passando a operar como gerador de indução. Neste regime de operação, a máquina continua a fornecer potência ativa ao sistema, porém passa a drenar uma enorme quantidade de potência reativa do mesmo. O tamanho da unidade geradora em questão e a habilidade das outras máquinas do sistema em fornecer a demanda de reativos solicitada determinam o maior ou menor grau em que o sistema elétrico de potência é afetado.

Através da variação das potências ativa e reativa e da tensão terminal pode-se mostrar o comportamento do gerador síncrono durante a condição de perda de excitação. Uma simulação de perda de excitação de um gerador síncrono foi executada para o sistema representado na figura 6, no qual o gerador se encontra conectado através de um transformador elevador e de duas linhas de transmissão a uma barra infinita.

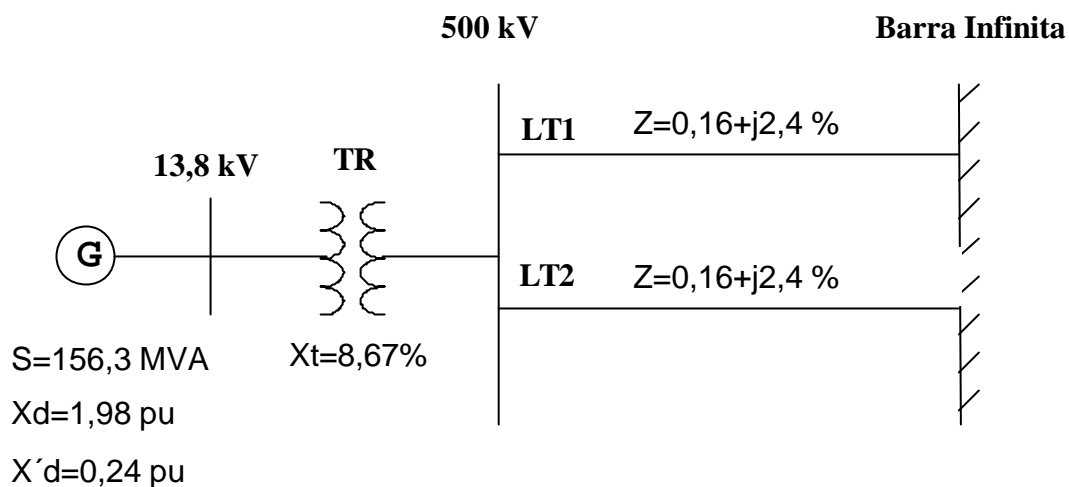


Figura 6 – Gerador síncrono conectado a um barramento infinito

Alguns resultados da simulação, executadas no programa de transitórios eletromecânicos Microdin, estão apresentados no gráfico da figura 7. O gerador estava inicialmente fornecendo potência ativa e absorvendo um pequeno nível de potência reativa do sistema e, após 0,5 segundos, foi simulada a perda total da excitação. Após perder a excitação, o gerador continua a fornecer potência ativa ao sistema durante um certo tempo e, para manter este suprimento de potência ativa, o rotor acelera aumentando seu ângulo  $\delta$ . Porém, com a perda do acoplamento magnético entre o rotor e o estator, a máquina tende a perder o sincronismo.

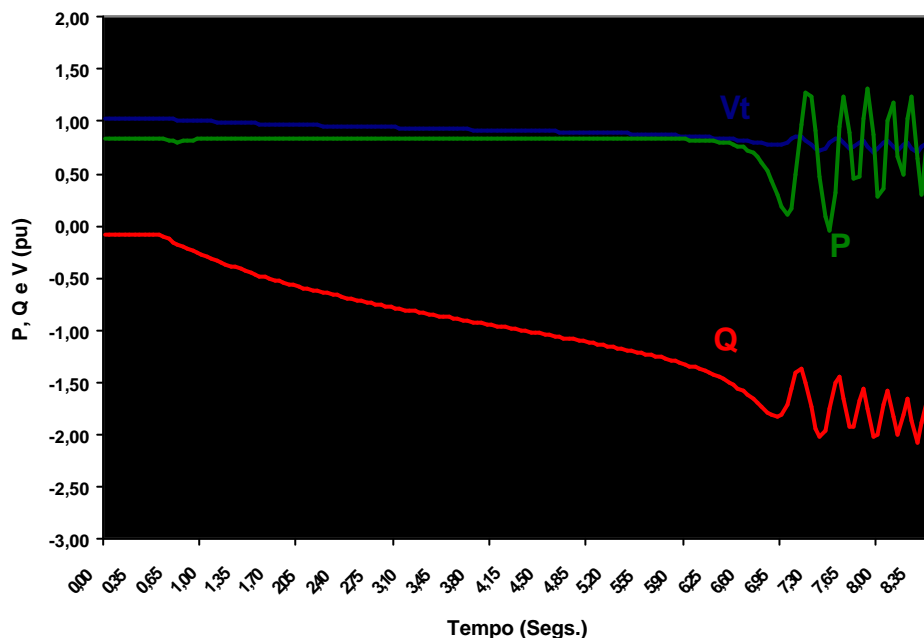


Figura 7 – Variação da potência ativa (P), potência reativa (Q) e tensão terminal (Vt) para perda de excitação do gerador da figura 6

Por outro lado, para suprir a perda da excitação, o gerador passa a absorver níveis crescentes de potência reativa do sistema, o que levará fatalmente a uma queda de tensão generalizada em todo o sistema elétrico. O gerador passa a funcionar como um gerador de indução, até que o ângulo do rotor atinge o limite de estabilidade e o gerador perde o sincronismo em relação ao sistema elétrico.

Um gerador operando intencionalmente na região de subexcitação provoca, também, uma drenagem de potência reativa do sistema elétrico ao qual se encontra conectado. Se a demanda de potência reativa das máquinas remanescentes não é muito grande e se as mesmas contarem com reguladores de tensão de ação rápida, o sistema pode suprir a demanda de potência reativa solicitada pelo gerador subexcitado, sem que haja uma redução muito grande nos níveis de tensão. Entretanto, se a demanda de potência reativa é tal que provoca uma redução geral nos níveis de tensão do sistema, os limites de sincronismo dos demais geradores são reduzidos e o sistema é levado à instabilidade.

### **3.4.2 – Os Danos para o Gerador**

Além dos possíveis danos à estabilidade do sistema elétrico de potência, que pode ser levado até a um colapso de tensão, um outro aspecto a ser focado é o dano em potencial para o gerador, quando ocorre uma súbita perda de excitação ou mesmo durante a operação em regime permanente sob fatores de potência em avanço.

O problema dos danos causados ao gerador durante a operação na região de subexcitação refere-se principalmente ao aquecimento de partes da estrutura final do estator. Este fenômeno tem sido detectado desde a década de 20. Nesta época, as máquinas utilizavam materiais magnéticos na construção da estrutura final do estator, o que foi apontado por alguns autores [19] [23] como um fator que contribuía para aumentar os danos ao gerador.

Este fenômeno físico é explicado pela ação de diversos componentes de fluxo magnético na região final do estator e, apesar de ser comum aos geradores hidráulicos e aos turbogeradores, a literatura trata do problema relacionado somente a este segundo grupo. A figura 8 ajuda a compreender o fenômeno físico. Ela apresenta a ação de diversos componentes de fluxo nas chamadas “cabeças de bobinas”, na região final do estator [24].

Todas as máquinas possuem enlace de fluxo de reação de armadura nos finais do estator. Este enlace de fluxo, por sua vez, é composto por três componentes, conforme a figura 8. Durante a operação subexcitada, os requisitos de magnetização do gerador são principalmente derivados do sistema de potência, via corrente do estator. A corrente de campo é relativamente baixa e o fluxo resultante (verde) é também pequeno. Em contraste com isto, as outras duas componentes de fluxo, isto é, o enlace de fluxo do enrolamento final do estator (vermelho) e o fluxo principal (azul) contribuem significativamente para o fluxo resultante produzido na região final dos dentes do estator. As correntes de fuga induzidas são produto da adição das componentes axiais destes três fluxos. Estas correntes, agindo sobre um volume relativamente pequeno de material, produzem temperaturas elevadas, que resultam em danos, às vezes em questão de minutos.

A figura 9 ilustra o relacionamento existente entre a corrente de campo e o enlace de fluxo na região final do estator, que produz o aquecimento. Valores normais de corrente de campo mantêm saturados os anéis de retenção, de modo que somente uma pequena quantidade de fluxo percorre o caminho de baixa relutância existente na região final do estator. Com a redução da excitação, correspondente à operação da máquina com fatores de potência em avanço, não acontece totalmente a saturação dos anéis de retenção. Isto provoca um aumento no enlace de fluxo na região final da armadura, causando aquecimento e sérios danos ao isolamento.

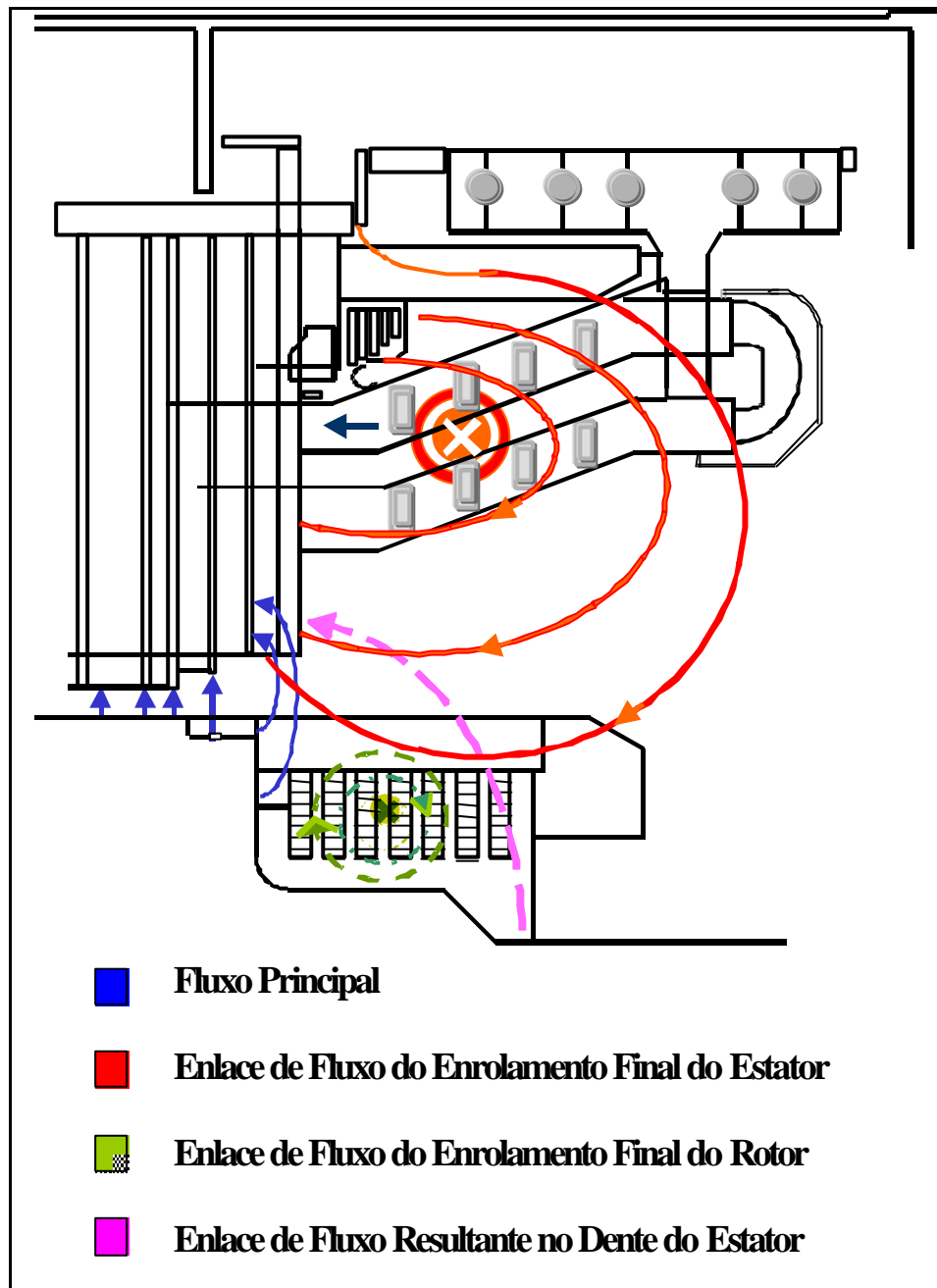


Figura 8 – Composição dos fluxos na região final do estator [24]

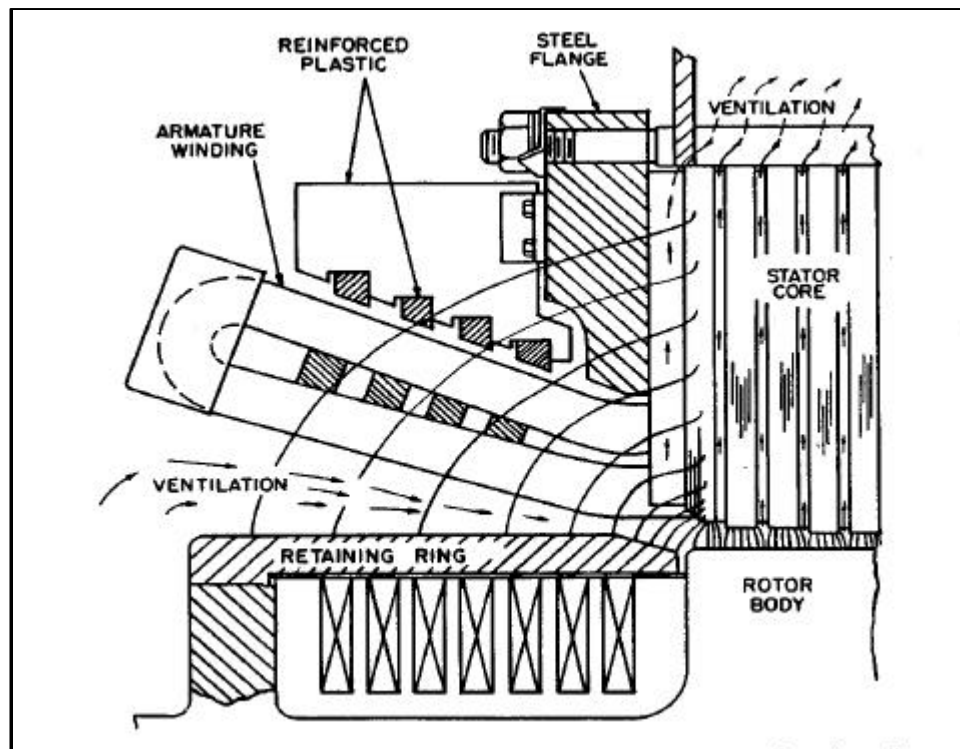


Figura 9 - Vista de uma seção da estrutura final do estator de um gerador síncrono [23]

Diversas técnicas têm sido aplicadas visando reduzir o fluxo na região final da armadura, minimizando o aquecimento resultante. Algumas dessas técnicas são:

- utilização de materiais não magnéticos para a construção dos anéis retentores e demais partes da estrutura final da armadura;
- mudanças na configuração da superfície da estrutura final da armadura, reduzindo o enlace de fluxo, principalmente a sua componente na direção axial;
- utilização de escudos magnéticos para controlar os caminhos de fluxo na região.

A eficiência dessas medidas pode ser comprovada pelo fato de que os modernos geradores síncronos podem operar satisfatoriamente em uma grande faixa da região de subexcitação.

# CAPÍTULO 4

## SISTEMAS DE EXCITAÇÃO E SUAS FUNÇÕES DE CONTROLE

### 4.1 - INTRODUÇÃO

Para manter a confiabilidade do sistema elétrico de potência é necessário que, sob condições extremas, um gerador mantenha-se em sincronismo, sem sofrer desligamento através de seu sistema de proteção. Um desligamento indesejável durante um distúrbio no sistema elétrico pode agravar esta ocorrência, tornando inviável a sua operação em níveis aceitáveis. Este é o caso, por exemplo, de desligamentos de geradores durante distúrbios que levem à separação do sistema em ilhas, onde o equilíbrio carga x geração pode ser comprometido.

Para determinados regimes de operação de um gerador conectado ao sistema elétrico de potência, faz-se necessário analisar de forma criteriosa o desempenho não só de seu sistema de proteção convencional, que pode ser solicitado a operar, mas também de alguns controles existentes no sistema de excitação que, atuando em determinadas regiões da curva de capacidade, podem estabelecer um conflito de competências em relação ao sistema de proteção convencional. Este é o caso do funcionamento da máquina síncrona subexcitada, um dos interesses desta dissertação. Dependendo do ponto de operação do gerador na região de subexcitação, podem ocorrer operações indevidas do sistema de proteção convencional, em detrimento da esperada atuação do limitador de subexcitação, desligando indevidamente a máquina. Isto leva a duas necessidades básicas: 1<sup>o</sup>) analisar detalhadamente o desempenho dinâmico do limitador de subexcitação; 2<sup>o</sup>) prover uma

---

coordenação adequada entre as características de operação do limitador de subexcitação e da proteção contra perda de excitação.

Neste capítulo é apresentada uma visão geral de alguns sistemas de excitação da máquina síncrona, privilegiando a apresentação das funções de controle agregadas aos mesmos, normalmente denominadas “limitadores”. De forma especial, é avaliado o desempenho do limitador de subexcitação para posterior exploração dos problemas inerentes ao funcionamento da máquina síncrona subexcitada e suas interações com o sistema de proteção convencional.

## **4.2 – VISÃO GERAL DOS SISTEMAS DE EXCITAÇÃO**

A função básica de um sistema de excitação é prover corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona. Adicionalmente, o sistema de excitação oferece funções de controle e proteção responsáveis pelo desempenho satisfatório da máquina e do sistema de potência ao qual a mesma está conectada. Isto se dá através do controle da tensão de campo e, portanto, da corrente de campo.

As funções adicionais de controle e proteção de um sistema de excitação realizam as seguintes funções:

- controle de tensão;
- controle do fluxo de potência reativa;
- manutenção da estabilidade do sistema;
- limitação do funcionamento da máquina e do próprio sistema de excitação dentro de limites pré-estabelecidos.

Os requisitos de desempenho de um sistema de excitação são determinados sob o ponto de vista do próprio gerador e do ponto de vista do sistema de potência. Do ponto de vista do gerador, o desempenho é limitado por limites térmicos e de estabilidade traduzidos na curva de capacidade do gerador. Já

---

do ponto de vista do sistema elétrico de potência, o sistema de excitação deve contribuir para o controle de tensão e responder rapidamente aos distúrbios visando manter a estabilidade do sistema.

Um sistema típico de controle da excitação de um gerador síncrono é apresentado no diagrama de blocos da figura 10.

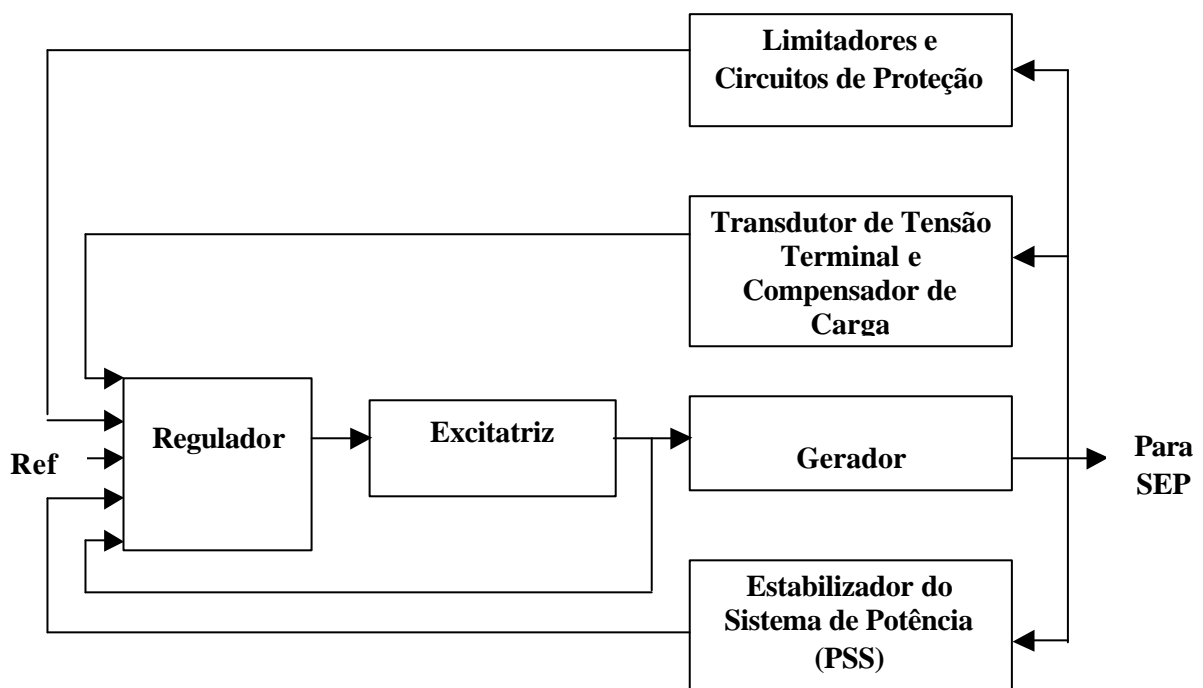


Figura 10 – Diagrama de blocos de um sistema de controle da excitação de um gerador síncrono

#### 4.2.1 – Classificação dos Sistemas de Excitação

Os sistemas de excitação podem ser classificados em três categorias conforme a fonte de potência de excitação [25] [26]:

- sistemas de excitação DC (*Direct Current*);
- sistemas de excitação AC (*Alternating Current*);
- sistemas de excitação estáticos.

#### 4.2.1.1 – Sistemas de Excitação DC

Os sistemas de excitação DC, muito utilizados entre as décadas de 20 a 60, utilizam geradores de corrente contínua como fontes de potência de excitação, fornecendo corrente para o rotor da máquina síncrona através de anéis coletores.

Com o advento dos sistemas de excitação AC e dos estáticos, os sistemas de excitação DC foram gradualmente desaparecendo. A figura 11 apresenta um exemplo de um sistema de excitação DC.

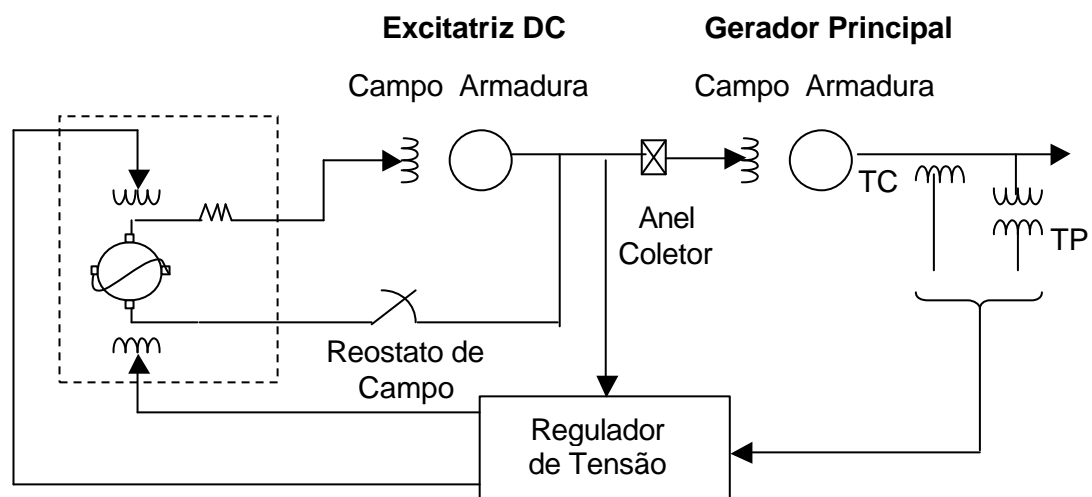


Figura 11 – Sistema de excitação DC

#### 4.2.1.2 – Sistemas de Excitação AC

Os sistemas de excitação AC utilizam máquinas de corrente alternada, normalmente acopladas ao mesmo eixo do gerador principal, como fontes de potência de excitação. A saída AC da excitatriz é retificada por retificadores trifásicos (Pontes de Graetz), controlados ou não, produzindo corrente contínua para o campo do gerador.

Dependendo do arranjo dos retificadores, do método de controle da saída da excitatriz e da fonte de excitação utilizada, os sistemas de excitação AC podem ser classificados em dois tipos básicos: o sistema de excitação AC com retificação estacionária e o sistema de excitação AC com retificação rotativa. O primeiro utiliza um alternador com um enrolamento de campo rotativo. O alternador é acionado pelo eixo do gerador AC principal. A corrente para o enrolamento de campo é obtida dos controles da excitação, através de escovas e anéis coletores. A saída AC trifásica do alternador é retificada por uma ponte retificadora estacionária, que alimenta então o enrolamento de campo do gerador principal.

A figura 12 apresenta um sistema típico de excitação AC com retificação estacionária.

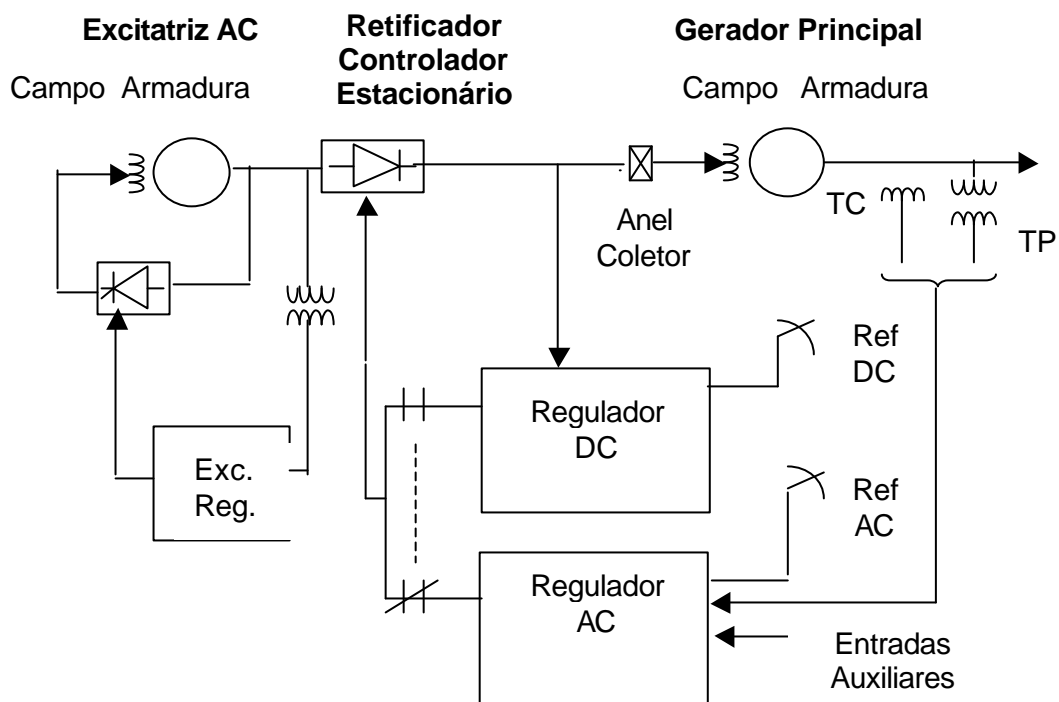


Figura 12 – Sistema de excitação AC com retificação estacionária

Já o sistema de excitação AC com retificadores rotativos (sistema *brushless*) permite a eliminação de escovas e comutadores. Neste sistema a armadura

DC da excitatriz, a ponte retificadora trifásica e o campo do gerador principal são montados em um mesmo eixo.

#### 4.2.1.3 – Sistemas de Excitação Estáticos

Nos sistemas de excitação desta categoria, todos os componentes são estáticos ou estacionários. A corrente de excitação é suprida diretamente ao campo do gerador principal através de retificadores estáticos, controlados ou não, que por sua vez obtêm a potência de excitação diretamente da saída do gerador principal, conforme apresentado na figura 13. O sistema apresentado utiliza transformadores de corrente e potencial para alimentar os retificadores que, por sua vez, suprem diretamente a corrente de excitação para o campo do gerador principal através de escovas e anéis coletores.

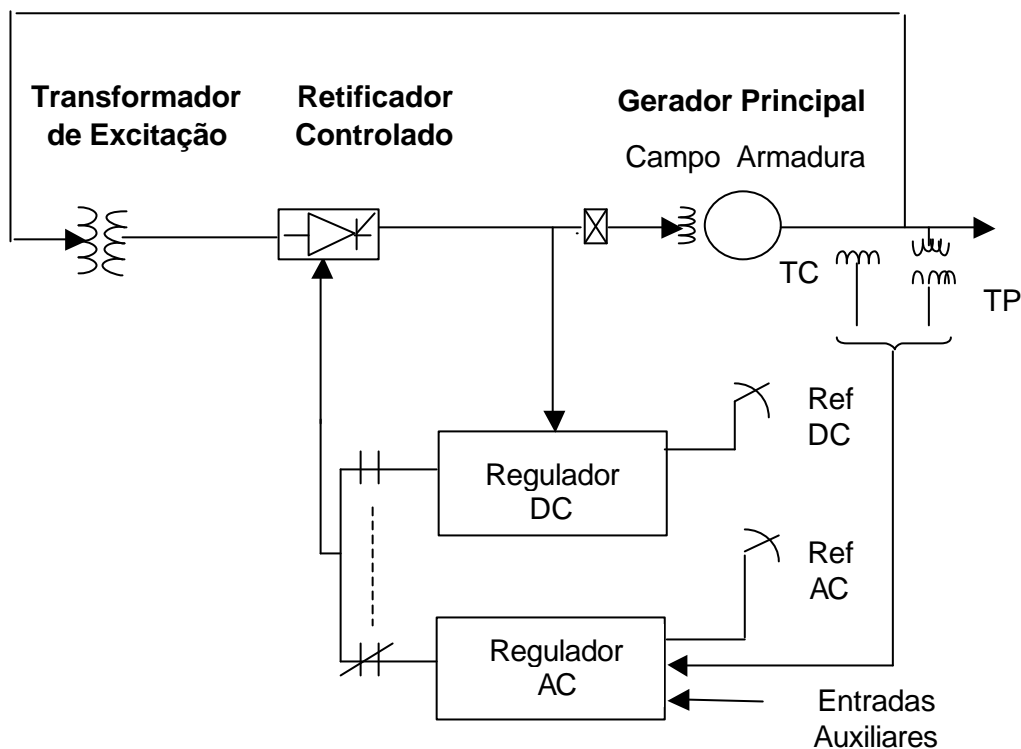


Figura 13 – Sistema de excitação estático

### 4.3 – OS CONTROLADORES DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

A introdução das funções de controle do sistema de excitação se deu nos anos 50 e 60, juntamente com a introdução dos reguladores de tensão de ação contínua, como resposta aos problemas de estabilidade introduzidos pela expansão dos modernos sistemas de potência. Posteriormente, a introdução dos sistemas de excitação de ação rápida e dos estabilizadores dos sistemas de potência (PSS – *Power System Stabilizers*) permitiu maiores ganhos na mitigação dos problemas de estabilidade.

As funções de controle do sistema do regulador de tensão não afetam o sinal de saída da excitação durante condições de operação normal. Elas somente atuam durante condições severas nas quais a máquina é levada a operar além dos limites de operação previamente definidos. A ação dos limitadores visa modificar o sinal de saída da excitação de modo que a máquina retorne a um ponto seguro de operação.

Os modernos sistemas de excitação incluem várias funções de controle associadas ao regulador automático de tensão (RAT):

- Limitador de corrente de campo ou de sobreexcitação;
- Limitador de corrente de armadura;
- Limitador da relação tensão/frequência (Limitador V/Hz);
- Limitador de subexcitação
- Estabilizador do sistema de potência (PSS).

Estes controladores serão apresentados de forma sucinta nos subítens a seguir [25] [26], à exceção do limitador de subexcitação que será apresentado em detalhes no item 4.4.

### 4.3.1 – O Limitador de Corrente de Campo

O limitador de corrente de campo, também chamado de limitador de sobreexcitação (OXL - *Overexcitation Limiter*) ou limitador de máxima excitação (MXL - *Maximum Excitation Limiter*) é implementado para proteger o gerador contra sobreaquecimentos decorrentes de sobrecorrente prolongada no circuito de campo, o que pode ocorrer se o ponto de operação do gerador estiver na região de sobreexcitação, do lado direito da curva de capacidade.

A implementação do limitador de corrente de campo leva em conta a capacidade de sobrecarga permissível para o enrolamento de campo e sua característica depende do fabricante. Esta capacidade de sobrecarga obedece normalmente à norma ANSI C50.13-1977 .

De modo geral, a função de limitação da sobreexcitação detecta a sobrecorrente no enrolamento de campo e, após certo tempo, age através do regulador AC reduzindo a corrente de campo a valores nominais.

A característica normalmente implementada no OXL obedece a dois tipos: a) tempo definido; b) tempo inverso. O limitador com característica de tempo definido opera quando a corrente de campo excede o valor de *pick-up* fixado para um determinado tempo, sem levar em conta o nível de sobreexcitação. Já o limitador com característica de tempo inverso obedece a uma curva de operação que permite a coordenação com a característica da capacidade térmica do enrolamento de campo, figura 14.

A referência [27] apresenta em detalhes o modelo IEEE para o limitador de corrente de campo, enquanto a referência [28] discute aspectos da aplicação, ajustes e testes deste controlador.

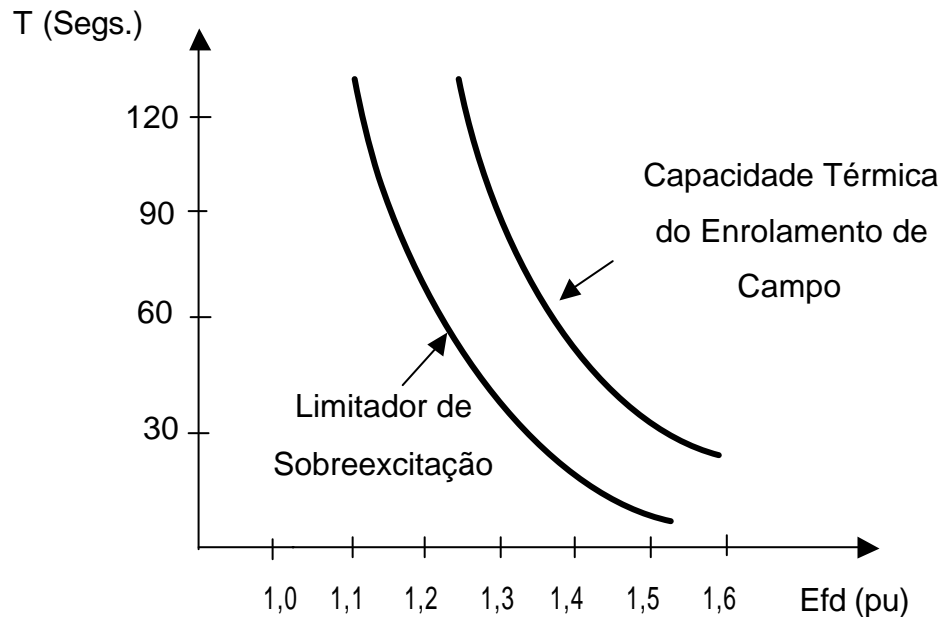


Figura 14 – Coordenação do limitador de sobreexcitação com a capacidade térmica do enrolamento de campo do gerador [27]

Recentemente tem aumentado muito o interesse pelo estudo dos fenômenos relativos à estabilidade de tensão nas áreas de planejamento e operação de sistemas de potência. A existência de cenários em que o sistema opera com reduzidas margens de estabilidade de tensão, devido ao aumento da carga e suporte inadequado de reativos, tem levado os especialistas a considerarem o impacto do limitador de sobreexcitação na estabilidade de tensão do sistema de potência. A referência [29] apresenta uma análise deste impacto, a partir da análise de três distúrbios no sistema de 750 kV de uma concessionária brasileira de energia elétrica, nos quais o limitador de sobreexcitação, atuando sob condições de alto carregamento, contribuiu para o colapso de tensão no sistema.

### 4.3.2 – O Limitador de Corrente de Armadura

O limitador de corrente de armadura atua no sentido de impedir que o ponto de operação do gerador fique fora da curva de capacidade, evitando assim o sobreaquecimento do estator.

O limitador de corrente de armadura é ajustado levando em conta a sobrecarga contínua suportável pelos circuitos do estator da máquina. O limitador atua via regulador automático de tensão (RAT), já que a violação do limite de corrente de armadura não é um fenômeno que requer correção imediata. É importante observar que essa atuação acontece tanto do lado sobreexcitado como do lado subexcitado da curva de capacidade e a redução da corrente de armadura, através de uma ação do RAT, é alcançada através da geração ou absorção de potência reativa pelo gerador, o que é obtido pelo aumento ou redução da tensão interna da máquina.

### 4.3.3 – O Limitador Volts/Hertz (V/Hz)

O limitador V/Hz é utilizado para proteger o gerador e seu transformador elevador contra danos decorrentes de sobrefluxo provocado por baixa frequência e/ou sobretensões. Um excessivo fluxo magnético sustentado pode causar sério sobreaquecimento e resultar em danos ao transformador elevador e ao núcleo do gerador.

A tensão produzida por uma bobina é diretamente proporcional ao fluxo e à frequência conforme a equação:

$$V = 4,44 f k N \dot{\phi} \quad (4.1)$$

Onde  $V$  é a tensão terminal (V),  $f$  é a frequência (Hz),  $k$  é o fator de distribuição,  $N$  é o número de espiras e  $\dot{\phi}$  o fluxo. Então, tem-se:

---

$$j = \frac{V}{4,44 f k N} \quad (4.2)$$

Como k e N são constantes:

$$j \propto \frac{V}{f} \quad (4.3)$$

Portanto, se a frequência diminui enquanto a tensão terminal é mantida constante pelo regulador automático de tensão, um aumento no nível de fluxo nos geradores e transformadores provocará o aumento das perdas por histerese e correntes de fuga, além de sobreaquecimento do núcleo.

A utilização de limitadores V/Hz em modernos sistemas de excitação se justifica pela possibilidade de operação do gerador em condições de subfrequência durante partidas/paradas automáticas ou no caso de operação ilhada. A ação do limitador acontece a partir do sinal de erro gerado pelo mesmo após comparar os níveis de tensão e frequência terminais. Quando esta relação tensão/frequência ultrapassa o limite ajustado, o limitador V/Hz assume a saída do RAT, numa rápida ação de controle, forçando a redução da tensão terminal de forma que a relação tensão/frequência retorne à faixa de operação permitida.

Deve ser prevista a coordenação entre o limitador V/Hz e a proteção VHz – ANSI 24. Tipicamente o limitador é ajustado para operar com 1,1 pu, correspondendo a 110% da relação V/Hz nominal, enquanto o relé é ajustado para operar com 1,15 pu, com um tempo de retardo que varia de 5 a 15 segundos. O ajuste de 1,1 pu para o limitador permite que a tensão terminal da máquina chegue a até 110%.

Maiores informações sobre a modelagem e a aplicação do limitador V/Hz nos modernos sistemas de excitação são apresentados nas referências [27] e [28].

#### **4.3.4 – O Estabilizador do Sistema de Potência (PSS)**

O Estabilizador do Sistema de Potência (PSS – *Power System Stabilizer*) tem como função básica prover amortecimento para as oscilações do rotor do gerador, decorrentes de perturbações diversas. Isso é feito através da utilização de sinais auxiliares de estabilização para controle da excitação da máquina.

Os sinais estabilizadores mais utilizados para prover este amortecimento são derivados da potência elétrica, da frequência ou da potência acelerante da máquina. Através desses sinais, o PSS deve produzir uma componente do conjugado elétrico em fase com as variações de velocidade do rotor.

Mais detalhes sobre a aplicação e o modelo matemático do PSS podem ser encontrados em [25].

### **4.4 – O LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO**

#### **4.4.1 - Introdução**

No Capítulo 3 desta dissertação foram apresentados os problemas relativos à operação do gerador síncrono na região de subexcitação e os danos que este regime de operação pode provocar no sistema elétrico de potência ao qual o gerador se encontra conectado, bem como os danos a que está sujeita a máquina caso este regime de operação seja mantido por um longo tempo, com a manutenção do ponto de operação do gerador próximo de seu limite de estabilidade.

---

Para prover proteção adequada à operação do gerador nesta região da curva de capacidade, o Limitador de Subexcitação, também chamada Limitador de Mínima Excitação (MEL - *Minimum Excitation Limiter* ou UEL - *Under Excitation Limiter*) age sobre o sistema de excitação do gerador, do qual é parte integrante, sempre que o nível de excitação chega a limites muito baixos, com riscos para a estabilidade da máquina. A ação do limitador é no sentido de forçar o regulador de tensão a controlar o nível da excitação, retornando o ponto de operação do gerador para valores seguros. Além de evitar a perda de sincronismo, devido ao baixo nível de excitação, a ação do limitador contribui para evitar a operação subexcitada que pode conduzir a sobreaquecimentos das partes finais do estator da máquina síncrona.

Limites de excitação mínima têm sido utilizados desde as primeiras aplicações de reguladores de tensão para máquinas síncronas [30] [31]. No início, a utilização desses limites buscou prevenir tanto a operação do gerador abaixo de um determinado nível de excitação associado ao aquecimento excessivo da estrutura final do estator quanto a operação além do limite de estabilidade permanente.

Construtivamente, o limitador é sensível à combinação da corrente e tensão terminal da máquina síncrona ou à combinação das potências ativa e reativa. A limitação é feita através da combinação destes sinais de entrada, que são comparados com níveis de referência ou características. Se um nível de referência ou característica pré-estabelecida é ultrapassada pela combinação dos sinais de entrada, um sinal de saída resultante do MEL tornar-se-á parte do controle do sistema de excitação.

O modo como os limites de mínima excitação são construídos e uma análise matemática detalhada de seus efeitos são apresentados na referência [32].

---

#### 4.4.2 – Modelos IEEE de Limitadores de Subexcitação

Além de sua aplicação com o propósito de limitar a excitação em regime permanente, evitando desta forma a violação dos limites de subexcitação, o limitador de subexcitação também possui características dinâmicas, que são importantes por sua influência na operação do sistema elétrico, como será visto mais adiante. Desta forma, torna-se importante conhecer e aplicar modelos apropriados de MEL, naqueles casos em que a presença deste controlador tem efeito significativo no desempenho dinâmico do sistema.

Para atender uma longa faixa de aplicações do limitador de subexcitação, a referência [33] apresenta três modelos de limitadores recomendados pelo *IEEE Task Force on Excitation Limiters*. As características de limitação são normalmente plotadas em termos de potência ativa e reativa, no plano P x Q, embora em muitos casos os limites especificados em MW e MVAR sejam dependentes da tensão terminal.

Os modelos de limitadores de subexcitação recomendados são:

- característica circular (MEL tipo 1)
- característica de linha reta (MEL tipo 2);
- característica multissegmentos de reta (MEL tipo 3).

##### 4.4.2.1 – Limitador de Característica Circular

O modelo 1 sugerido pelo IEEE tem uma característica circular no plano P x Q e utiliza como parâmetros de entrada os fasores de corrente ( $I_T$ ) e tensão terminal ( $V_T$ ) e um sinal de estabilização  $V_F$ , conforme pode ser visto na figura 15.

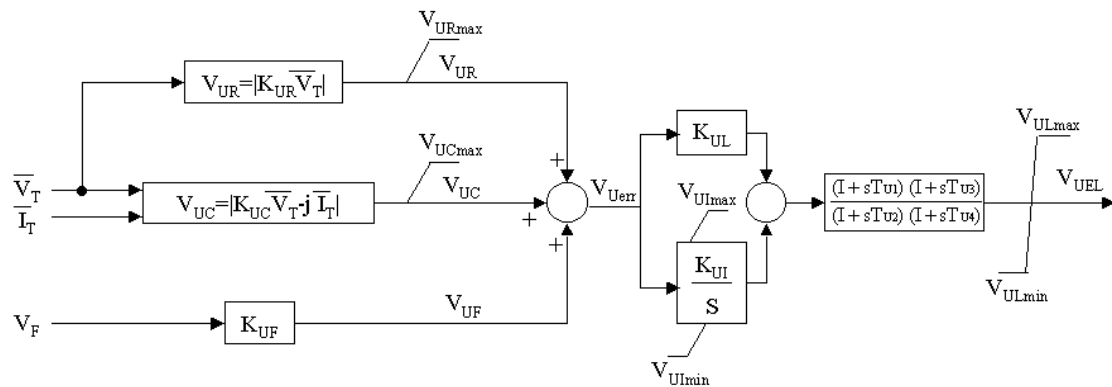


Figura 15 – Diagrama de blocos do MEL tipo 1 [33]

A partir do modelo apresentado, verifica-se que o parâmetro  $K_{UR}$  determina o raio da característica do limitador de subexcitação, proporcional à tensão terminal  $V_T$  da máquina síncrona, enquanto o parâmetro  $K_{UC}$  determina o ponto de operação da máquina, cuja posição é confrontada com a característica do limitador. A atuação do limitador ocorre quando  $V_{UC} > V_{UR}$ , tornando o sinal de erro  $V_{Uerr}$  positivo. Este sinal de erro, após ser amplificado pelas funções proporcional ( $K_{UR}$ ) e integral ( $K_{UI}$ ), é dirigido para a saída do limitador e, se o ganho for suficiente, o limitador toma o controle do sistema de excitação, movendo o ponto de operação para dentro da região limitado pelo MEL.

Observa-se que este modelo de limitador de subexcitação representa essencialmente um limitador com característica de impedância aparente circular, figura 16. Esta característica permite uma boa coordenação com o relé de perda de excitação que, freqüentemente, utiliza uma característica mho.

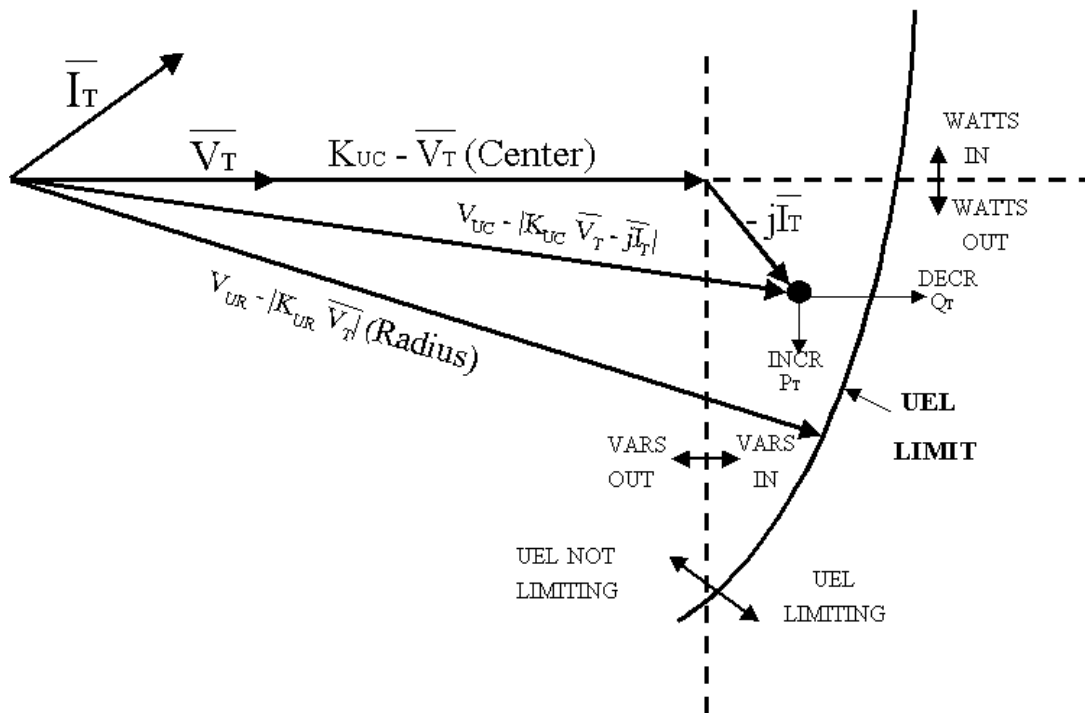


Figura 16 – Característica de operação do MEL tipo 1 [33]

#### 4.4.2.2 – Limitador de Característica Linha Reta

O segundo modelo de limitador de subexcitação sugerido pelo IEEE tem uma característica de linha reta, quando plotada no plano P x Q. Neste modelo, os parâmetros de entrada são as potências ativa e reativa tomadas no terminal da máquina síncrona e um sinal de estabilização derivado da tensão de campo  $E_{fd}$ , que pode ser usado para amortecimento de oscilações.

A referência [33] detalha o princípio de funcionamento deste tipo de limitador de subexcitação, cuja característica de operação é apresentada na figura 17.

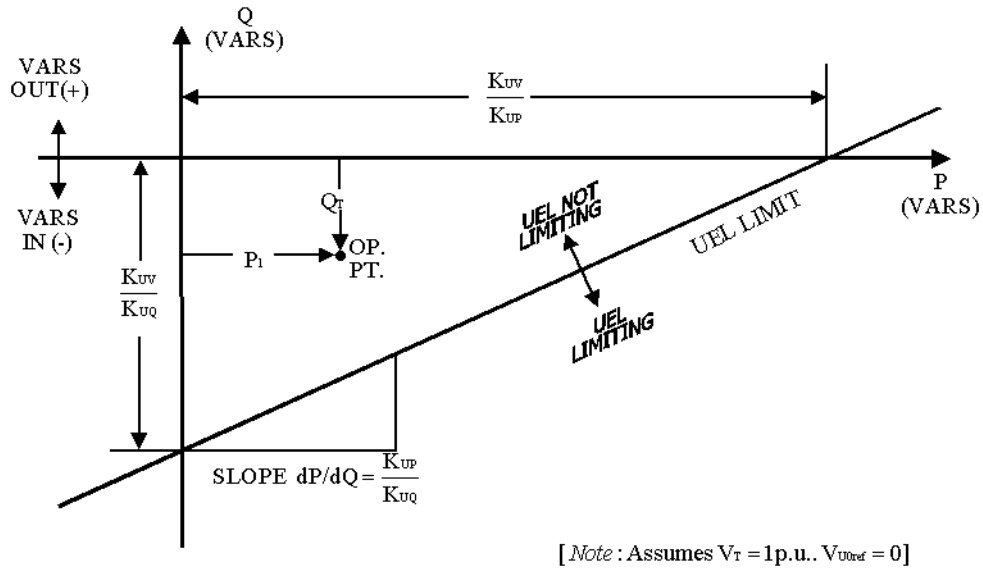


Figura 17 – Característica de operação do MEL tipo 2 [32]

#### 4.4.2.3 – Limitador de Característica Multisegmentos de Reta

O terceiro modelo de limitador de subexcitação sugerido pelo IEEE tem característica semelhante ao modelo 2 permitindo, porém, até quatro segmentos para construir a característica do limitador no plano P x Q, figura 18.

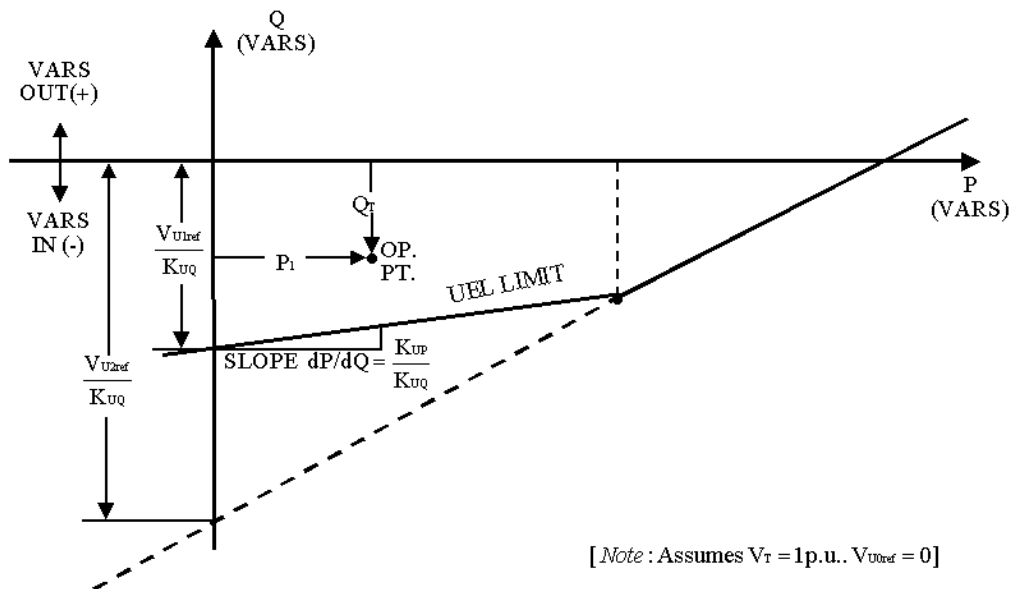


Figura 18 – Característica de operação do MEL tipo 3 [33]

#### 4.4.3 – Avaliação do Comportamento Dinâmico do MEL

O desempenho dinâmico do limitador de subexcitação pode ter um impacto significativo em algumas perturbações severas no sistema elétrico, devido à alteração dos limites de estabilidade em determinadas condições operativas [34].

A verificação do desempenho dinâmico do limitador, através de sua representação nos estudos de estabilidade, é particularmente interessante para estabelecer limites mais reais para a operação dos geradores síncronos na região de subexcitação e facilitar a análise do sistema elétrico de potência em condições degradadas pós-distúrbios [35]. Essa verificação se utiliza, de modo especial, de testes de campo para avaliar o comportamento dinâmico do limitador [28] [36].

Para verificar o desempenho dinâmico do limitador de subexcitação, foram realizadas simulações utilizando os programas de fluxo de potência FLOWINT<sup>®</sup> e de estabilidade TRANSDIR/MICRODIN<sup>®</sup> [37]. O Apêndice A deste trabalho apresenta exemplos de relatórios de saída dos dois programas.

O programa Flowint<sup>®</sup> é um programa de análise de redes em sistema elétricos de potência, iterativo, elaborado pela Eletrobrás S/A devido à necessidade das concessionárias de energia elétrica brasileiras de um programa de fluxo de potência em ambiente de microcomputador. Este programa possui a seguinte capacidade:

- Barras – 3000
  - Barras swing – 250
  - Barras de geração – 750
  - Circuitos – 5000
  - Transformadores – 1000
  - Transformadores Elevadores – 1000
  - Elos D.C. – 10
-

Já o programa Microdin<sup>®</sup> é um programa de análise de transitórios eletromecânicos, adequado para a realização de simulações de estabilidade como as que serão desenvolvidas nesta dissertação. A capacidade do programa é a seguinte:

- Barras – 3000
- Circuitos – 5500
- Transformadores – 1000
- Transformadores defasadores – 50
- Rotores – 250

As simulações foram efetuadas para o caso exemplo de uma usina hidroelétrica com três geradores e seus respectivos transformadores elevadores, conectada a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão, conforme o diagrama da figura 19.

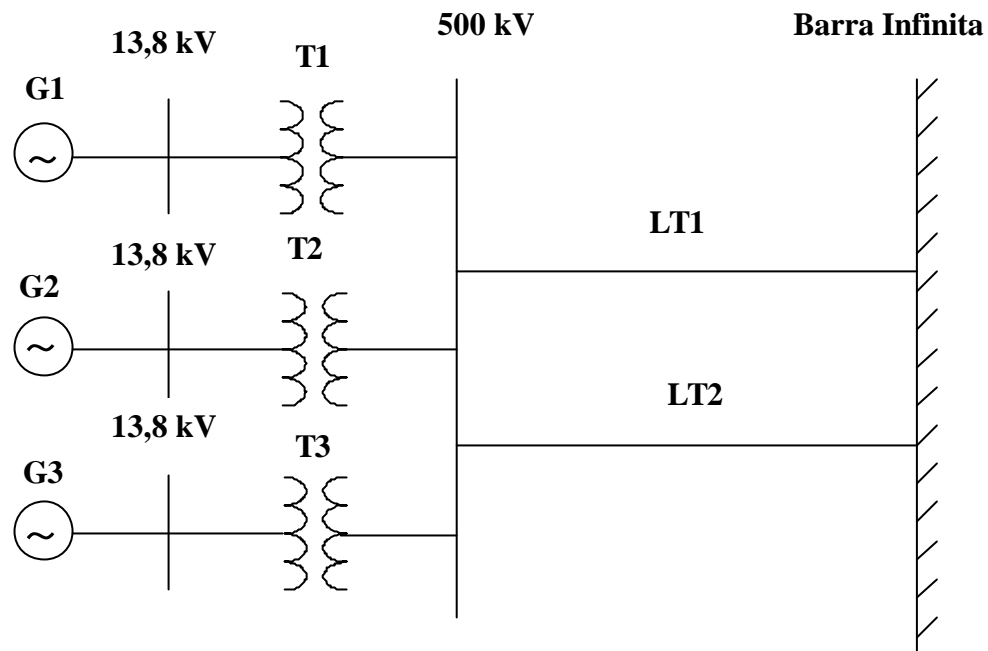


Figura 19 – Configuração do sistema elétrico da simulação

Os dados do sistema utilizado nas simulações são apresentados na tabela 4.

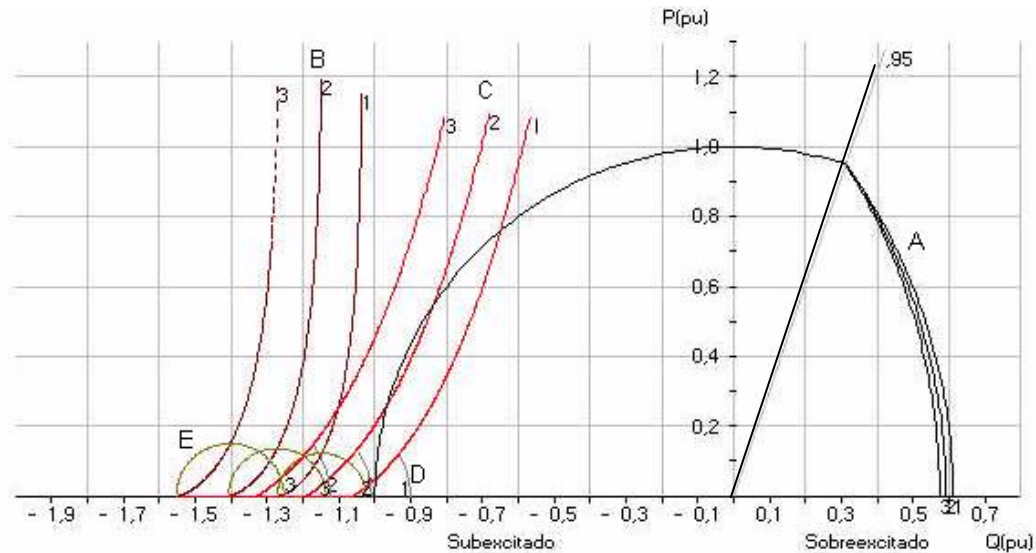
TABELA 4  
Dados do sistema elétrico da simulação

COMPONENTE	VALORES (%)		
	R	X	B
Transformadores elevadores (T1, T2 e T3)	---	5,550	---
Linha de Transmissão – LT1	0,100	1,519	119,670
Linha de Transmissão – LT2	0,082	1,256	98,990
DADOS DOS GERADORES G1, G2 E G3			
PARÂMETROS		VALORES	
Potência		<b>170 MVA</b>	
Fator de Potência		0,95	
Reatância Síncrona de Eixo Direto ( $X_d$ )		0,5587 pu	
Reatância Transitória de Eixo Direto ( $X'_d$ )		0,1676 pu	
Reatância Subtransitória de Eixo Direto ( $X''_d$ )		0,1147 pu	
Reatância Síncrona de Eixo em Quadratura ( $X_q$ )		0,3855 pu	
Reatância de Dispersão ( $X_1$ )		0,0782	
Constante de Inércia (H)		8,79 MW.s/MVA	
Constante de Tempo Transitória de Eixo Direto, em Circuito Aberto ( $T'_{d0}$ )		5,90 s	
Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Direto, em Circuito Aberto ( $T''_{d0}$ )		0,06 s	
Constante de Tempo Subtransitória de Eixo em Quadratura, em Circuito Aberto ( $T''_{q0}$ )		0,16 s	

OBS.: Dados na base 100 MVA

A curva de capacidade do gerador utilizado nas simulações é apresentada no gráfico da figura 20, onde estão plotados os limites para a operação do gerador para as tensões terminais de 0,95 pu, 1,0 pu e 1,05 pu, bem como os limites de

estabilidade teórico e prático e de excitação mínima para estes valores de tensão terminal.



**Legenda:** A – Curva de Capacidade; B – Limite Teórico de Estabilidade;  
 C – Limite Prático de Estabilidade; D – Mínima Excitação; E – Círculo de Relutância;  
 Tensão Terminal: 1 –  $V_t=0,95$  pu 2 –  $V_t=1,00$  pu 3 –  $V_t=1,05$  pu

Figura 20 - Curva de capacidade dos geradores utilizados na simulação

Para a realização das simulações no programa de estabilidade, foram consideradas diferentes condições iniciais de fluxo de potência para a máquina na região de subexcitação e na região de sobreexcitação. O gerador escolhido para observação é o gerador G1.

O Regulador Automático de Tensão (RAT) dos geradores utilizados na simulação possui um Limitador de Subexcitação de característica multissegmentos de reta (MEL tipo 3 IEEE).

O desempenho dinâmico do limitador de subexcitação é avaliado a partir dos gráficos da variação no tempo das grandezas P, Q,  $V_t$  e  $E_{fd}$  do gerador G1,

obtidos como resultado das simulações de diversas condições de operação do gerador, com e sem a presença do limitador de subexcitação [38].

#### 4.4.3.1 – Caso 1 - Máquina Operando fora da Região de Subexcitação

Nesta simulação observa-se, a partir dos resultados do fluxo de potência, os geradores operando com sua potência nominal (170 MW). Assim, os geradores estão normalmente sobrecitados, operando do lado direito (superior) da curva de capacidade, fornecendo para o sistema uma potência ativa  $P = 170$  MW e uma potência reativa  $Q = 23,8$  MVAR.

Na simulação no programa Microdin, foi aplicado um degrau de tensão negativo (-3,0%) na entrada do Regulador Automático de Tensão (RAT). Esta operação obriga o sistema de excitação do gerador sob análise a absorver mais reativos para manter estável a sua tensão terminal. Como é visto a seguir, o limitador de subexcitação mostrou-se inoperante, já que a máquina está fora da região de subexcitação. O gráfico da figura 21 mostra a variação da potência ativa fornecida pelo gerador G1 ao sistema.

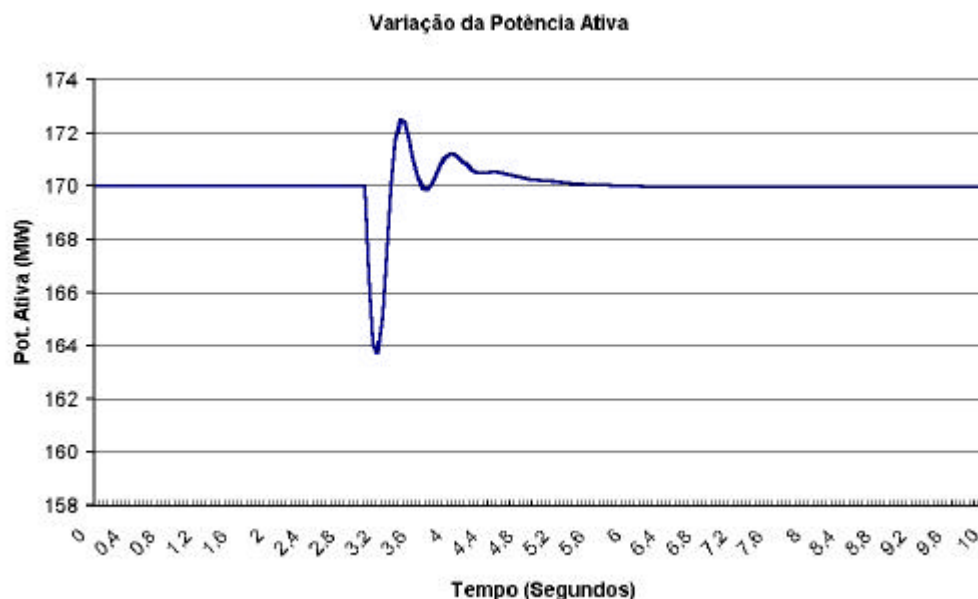


Figura 21 – Variação da potência ativa – simulação do caso 1

Pode-se notar uma pequena redução no fornecimento de potência ativa, logo após a aplicação do degrau de tensão, porém, em poucos segundos, o gerador retoma o nível de potência ativa de saída.

Já a tensão terminal e a potência reativa, figuras 22 e 23, sofrem uma redução significativa. A máquina passa a absorver reativos do sistema, mantendo o novo patamar alcançado, sem correção. Não há nenhuma ação de controle do limitador, já que o ponto de operação alcançado, após a aplicação do degrau negativo de tensão ( 170 MW - 30 MVAR), não foi suficiente para levar a máquina à região de atuação do limitador de subexcitação.

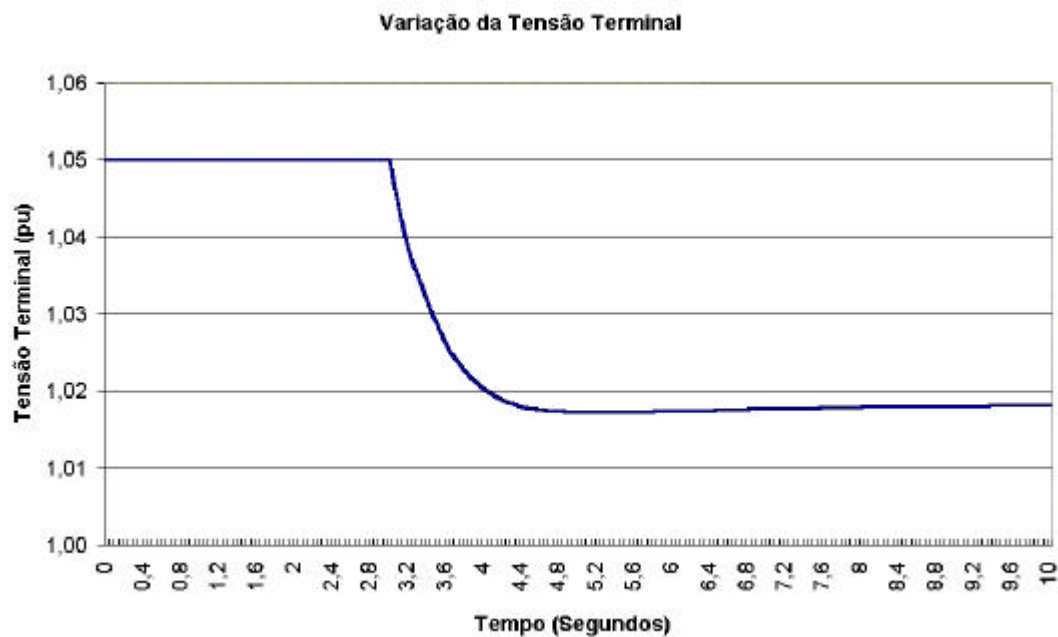


Figura 22 – Variação da tensão terminal – simulação do caso 1



Figura 23 – Variação da potência reativa – simulação do caso 1

Finalmente, a tensão de campo sofre um afundamento, seguido de recuperação, porém sem atuação efetiva do limitador, figura 24.

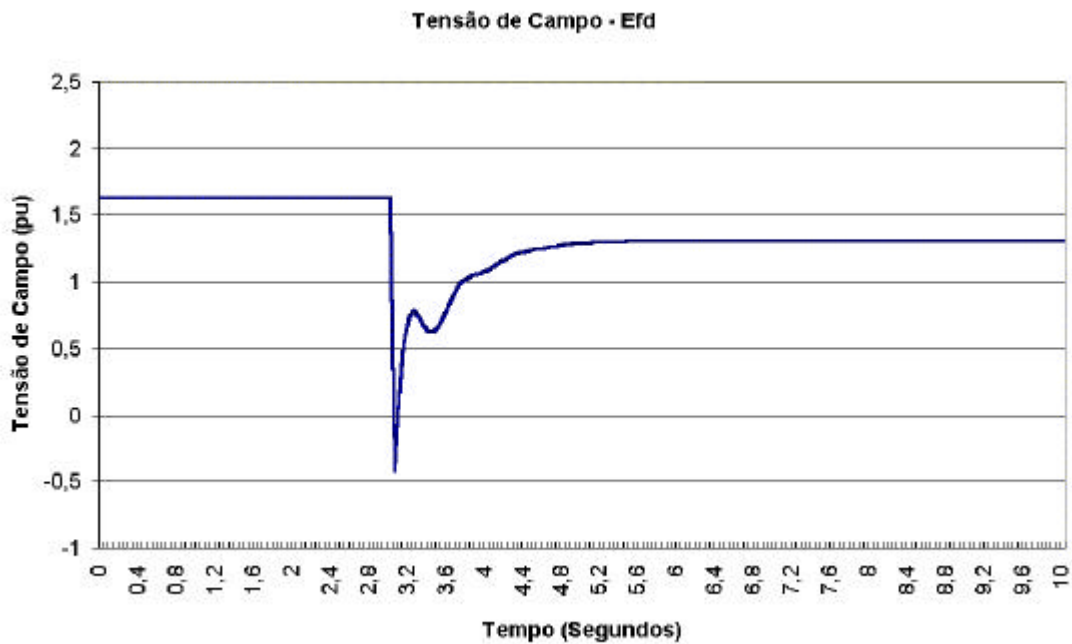


Figura 24 – Variação da tensão de campo – simulação do caso 1

#### 4.4.3.2 – Máquina Operando na Região de Subexcitação

Nesta simulação, a partir dos resultados da simulação de fluxo de potência, os geradores operam com sua potência nominal (170 MW). O gerador sob observação G1 opera subexcitado, absorvendo reativo do sistema. Assim, o gerador sob observação está operando do lado esquerdo (ou inferior) da curva de capacidade, próximo ao limite de estabilidade estática.

Para verificar o desempenho dinâmico do limitador de subexcitação, na simulação no programa Microdin<sup>®</sup>, foi aplicado um degrau de tensão negativo na entrada do regulador automático de tensão (RAT). Essa operação força o gerador a entrar no limite proibido de operação, no limite inferior de sua curva de capacidade. A ocorrência desta condição anormal de operação, como já foi visto, pode levar o gerador a perder o sincronismo. Para evitar que o gerador assumisse essa nova condição de operação, cabe ao limitador de subexcitação atuar na referência do RAT, de modo que o gerador retorne o mais rapidamente possível ao seu limite de absorção de potência reativa, afastando-se do limite de estabilidade estática. Como será visto posteriormente, o ajuste do limitador de subexcitação, para atuar no sentido de trazer de volta o ponto de operação do gerador, deve considerar a presença do relé de proteção contra perda de excitação, cuja característica está além do limite de estabilidade estática.

Para facilitar a visualização da importância da atuação do limitador de subexcitação, serão apresentados os resultados da simulação com o limitador em serviço e desligado.

##### 4.4.3.2.1 – Caso 2 - Limitador de Subexcitação em Serviço

Com o gerador G1 operando na região de subexcitação, foi aplicado um degrau de tensão para forçar o ponto de operação do gerador a se deslocar além do limite permitido para a operação subexcitada, entrando na região proibida de

---

operação, onde o gerador pode perder o sincronismo devido ao enfraquecimento da interação entre os campos magnéticos do estator e do rotor.

Da listagem do programa Flowint<sup>®</sup>, onde são apresentados os resultados do fluxo de potência resolvido para o sistema em análise, verifica-se que o gerador G1, sob observação, opera subexcitado, fornecendo 170 MW de potência ativa, enquanto absorve do sistema 70,1 MVAR. Os outros geradores, G2 e G3 também fornecem os mesmos 170 MW ao sistema, absorvendo cada um 17 MVAR, porém ainda longe da região de subexcitação.

Pode-se notar, nas figuras 25 e 26, a ação do limitador de subexcitação após a aplicação do degrau negativo de tensão. O limitador assume a entrada do RAT, atuando na recuperação da tensão terminal e dos níveis de absorção de potência reativa, afastando o ponto de operação do gerador do limite de estabilidade estática e evitando a perda de sincronismo.

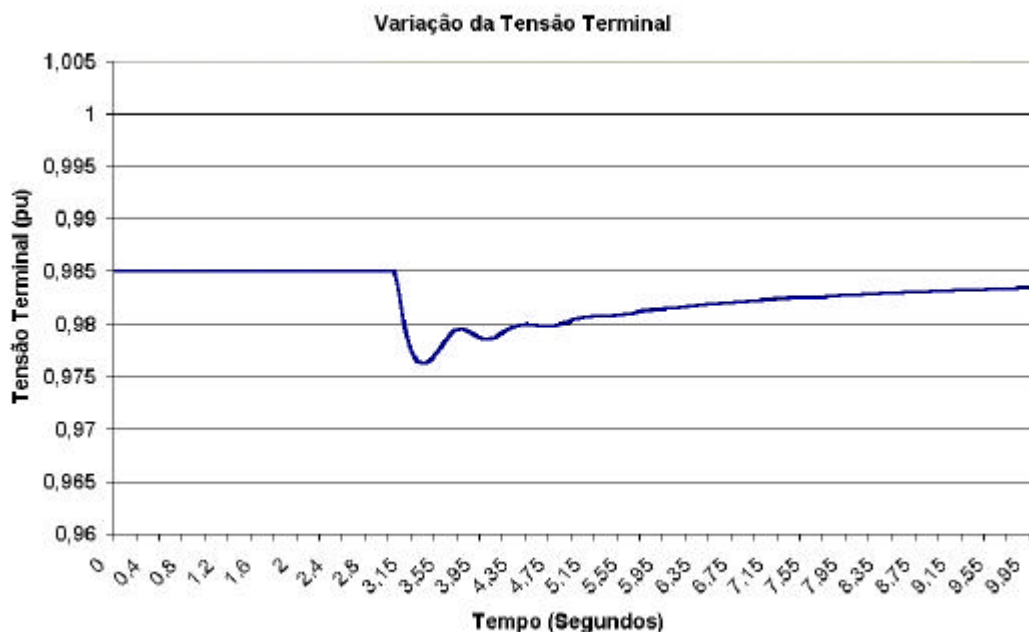


Figura 25 – Variação da tensão terminal – simulação do caso 2

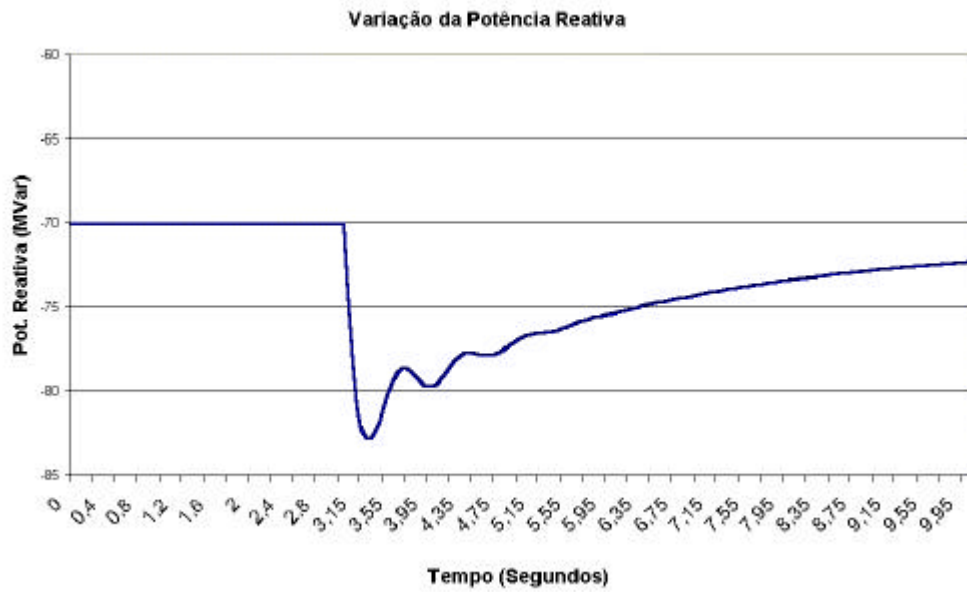


Figura 26 – Variação da potência reativa – simulação do caso 2

Com a utilização do limitador pode-se ainda notar uma atuação mais efetiva da tensão de campo, evitando um afundamento da tensão do gerador, figura 27.

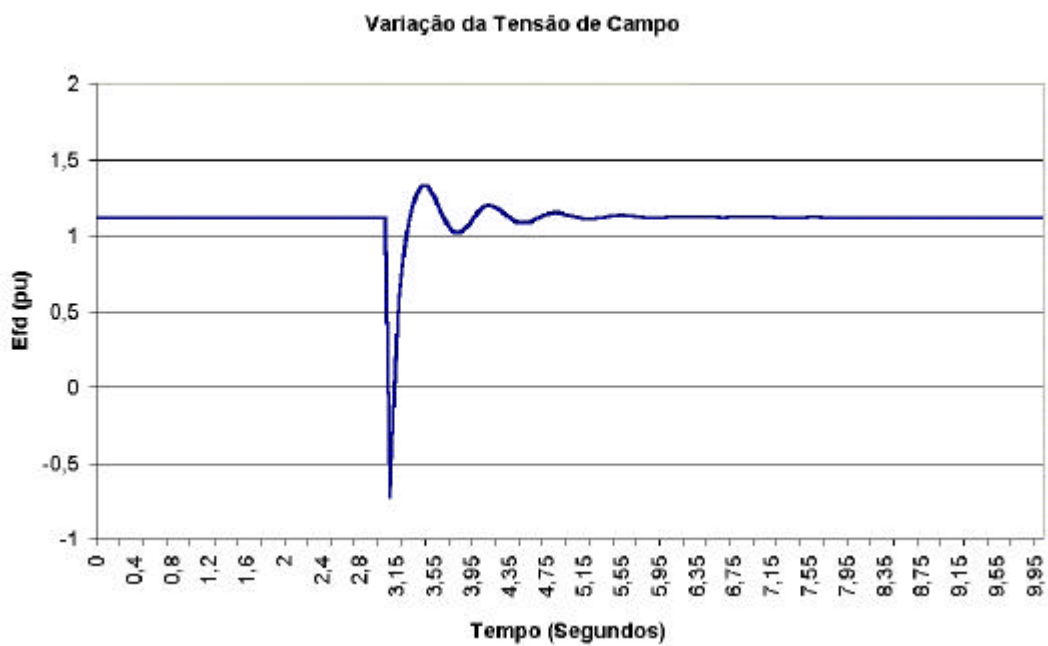


Figura 27 – Variação da tensão de campo – simulação do caso 2

Finalmente, o gráfico da figura 28 apresenta a tensão na saída do bloco do limitador de subexcitação, demonstrando a atuação do mesmo no sentido de trazer de volta o ponto de operação do gerador.

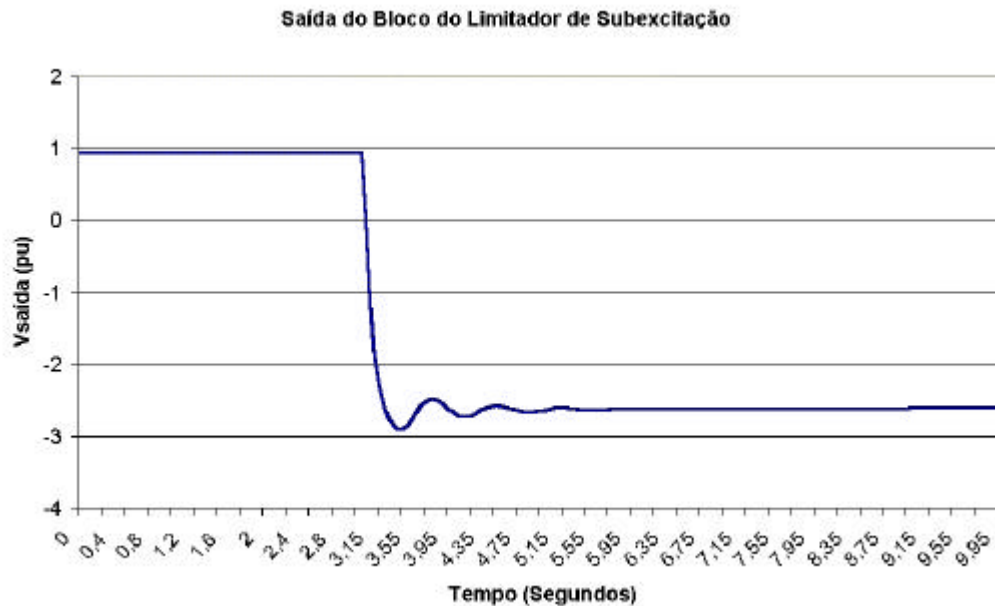


Figura 28 – Saída do bloco do limitador de subexcitação – simulação do caso 2

A entrada do ponto de operação do gerador G1 na região proibida de operação, que pode corresponder a uma perda parcial ou total do campo da máquina, também afeta o comportamento de outras máquinas do sistema. Entretanto, a potência reativa drenada pelo gerador G1 subexcitado, até a ação de controle do seu limitador de subexcitação, foi fornecida principalmente pelo Sistema, enquanto os níveis de reativo dos geradores G2 e G3, ligados ao mesmo barramento de G1, permaneceram praticamente sem variação.

#### 4.4.3.2.2 – Caso 3 - Limitador de Subexcitação fora de Serviço

A simulação é a mesma realizada no item 4.2.1, porém o limitador está agora desligado.

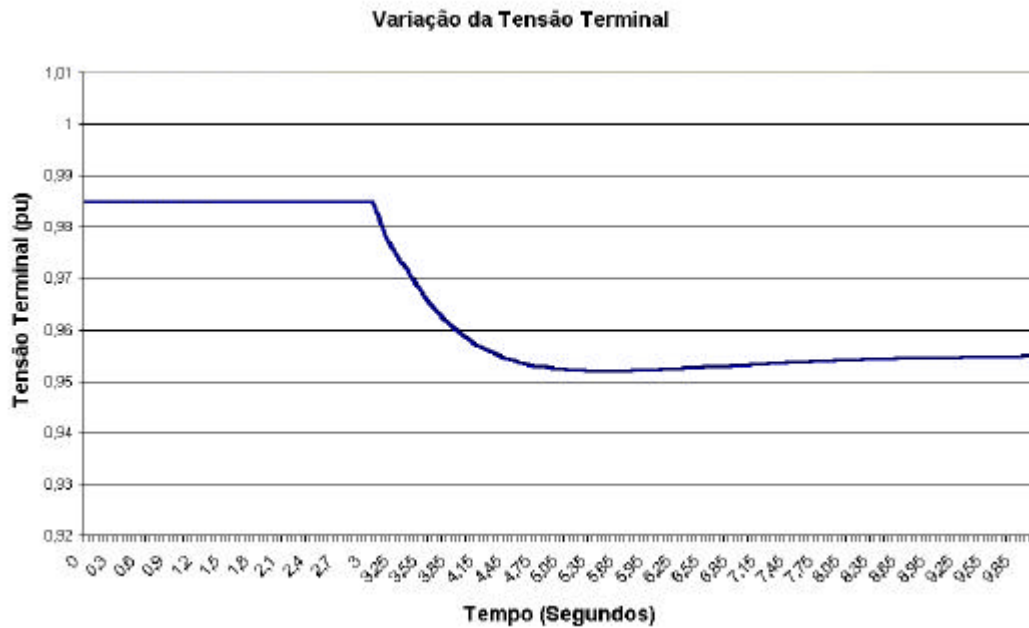


Figura 29 – Variação da tensão terminal - simulação do caso 3

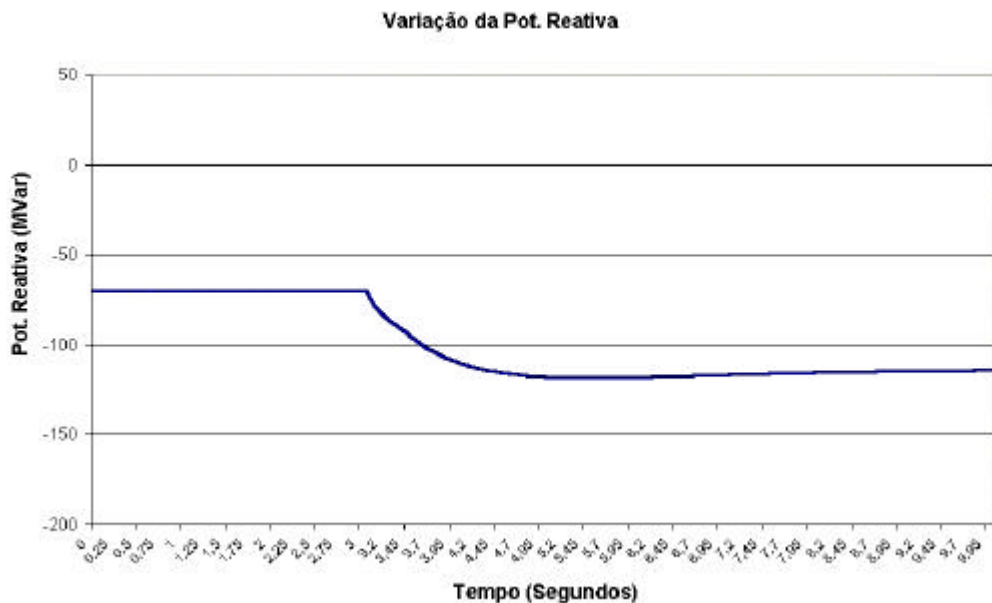


Figura 30 – Variação da potência reativa - simulação do caso 3

Conforme se observa nos gráficos, figuras 29 a 31, sem a presença do limitador, o gerador subexcitado não sofre nenhuma ação de controle, conforme pode ser visto no gráfico da figura 31, que leva a uma recuperação da tensão terminal e dos níveis anteriores de absorção de reativos e ele tenderá a perder o seu sincronismo.

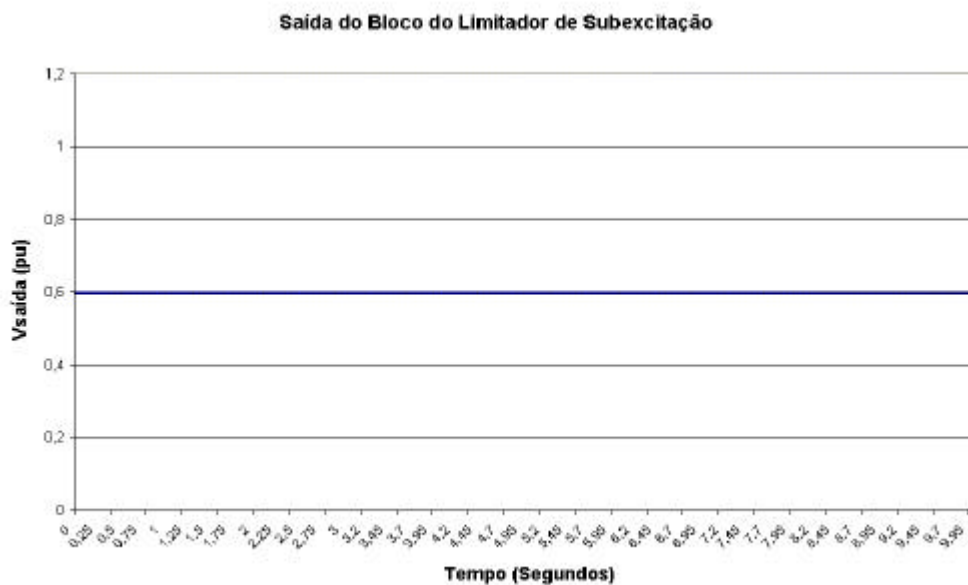


Figura 31 – Tensão na saída do bloco do limitador de subexcitação – simulação do caso 3

# CAPÍTULO 5

## PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS

### 5.1 – INTRODUÇÃO

A detecção da condição anormal de perda parcial ou total da excitação em máquinas síncronas tem merecido atenção desde a década de 30, inicialmente em função dos danos provocados aos geradores e, posteriormente, com o advento dos grandes sistemas de potência, com a preocupação de manter a estabilidade dos mesmos.

As primeiras soluções propostas para a proteção faziam uso de relés de subcorrente de campo e de subtensão, que se mostraram ineficazes, devido ao aumento da prática da operação subexcitada de geradores síncronos durante períodos de carga leve. À época, existiam dúvidas entre os especialistas se a proteção deveria prover apenas um alarme para o operador ou promover o desligamento do gerador. Em seguida, algumas aplicações passaram a adotar um relé de sobrecorrente direcional para detectar a corrente reativa fluindo para dentro da máquina no momento da perda total ou parcial da excitação.

Estudos posteriores sobre as características de perda de excitação, comparadas com as características de oscilações de potência e perdas de sincronismo, aliados aos novos desenvolvimentos de relés de proteção, levaram à adoção de um relé de distância do tipo mho para a proteção contra a perda de excitação.

Neste capítulo é apresentada a evolução, ao longo do tempo, das diversas soluções de proteção contra perda de excitação e são analisados criticamente

---

os diversos parâmetros de ajustes para a proteção com característica *offset* mho e suas implementações posteriores.

## 5.2 – EVOLUÇÃO DA CARACTERÍSTICA OPERACIONAL DA PROTEÇÃO

A primeira solução encontrada na bibliografia [39] para a detecção da perda de excitação em geradores síncronos foi a aplicação de um relé de subcorrente com o objetivo de dar um alarme no caso da corrente de campo cair abaixo do valor ajustado para a operação do relé. Essa solução, entretanto, apresentava limitações e riscos no caso de operação sob condições de fator de potência adiantado (*“line charging”*), o que tornaria necessária a redução da corrente de campo para valores abaixo do *pick-up* do relé. Neste caso, o operador deveria atentar para a redução da corrente de campo, desconectando o circuito de alarme.

Uma nova etapa na busca de uma melhor proteção de perda de excitação foi a adoção do relé de corrente reativa [40]. Esta aplicação propunha a utilização de um relé de sobrecorrente trifásico, direcional, polarizado para medir a corrente que flui do sistema para a máquina no momento de uma perda de excitação. Este novo sistema de proteção empregava ainda um relé de subtensão para supervisão, cujos contatos eram ligados em série com os contatos do relé de corrente reativa. O relé de corrente reativa apresentava uma melhor seletividade em relação às proteções de subcorrente de campo e subtensão, já que obedecia a uma característica inversa tempo x corrente e era sensível a praticamente todos os eventos que provocavam uma perda parcial ou total do campo do gerador.

No início dos anos 50, as soluções de proteção até então empregadas para detecção da condição de perda de excitação passaram por um exame crítico dos especialistas, devido à crescente utilização de geradores subexcitados em períodos de carga leve [18] [19] [20]. Esse modo de operação dos geradores trouxe dificuldades para o ajuste da proteção, que apresentava limitações para

discriminar corretamente uma situação de operação na região de subexcitação e uma situação de perda parcial ou total da excitação. Também era aventada a hipótese de que o aumento no tamanho dos geradores, aliado às reduções na reserva de potência reativa do sistema, poderia estar contribuindo para o aumento das danosas conseqüências resultantes de uma perda de excitação, principalmente no que se refere à manutenção da estabilidade do sistema.

Um estudo mais apurado das características de perda de excitação, confrontando-as com as características de oscilação de potência e perda de sincronismo, bem como o desenvolvimento de novos sistemas de proteção baseados na impedância medida no momento do defeito (relés de distância) levou ao aparecimento de uma nova proposta para a proteção contra a perda de excitação.

Antes, contudo, de apresentar essa nova proposta para a proteção contra a perda de excitação, faz-se necessário apresentar como é utilizado o Plano de Impedâncias (Plano R-X) na análise do desempenho de proteções e na análise de fenômenos dinâmicos como as características de perda de excitação e de perda de sincronismo, bem como os princípios de operação dos relés de distância.

### **5.2.1 - Transformação de Coordenadas do Plano P-Q para o Plano R-X**

Com a expansão do sistema elétrico de potência tornou-se necessária, nos estudos, a análise de problemas de estabilidade associados à operação de linhas de transmissão com alto carregamento. A exigência de maior confiabilidade levou à aplicação de proteções que respondessem a mais de um parâmetro, fazendo com que a técnica de proteção de distância passasse a substituir, em muitos casos, as proteções baseadas em sobrecorrente. Esta técnica envolve relações mais complexas entre tensão, corrente e ângulo de fase.

---

Ao mesmo tempo, devido às diversas condições operativas a que pode estar submetido o sistema elétrico de potência, tornou-se necessário representar em um mesmo plano não só as características da proteção, como também a evolução dos parâmetros do sistema que ajudassem a compreender o desempenho do dispositivo de proteção sob determinadas condições. Para isto, a utilização do Plano R-X permitiu uma melhor visualização destes parâmetros. A referência [41] apresenta as vantagens da utilização do Plano R-X para a análise do comportamento do sistema e da proteção, baseando-se em dois pontos:

- As características ôhmicas dos relés de proteção podem ser mostradas com simplicidade, já que as mesmas podem ser plotadas em termos de apenas duas variáveis, R e X (ou Z e  $\theta$ );
- As condições operativas do sistema que afetam a operação dos relés podem ser mostradas em um mesmo plano.

Conforme visto nos Capítulos 2 e 3, a análise da operação da máquina síncrona na região de subexcitação é feita utilizando-se a curva de capacidade do gerador, construída no Plano P-Q. Entretanto, nas situações em que a análise da operação da máquina nesta região exigir o envolvimento da proteção contra perda de excitação do gerador, é necessária a representação dos limites de operação da máquina e da característica de operação do relé em um mesmo plano, seja o plano P-Q ou o Plano R-X, e estabelecer as equações que relacionam os pontos representados nos dois planos.

Para encontrar as equações que relacionam os pontos nos Planos P-Q e R-X, é utilizado o circuito da figura 32, que representa a situação de um gerador alimentando uma carga equivalente em condição de regime permanente senoidal trifásico equilibrado:

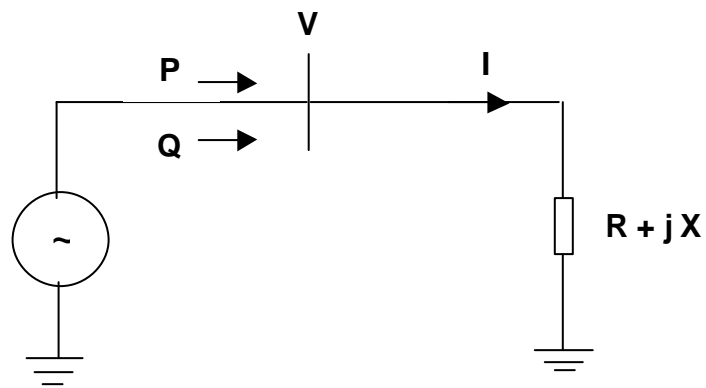


Figura 32 – Circuito básico para representar condições primárias de P e Q ou R e X

O módulo da corrente é dado por:

$$S = V \times I \Rightarrow I = \frac{S}{V} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{V} \quad (5.1)$$

Então

$$I^2 = \frac{P^2 + Q^2}{V^2}$$

Tem-se que:

$$R = \frac{P}{I^2} = P \times \frac{V^2}{P^2 + Q^2} \Rightarrow R = \frac{PV^2}{P^2 + Q^2}$$

E ainda,

$$X = \frac{Q}{I^2} = Q \times \frac{V^2}{P^2 + Q^2} \Rightarrow X = \frac{QV^2}{P^2 + Q^2}$$

ou

$$P = \frac{RV^2}{R^2 + X^2} \quad (5.2)$$

e

$$Q = \frac{XV^2}{R^2 + X^2} \quad (5.3)$$

Onde S = Potência Aparente Trifásica, em pu.

V = Tensão fase-fase, em pu.

I = Corrente de linha, em pu.

R = Resistência

X = Reatância

P = Potência Ativa Suprida, em pu.

Q = Potência Reativa Suprida, em pu.

A variação das grandezas envolvidas nas equações (5.1), (5.2) e (5.3) é um fenômeno trifásico equilibrado. Assim, com todos os parâmetros referenciados a uma mesma base, as equações (5.2) e (5.3) permitem a transformação de coordenadas entre os Planos P-Q e R-X.

O diagrama R-X é uma ferramenta essencial na aplicação, comparação e avaliação do desempenho de relés de distância, por sua facilidade de construção e representação simultânea das condições do sistema e das características da proteção.

### **5.2.2 – Fundamentos de Relés de Distância**

As funções de proteção de distância, introduzidas a partir da década de 20, têm sido utilizadas ao longo de muitos anos, desde os tipos originais baseados em tecnologia eletromecânica, passando por implementações com tecnologia estática e mais recentemente por implementações com tecnologia digital.

Originalmente propostos para a proteção de linhas de transmissão (Função ANSI 21), os relés de distância têm seu modo de operação baseado na medida e avaliação da impedância entre o ponto de localização do relé e o ponto de falta no momento de um curto-circuito. O valor medido é comparado com um valor pré-definido de impedância ajustado no relé, e que determina o alcance do mesmo.

A proteção de distância é mais rápida e mais seletiva que a proteção de sobrecorrente. Também é menos afetada pelas mudanças na impedância da fonte e pelas condições do sistema. Devido às características inerentes à proteção de distância, sua aplicação também é encontrada para a detecção de oscilações estáveis, perdas de excitação e perdas de sincronismo.

Os relés de distância são classificados de acordo com o seu princípio de medição, o que determina o tipo de característica de operação, normalmente plotada no Plano R-X. Assim, têm-se relés de impedância, de admitância ou do tipo mho, relé de reatância e relé de característica quadrilateral. Também é possível a construção de características mais complexas através da combinação de uma ou mais características dentre as citadas anteriormente. A figura 33 apresenta a característica de operação de um relé de distância do tipo mho, com um alcance de  $Z$  ohms.

---

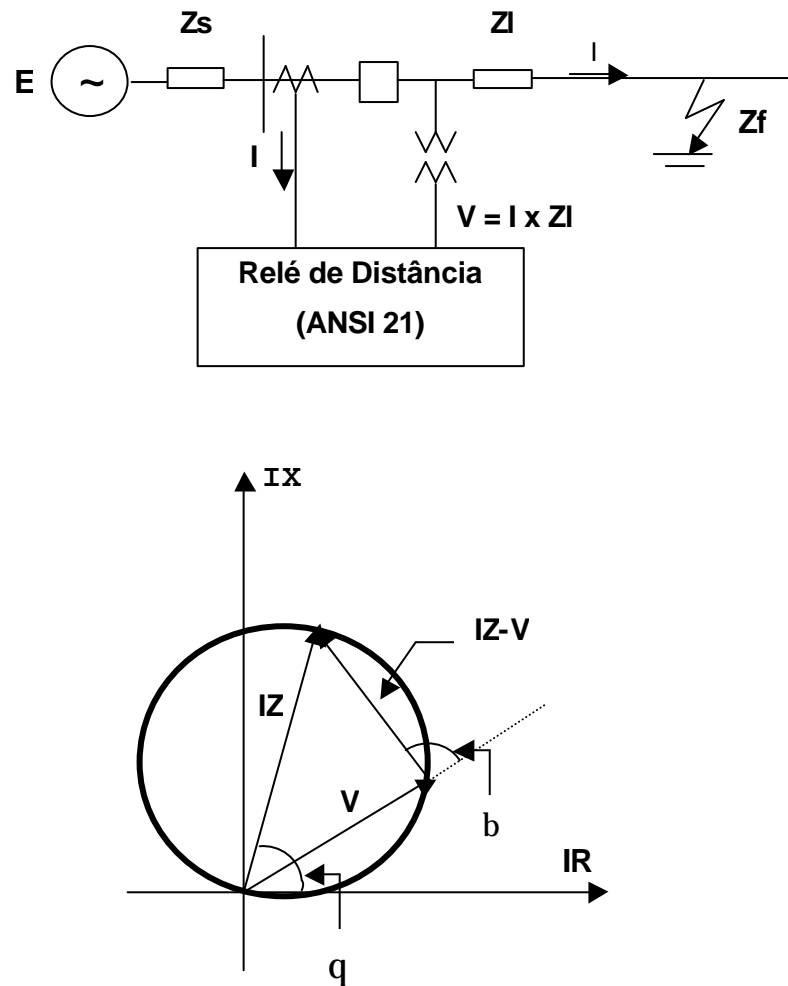


Figura 33 – Característica de operação do relé de distância do tipo mho

A característica de operação da proteção está representada no Plano R-X, com todos os vetores impedância multiplicados pela corrente  $I$ . O relé de distância do tipo mho utiliza a corrente e a tensão medidas no relé para determinar se a impedância da falta está dentro da característica da proteção. Isso é feito através da comparação entre os ângulos da quantidade de operação ( $IZ-V$ ) e a quantidade de polarização ( $V$ , onde  $V = I \times Z_f$ ), denominado  $\beta$  na figura 33. Se o ângulo  $\beta$  é menor ou igual a  $90^\circ$ , a impedância de falta  $Z_f$  estará situada dentro do círculo característico da proteção e o relé operará. Caso o ângulo  $\beta$  seja maior que  $90^\circ$ , o vetor impedância de falta  $Z_f$  estará situado fora da característica e a proteção não operará. Quando os fasores  $V$  e  $IZ$  estiverem em fase, com  $|V|$  menor que  $|IZ|$ ,  $\beta$  será igual a zero e a saída será máxima no relé. Daí ser comum chamar o ângulo  $\theta$  de ângulo de máximo torque (AMT) da proteção.

Uma variação da característica apresentada anteriormente, até hoje utilizada para a proteção contra perda de excitação em geradores síncronos, conforme será visto mais adiante, é a característica de admitância deslocada ou *offset mho*, apresentada na figura 34.

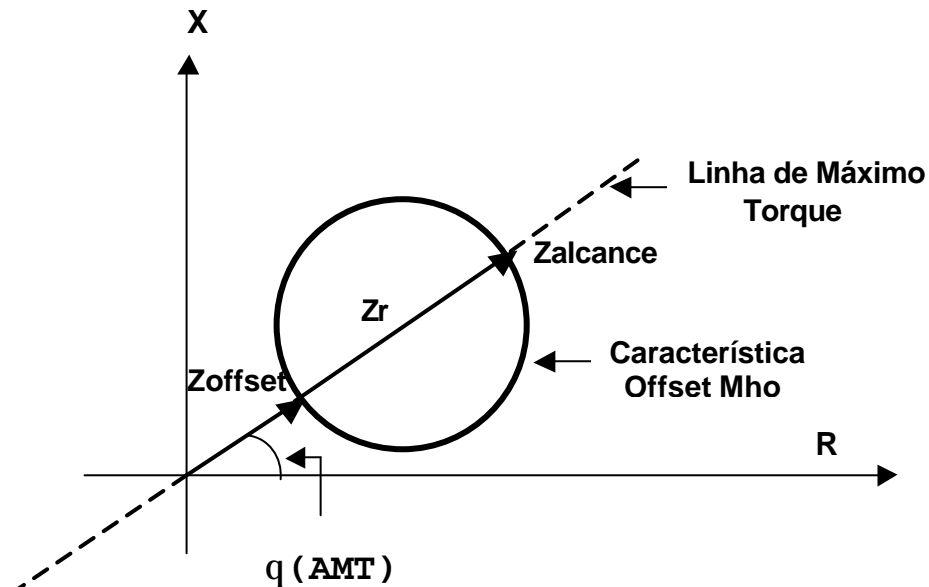


Figura 34 – Característica de operação de relé de admitância deslocada (*offset mho*)

Na característica *mho* deslocada, o círculo característico sofre um deslocamento em relação à origem do Plano R-X. O valor de impedância referente a este deslocamento, que pode ser negativo ou positivo, é denominado *offset*, e é ajustável no relé. O *offset* corresponde ao mínimo valor de impedância a partir do qual o relé passa a operar, enquanto o alcance ( $Z_{alcance} = Z_r + Z_{offset}$ ) representa o máximo valor de impedância para o qual o relé opera.

O ajuste do deslocamento ( $Z_{offset}$ ), o ajuste do alcance ( $Z_{alcance}$ ) e o ângulo de máximo torque (AMT)  $\theta$  definem o posicionamento da característica de operação da proteção no Plano R-X.

### 5.2.3 - A Característica de Perda de Excitação

As conseqüências de uma perda parcial ou total da excitação de um gerador síncrono conectado a um sistema elétrico de potência já foram abordadas no Capítulo 2. Neste item é apresentada uma análise de como as grandezas de interesse evoluem, através da variação da impedância vista dos terminais do gerador, método este de grande utilidade para o entendimento da proteção contra perda de excitação.

Quando um gerador perde a sua excitação, a variação da impedância vista dos terminais da máquina segue as trajetórias mostradas na figura 35. A forma como se apresenta a excursão do vetor impedância no plano R-X é função do carregamento a que está submetido o gerador no instante em que a excitação é perdida. Também o tamanho da máquina, a ação de reguladores automáticos de tensão e o valor da impedância do sistema ao qual está conectado o gerador podem influenciar na determinação do ponto onde a característica de perda de excitação termina.

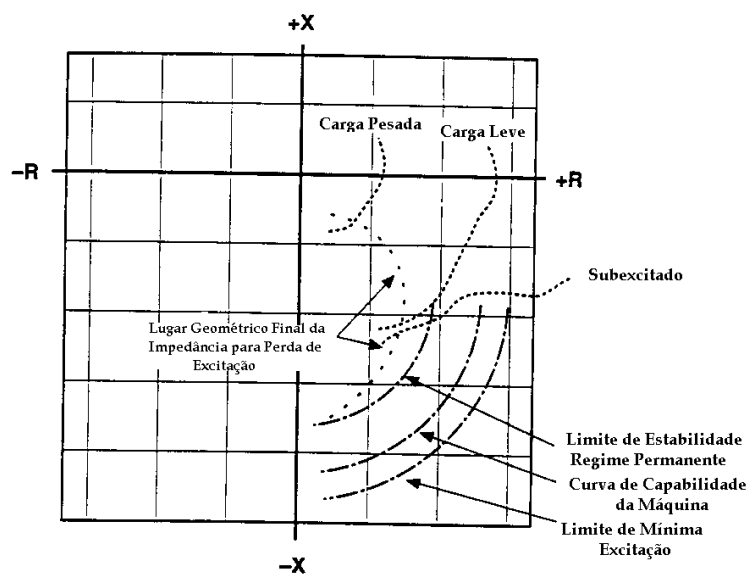


Figura 35 - Lugar geométrico final da impedância para perda de excitação [3]

Na verdade, para um gerador muito carregado, o ângulo do rotor avança mais rapidamente e o escorregamento é relativamente alto. O vetor impedância excursionsa, no plano R-X, de um ponto no primeiro quadrante para um ponto no quarto quadrante do plano, e passa a oscilar em torno de um ponto correspondente à média das reatâncias subtransitórias de eixo direto ( $X''_d$ ) e de eixo em quadratura ( $X''_q$ ) [1].

Já no caso de um gerador pouco carregado, o ângulo do rotor avança mais lentamente e, por consequência, a excursão do vetor impedância no plano R-X se dá de forma mais gradual do primeiro para o quarto quadrante, alcançando um ponto correspondente à média das reatâncias síncronas de eixo direto ( $X_d$ ) e de eixo em quadratura ( $X_q$ ) [1].

A influência da impedância do sistema ao qual está conectado o gerador se dá na forma como o vetor impedância alcança o seu lugar geométrico final após a perda de excitação. Para máquinas conectadas a sistemas cuja impedância é aproximadamente menor que 20%, o vetor impedância excursionsa diretamente para o ponto final e, para valores de impedância do sistema acima deste valor, a trajetória oscila na forma de espiral em torno do ponto final alcançado [1] [2].

#### 5.2.4 – O Relé de Mason

Em 1949, a partir dos diversos relatos das dificuldades de compatibilizar o funcionamento da proteção então adotada, tanto para detecção da perda de excitação quanto nos casos de operação subexcitada dos geradores, C. R. Mason [1] apresentou uma nova proposta para um relé de proteção contra perda de excitação.

O relé de Mason é um relé de distância monofásico de característica mho deslocada (*offset* mho), conectado para medir a impedância vista dos terminais do gerador, “olhando para dentro da máquina”, ou seja, com um ângulo de máximo torque – AMT igual a  $-90^\circ$ . O circuito de potencial do relé é alimentado

---

com tensão entre duas fases, enquanto a alimentação do circuito de corrente é feita pela diferença das correntes das fases selecionadas para alimentação do circuito de potencial. A figura 36 apresenta um diagrama unifilar da conexão dessa proteção

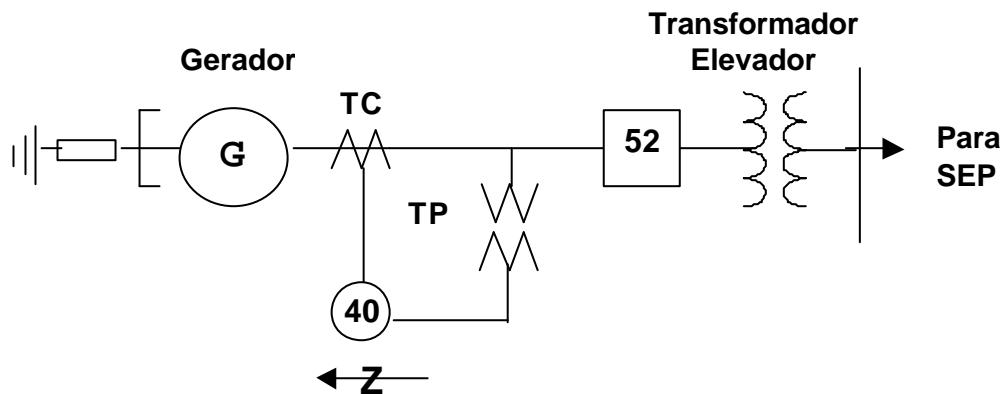


Figura 36 – Diagrama unifilar de conexão da proteção para perda de excitação proposta por Mason

A característica de operação é plotada em um diagrama R-X. O centro da característica está no eixo das reatâncias (X) e o *offset* (afastamento em relação à origem do plano R-X) é igual à metade da reatância transitória de eixo direto do gerador ( $X'd / 2$ ). O ajuste do alcance, inicialmente proposto por C. R. Mason, deveria ser igual ao valor da reatância síncrona de eixo direto ( $X_d$ ). Com esses ajustes, o diâmetro do círculo característico seria definido como  $(X_d - X'd/2)$ . Posteriormente, uma modificação sutil, porém significativa, foi introduzida pelos fabricantes, através da fixação do diâmetro do círculo característico em  $X_d$ . Com isso o ajuste do alcance da proteção foi padronizado em  $(X_d + X'd/2)$ . Tanto o *offset* quanto o diâmetro da característica são parâmetros ajustáveis no relé. A figura 37 mostra a característica de operação da proteção.

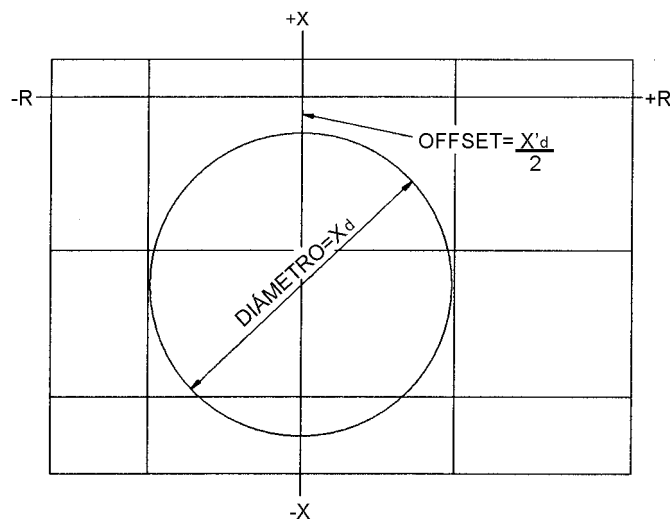


Figura 37 - Característica de operação da proteção contra perda de excitação utilizando uma unidade *offset* mho [1]

Em seu estudo, Mason partiu da verificação das características de perda de excitação de um gerador síncrono para estabelecer os ajustes de *offset* e alcance da proteção adotada. Foram determinados, através de simulações computacionais, os pontos finais da excursão do vetor impedância para os diversos níveis de carregamento, já citados no item 5.2.3, e posteriormente verificada a sensibilidade do relé *offset* mho para detectar a excursão da oscilação. Foi constatado que, no caso de gerador com alto carregamento, o vetor impedância excursiona até um ponto próximo à origem do Plano R-X, passando a oscilar em torno desse ponto. Já para o gerador com baixo carregamento inicial, a impedância adentra a característica da proteção e oscila para fora do círculo, voltando a repetir a mesma excursão para o próximo polo.

O desempenho do relé frente a outras condições impostas pelo sistema, tais como oscilações de potência, perdas de sincronismo e curtos-circuitos no sistema em que está inserido o gerador, também foi analisada por C. R. Mason. Dependendo dos ajustes da proteção, alguns níveis de perda de sincronismo podem ser detectados para as oscilações que passam através do gerador. Frente às oscilações estáveis no sistema, para os valores de reatância síncrona de eixo direto dos geradores então utilizados, que variavam de 1,0 a

1,2 pu, a proteção também apresentou desempenho satisfatório. Para aumentar a segurança contra operações indevidas durante oscilações estáveis, um retardo de tempo de 0,5 a 0,6 segundos também foi recomendado.

A adoção do deslocamento (*offset*) em relação à origem do plano R-X, segundo C. R. Mason, além de contribuir para uma melhor seletividade frente às oscilações estáveis, visava ainda evitar operações indevidas da proteção para curtos-circuitos na barra do gerador. A utilização do *offset*, a direcionalidade inerente à característica de admitância (mho) e a correta conexão do relé para operar com tensões fase-fase e com a diferença das correntes de fase são outros fatores que tornam a proteção praticamente insensível a faltas externas. Ainda conforme C. R. Mason, “o relé pode operar para uma falta no gerador, mas isso não traz maiores conseqüências porque o gerador será desligado por outra proteção”.

A referência [42] apresenta uma variante da característica de operação proposta por C. R. Mason, em que um novo relé de proteção contra perda de excitação utiliza uma unidade de impedância deslocada da origem do plano R-X (*offset* mho), associada, através de conexão em série, a uma unidade direcional e uma unidade de subtensão. A característica de operação no plano R-X é apresentada na figura 38.

Na verdade, esse desenvolvimento visava atender, com um mesmo sistema de proteção, às situações de desligamento do gerador, quando de graves falhas na excitação que pudessem levar o sistema elétrico à instabilidade, e ao mesmo tempo prover sinalização para o operador quando da ocorrência de condições de subexcitação ou perda da excitação, permitindo ao operador atuar na correção. Isso porque, durante muitos anos, houve dúvida entre os especialistas quanto ao desligamento ou não do gerador no evento de perda da excitação.

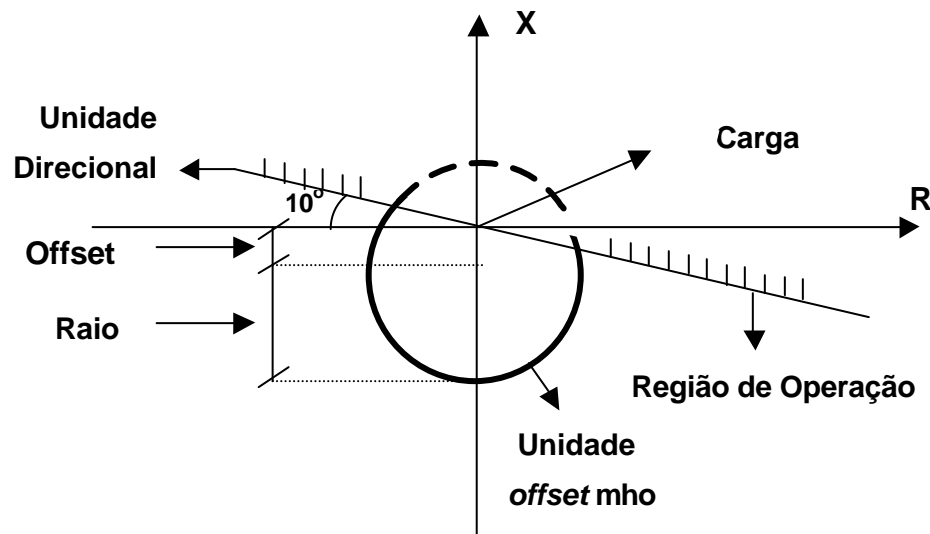


Figura 38 - Característica de operação do relé HLF – Westinghouse [42]

Segundo o princípio de funcionamento da proteção, a unidade direcional opera para o fluxo de reativos entrando na máquina. A unidade de impedância opera quando, devido a uma redução da excitação, a impedância vista dos terminais da máquina é menor que o valor de *pick-up* ajustado para essa unidade. Essas duas unidades são ajustadas para coordenar com o limitador de mínima excitação do gerador e com o limite de estabilidade estável.

Durante condições de excitação anormalmente baixas, sem que haja intervenção do limitador de mínima excitação na correção do problema, estas unidades operam um alarme, alertando o operador que providências devem ser tomadas antes que o gerador perca o sincronismo em relação ao sistema. Se também existe uma condição de subtensão, a qual indica uma condição de perda de campo, a unidade de subtensão opera e inicia o disparo com um retardo de tempo de 0.25 – 1.0 segundos.

O ajuste da linha de torque nulo do elemento direcional em  $-10^\circ$ , abaixo do eixo R, visa prevenir a operação do relé para faltas externas e minimizar a possibilidade de alarmes falsos durante oscilações no sistema. Já a unidade de

impedância oferecia como parâmetros de ajustes o *offset*<sup>2</sup>, que dá a distância da origem ao centro, e o raio do círculo característico, expressos em ohms primários ou secundários.

Ainda segundo os autores, após diversas simulações efetuadas, o relé apresentou um bom desempenho quanto à possibilidade de operações indevidas sob condições anormais de operação do sistema. Uma maneira interessante de evitar operações indevidas da proteção quando da perda da alimentação de potencial foi a adoção de referências diferentes de tensão para cada uma das unidades que compunham o relé, conforme pode ser visto abaixo:

UNIDADE	TENSÃO DE POLARIZAÇÃO
Direcional	Vbc
Impedância	Vca
Subtensão	Vab

Quando o relé de Mason foi introduzido no mercado, os testes realizados constataram que os ajustes recomendados detectavam satisfatoriamente qualquer condição de perda de excitação, além de oferecer uma boa seletividade frente às oscilações estáveis de potência e perdas de sincronismo [43].

Apesar da boa aceitação do novo sistema de proteção contra perda de excitação, persistiram algumas dúvidas quanto ao desempenho do mesmo, principalmente após algumas perturbações registradas no sistema elétrico norte-americano na década de 60, onde foram registradas oscilações estáveis e variações de tensão ou frequência. Nessas perturbações ocorreram desligamentos de diversas unidades geradoras pela proteção contra perda de excitação.

---

<sup>2</sup> Para o relé HLF da Westinghouse, o ajuste de *offset* tem uma definição diferente do ajuste correspondente para a característica de operação originalmente proposta por C. R. Mason.

---

Investigações quanto à aplicação da filosofia e ao desempenho da proteção em diversas empresas, levadas a cabo pelo IEEE no início da década de 70, concluíram que a aplicação da proteção conforme proposto por C. R. Mason era consistente e tinha aceitação geral entre as empresas pesquisadas [44]. Por outro lado, permanecia a preocupação quanto à influência da proteção na estabilidade do sistema [45]. Mesmo após o aparecimento de novos esquemas de proteção, o relé proposto por C. R. Mason ainda é largamente empregado e sua aplicação ainda tem sido investigada à luz da possibilidade de atuações indevidas da proteção [46].

Com o advento dos modernos geradores, com reatâncias síncronas variando na faixa de 1,5 a 2,0 pu, a adoção do ajuste do diâmetro da característica de operação para valores de  $X_d$  nesta faixa, com o conseqüente aumento do tamanho da característica, abriria a possibilidade de operações indevidas da proteção, principalmente na ocorrência de oscilações estáveis no sistema.

Para contornar esta situação, os fabricantes recomendaram a redução do ajuste de diâmetro da característica de operação para 1,0 pu (na base do gerador), o que levou a novas restrições de operação: a nova característica de operação garantia uma boa detecção da condição de perda de excitação em geradores bastante carregados sem, contudo, garantir a correta operação da proteção para essa mesma condição no caso de geradores com carga reduzida, conforme pode ser verificado no gráfico do lugar geométrico final da característica de perda de excitação apresentado na figura 35. Essas limitações levaram à busca de uma melhoria na solução proposta por Mason.

### **5.2.5 - O Relé de Berdy**

Em 1972, John Berdy apresentou uma revisão da aplicação do relé *offset* mho para a proteção contra perda de excitação [2], como forma de solucionar as seguintes limitações existentes na aplicação proposta por C. R. Mason:

- Limitação do alcance da proteção para geradores síncronos com reatância síncrona de eixo direto acima de 1,2 pu;
- Perda de sensibilidade para a detecção da perda de excitação do gerador com baixo carregamento devido à limitação no alcance da proteção;
- Necessidade de uma maior seletividade e discriminação entre a verdadeira perda de excitação e oscilações estáveis, diminuindo as dúvidas quanto ao desempenho da proteção.

O esquema de proteção proposto por J. Berdy consta da inclusão de uma segunda unidade *offset* mho ao relé originalmente proposto por C. R. Mason. Essa unidade adicional seria aplicada na proteção de geradores síncronos com reatância síncrona de eixo direto acima de 1,2 pu. Neste caso, caberá à unidade *offset* mho interna prover proteção para a perda de excitação em máquinas bastante carregadas, enquanto o segundo relé *offset* mho, com temporização adicional a fim de evitar operações indesejáveis durante condições transitórias, incluindo oscilações estáveis, detectará perdas de excitação quando o gerador estiver pouco carregado.

A figura 39 apresenta a característica de operação de dois relés de distância *offset* mho para detectar perdas de excitação em geradores síncronos.

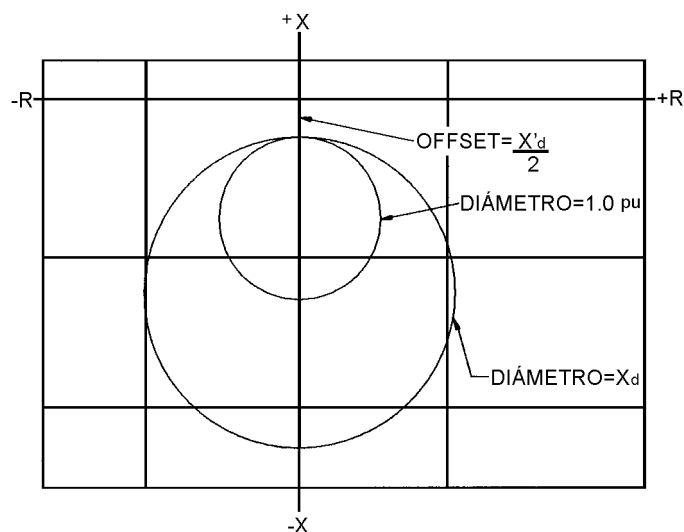


Figura 39 - Característica da proteção contra perda de excitação utilizando duas unidades *offset* mho [2]

A primeira unidade, cujo diâmetro do círculo característico é de no máximo 1,0 pu, detectará a condição de perda de excitação desde o carregamento total até cerca de 30% da carga nominal do gerador. Esta unidade, conforme proposto, deve ser ajustada com o menor retardo de tempo possível, de forma a prover uma proteção rápida em consonância com a severidade da perda de excitação em um gerador carregado, tanto do ponto de vista do dano para a máquina, quanto dos efeitos danosos para a estabilidade do sistema ao qual a mesma está conectada.

A segunda unidade mho, cujo diâmetro do círculo característico, conforme proposto, deverá ser ajustado com o valor da reatância síncrona de eixo direto ( $X_d$ ) da máquina, proverá proteção contra perda de excitação em ocasiões de baixo carregamento do gerador. Essa unidade deve ainda ter um retardo em sua operação, de modo a acomodar as oscilações estáveis no sistema, evitando operações indevidas da proteção. O ajuste sugerido para esse retardo de tempo é da ordem de 0,5 a 0,6 segundos [2], mas nas aplicações mais recentes essa faixa de ajuste tem variado de 0,5 a 3,0 segundos. As duas unidades, pela proposta de Mason, deveriam ser ajustadas com um *offset* igual a  $X'_d/2$ , com o mesmo propósito.

O novo esquema de proteção proposto teve também o seu desempenho verificado frente a outras condições anormais de operação do gerador. De modo especial, verificou-se através de simulações que a proteção apresentava um bom desempenho frente às oscilações estáveis [2] [47].

Uma constatação importante é que, mesmo com a adoção consagrada de duas unidades *offset* mho, na forma proposta por J. Berdy, a proteção para a detecção de perdas de excitação em geradores tem sofrido algumas modificações, tais como variações nos ajustes de alcance e *offset*. Também as unidades de supervisão de tensão e direcional tem sido novamente incluídas em alguns esquemas, para permitir maior segurança e prover uma maior discriminação dos verdadeiros eventos de perda da excitação [48].

### 5.2.6 – Evolução da Característica de Operação proposta por Berdy

Um outro esquema de proteção utilizado para perda de excitação combina a característica com dois relés *offset* mho proposta por Berdy, com a utilização de uma unidade direcional e uma unidade de subtensão. A figura 40 ilustra este esquema de proteção.

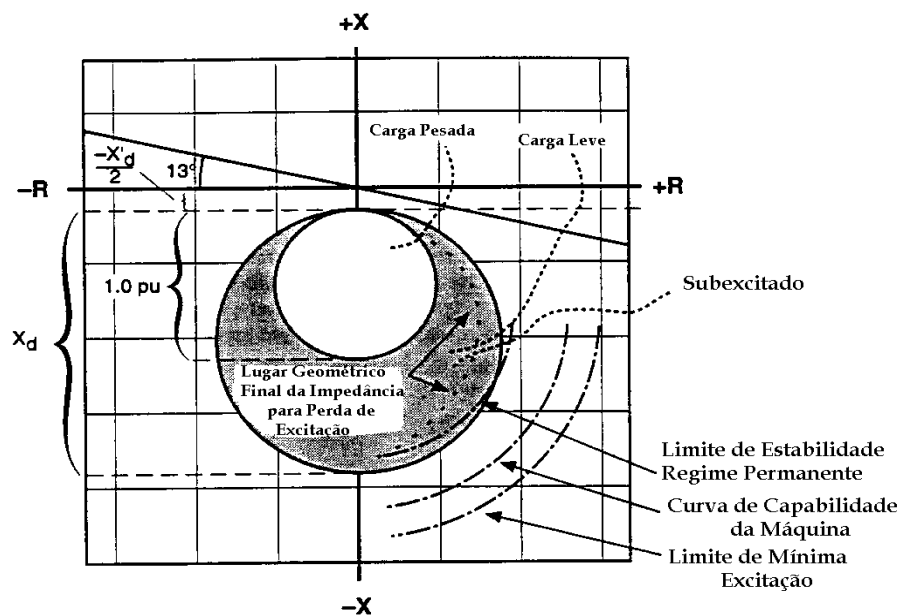


Figura 40 - Característica da proteção contra perda de excitação utilizando duas unidades *offset* mho e um elemento direcional [3]

Uma outra variação deste esquema de proteção utiliza as mesmas unidades, com a unidade Z1 ajustada com um deslocamento igual a  $X'd/2$  e com o alcance maior ou igual a 1,1 vezes  $X_d$ . Neste caso, o relé com o ajuste Z1 deverá disparar sem retardo de tempo externo, enquanto que o outro relé Z2 deve ter a sua atuação temporizada em aproximadamente 0.75 segundos, segundo proposta da referência [3], para evitar a operação durante oscilações estáveis. A figura 41 ilustra este esquema de proteção.

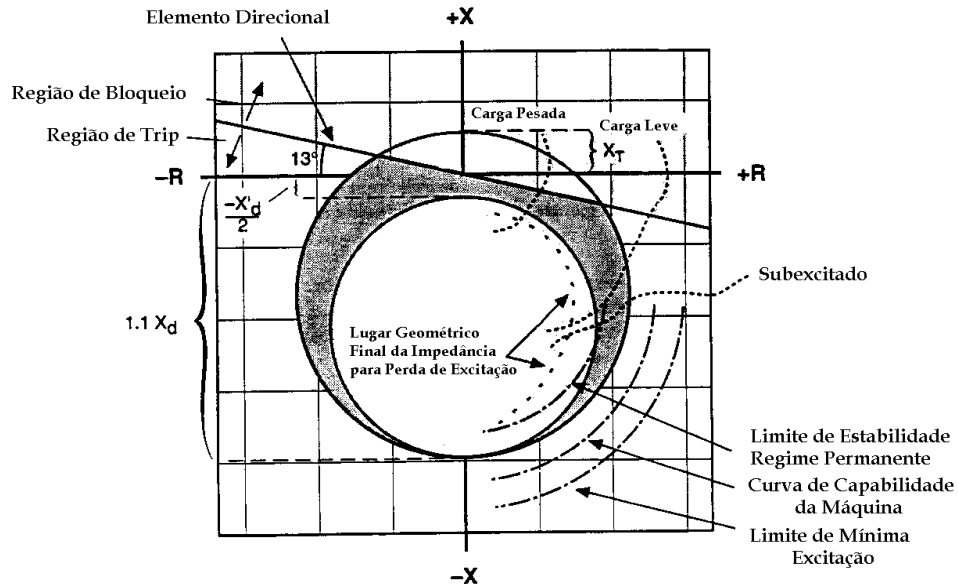


Figura 41 - Variação da característica da proteção contra perda de excitação utilizando duas unidades *offset* mho e um elemento direcional [3]

### 5.2.7 – Outros Esquemas de Proteção contra Perda de Excitação

A referência [49] apresenta uma nova proposta para a proteção contra perda de excitação, utilizada pela Ontario Hydro, concessionária de energia elétrica canadense, que permite o desligamento mais rápido e seletivo da máquina na ocorrência de falhas no sistema de excitação.

Na verdade, essa nova proposta, cuja motivação foi resolver problemas de qualidade de energia que atingiam uma planta industrial com carga sensível atendida pela concessionária canadense, representa um passo no que se refere à integração entre a proteção propriamente dita e o sistema de controle do gerador.

Um diagrama de blocos do sistema de proteção é apresentado na figura 42.

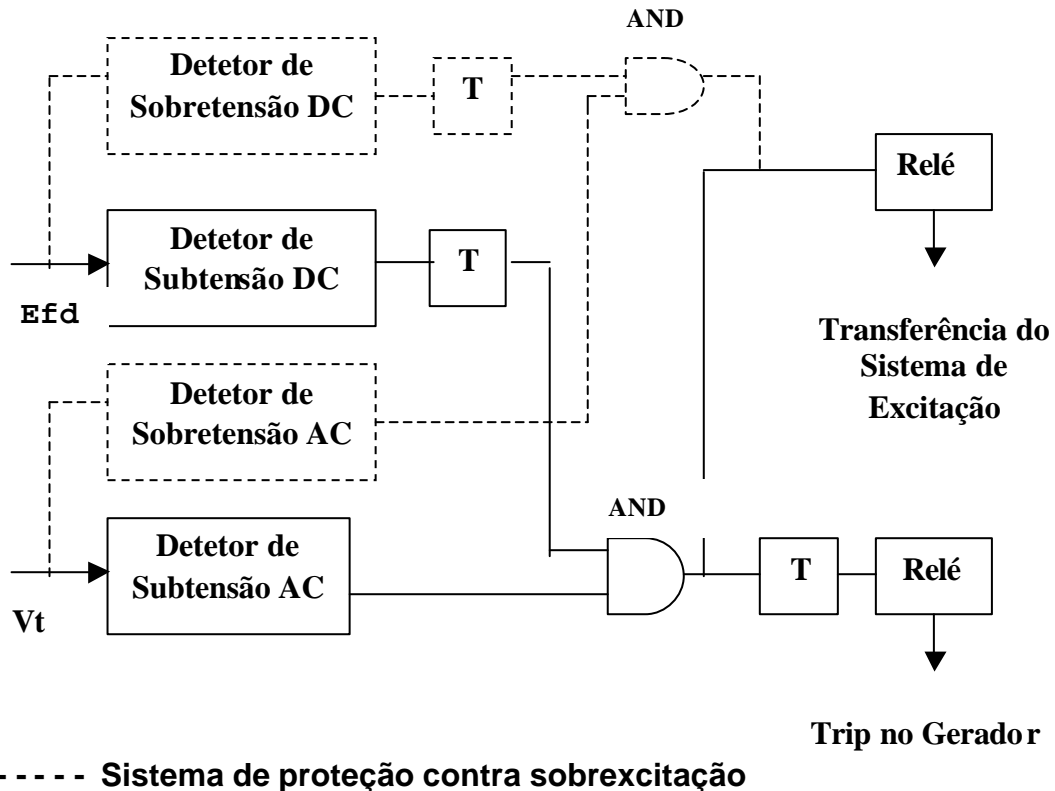


Figura 42 – Diagrama de blocos da proteção LER - Ontário Hydro

O relé utiliza a tensão de campo ( $E_{fd}$ ) e a tensão terminal do gerador ( $V_t$ ) como grandezas de entrada. O princípio geral de operação se baseia na premissa de que, quando a tensão terminal é alta, a tensão de campo deve ser baixa, ou vice-versa.

O sistema contém dois níveis de proteção. Se a tensão de campo cai abaixo do nível de detecção, um temporizador será acionado. Se a tensão de campo permanecer abaixo do nível de detecção após a contagem de tempo, o primeiro nível de proteção atuará, transferindo o controle da tensão para um sistema de excitação alternativo. Se a condição de subexcitação foi iniciada por um problema no sistema de excitação, com a transferência do controle para o regulador de tensão alternativo deverá haver a recuperação da tensão de campo, promovendo o *reset* do relé. A operação do primeiro nível de proteção também parte um segundo temporizador. Se não houver a recuperação da tensão de campo após a transferência do controle de tensão para o regulador

de tensão alternativo, de modo que o relé seja restabelecido, o segundo nível de proteção atuará, promovendo o desligamento da unidade geradora.

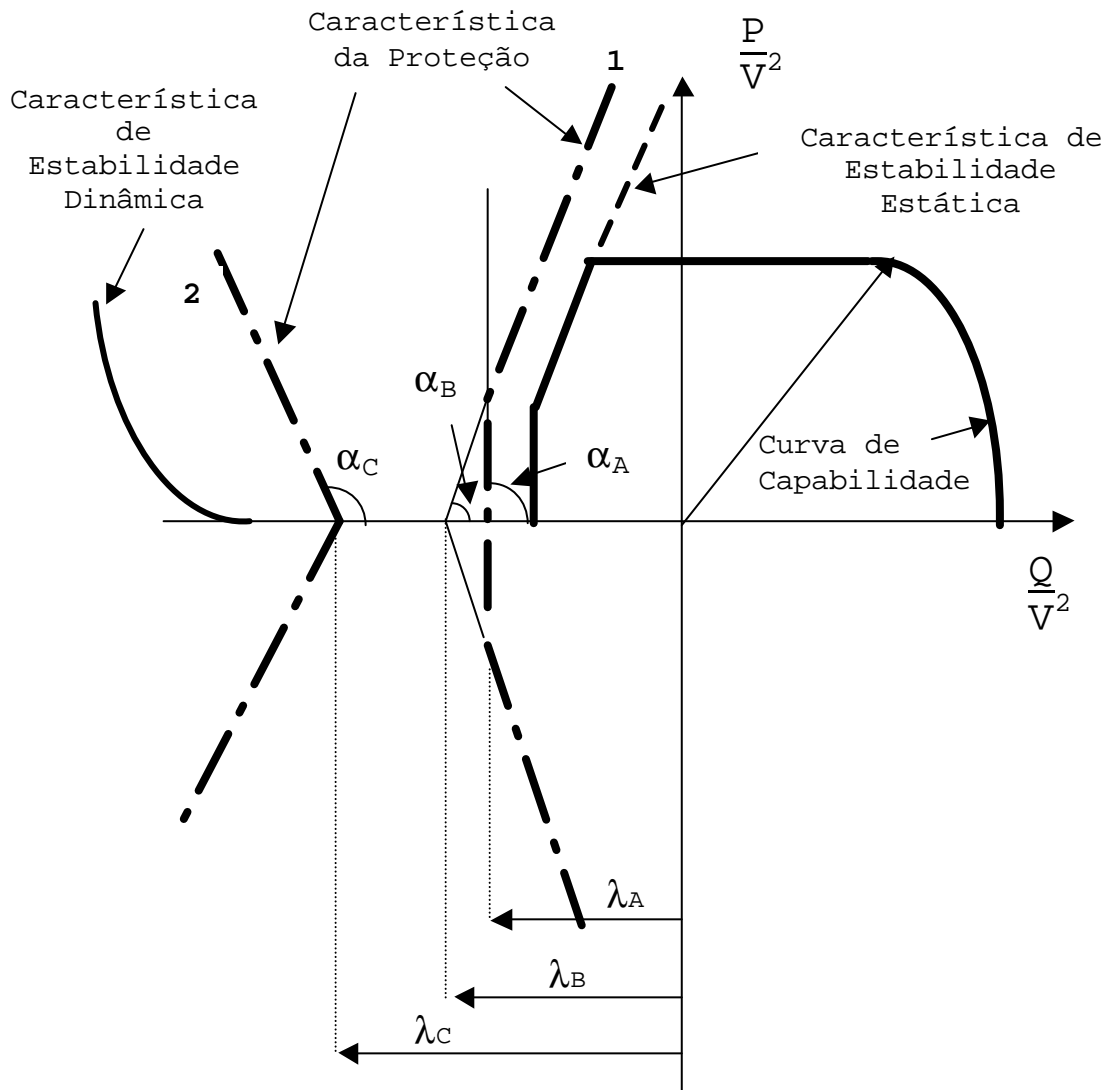
Esse sistema de proteção tem sido empregado pela concessionária canadense associado à proteção convencional contra perda de excitação e oferece, segundo os autores, duas principais vantagens em relação à característica convencionalmente aplicada:

- A proteção evita o desligamento da unidade geradora no caso de defeitos no sistema de excitação que estejam levando a máquina a uma condição de perda de excitação;
- Segundo as simulações realizadas pelos autores, a proteção promove o desligamento mais rápido do gerador para os demais casos de perda de excitação.

Como o sistema de proteção incorpora níveis de detecção de tensão de campo e de tensão terminal e uma lógica de transferência de controle de tensão, foi também incorporado ao mesmo um esquema de proteção contra sobreexcitação do gerador, que também é empregado ao lado dos controles e proteções do gerador associados a essa condição anormal de operação. A lógica desse sistema de proteção adicional é representada pelos pontilhados da figura 42.

Uma outra característica para a proteção contra perda de excitação tem sido implementada por um grande fabricante de sistemas de proteção [50]. O princípio básico da proteção considera que uma proteção ótima contra a subexcitação do gerador síncrono deve ter sua característica de operação tão próxima quanto possível da característica limite de estabilidade estática, já que a mesma representa o valor mínimo de excitação que ainda permite uma operação estável da máquina, sem a ação do regulador de tensão.

A figura 43 apresenta a característica de operação da proteção contra perda de excitação que, neste caso, é plotada em um plano de admitâncias.



Legenda: 1 – Critério 1 do Estator  
2 – Critério 2 do Estator

Figura 43 – Característica de operação da proteção contra subexcitação SIEMENS

A proteção é ajustada segundo dois critérios básicos:

- Critério 1 do estator, também denominado de estabilidade estática, com supervisão da tensão terminal do gerador e da tensão de excitação;
- Critério 2 do estator, também denominado de estabilidade dinâmica, com supervisão da tensão terminal do gerador.

As zonas de atuação da proteção são definidas no plano de admitâncias, segundo os dois critérios, através de semi-retas com origem no eixo  $Q/V^2$ , posição (parâmetro  $\lambda$ ) e inclinação (parâmetro  $\alpha$ ) ajustáveis. Se a admitância vista pelo relé estiver localizada à esquerda dessas semi-retas, o relé atua, desde que haja permissão de supervisão de tensão. Os critérios de ajuste podem ser combinados para discriminar a atuação de alarmes ou desligamento do gerador com temporizações ajustáveis.

Apesar da significativa evolução representada pela adoção de dois relés *offset* mho, a proteção contra perda de excitação ainda suscita discussões entre os especialistas da área de proteção de sistemas elétricos. Ainda têm sido relatados casos de desligamentos de unidades geradoras durante perturbações que resultaram em significativas oscilações de potência, colaborando para o agravamento de situações de instabilidade no sistema. Também têm sido relatados casos de desligamentos de unidades geradoras devido à descoordenação entre a proteção e o limitador de subexcitação.

### **5.3 – ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE AJUSTES E DESEMPENHO DA PROTEÇÃO**

Conforme dito anteriormente, desde a proposta inicial de C. R. Mason, a utilização de um ou dois relés de distância *offset* mho ficou consagrada como a melhor opção para a detecção da condição anormal de perda parcial ou total da excitação de geradores síncronos e para prover uma boa estabilidade da proteção, evitando operações indevidas quando de oscilações estáveis no sistema.

Neste item são analisadas, detalhadamente, a característica de operação da proteção, a partir dos parâmetros de ajustes que a determinam e da prática como estes ajustes são implementados, bem como o desempenho da proteção frente às condições anormais de operação a que pode estar submetida a máquina.

Para subsidiar essa análise, foram realizadas simulações envolvendo o sistema elétrico apresentado na figura 6, onde um gerador está conectado a um barramento infinito através de um transformador elevador de impedância  $X_t = 8,67$  pu e de duas linhas de transmissão.

Foram simuladas condições de perda de excitação do gerador e de oscilações estáveis para avaliar o comportamento da proteção contra perda de excitação com característica *offset* mho. A impedância do sistema, representada pelo paralelo das duas linhas de transmissão ( $Z_{sist} = 0,2$  pu) também foi variada nas simulações de perda de excitação, através da retirada de operação de uma das LT ( $Z_{sist} = 0,4$  pu). As características de oscilação e perda de excitação são apresentadas no plano R-X em função do carregamento inicial do gerador e da impedância do sistema.

As simulações foram feitas utilizando os programas de fluxo de potência Flowint<sup>®</sup> e de estabilidade Microdin<sup>®</sup>, empregados pelas empresas de energia elétrica em seus estudos. Os modelos adotados nas simulações foram os mesmos utilizados nos estudos de estabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro. O modelo do gerador é o Modelo IV do IEEE, ou seja, o gerador é de pólos salientes, com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura. Esse modelo também despreza a saliência subtransitória da máquina, isto é, a reatância subtransitória de eixo em quadratura ( $X''_q$ ) é assumida igual à reatância subtransitória de eixo direto ( $X''_d$ ).

Os resultados das simulações são apresentados através de gráficos no Plano R-X contendo a variação da impedância vista dos terminais do gerador e as características de operação da proteção contra perda de excitação, utilizando programa especialmente desenvolvido em Matlab<sup>®</sup> [51], gentilmente cedido por seu autor, bem como a opção de construção de gráficos do Microsoft Excel<sup>®</sup>.

Em todos os casos analisados foi considerada a aplicação de duas unidades *offset* mho para proteção contra perda de excitação do gerador da figura 6, com os seguintes ajustes:

- *Offset* – ajustado em  $X'd/2 = 0,12$  pu
- Diâmetro da Característica Interna –  $Z1 = 1,0$  pu
- Diâmetro da Característica Externa –  $Z2 = Xd = 1,98$  pu

### 5.3.1 – Simulações de Perda de Excitação

Em todos os casos simulados foi considerada a perda de excitação provocada por um curto-circuito no enrolamento de campo do gerador, que é o tipo de falha mais provável. Entretanto, as características de variação da impedância vista dos terminais do gerador, apresentadas como resultado das simulações, são válidas também para os eventos de perda da excitação causados por abertura do circuito de campo do gerador.

O sumário das simulações realizadas está na tabela 5 e o resultado das simulações no Plano R-X é apresentado nas figuras de 44 a 49.

TABELA 5  
Sumário das simulações de perda de excitação

Caso	Carregamento Inicial do Gerador	Impedância do Sistema ( $Z_{sist}$ )
Caso 1	150 – j15,5 MVA	0,2 pu
Caso 2	70 – j20 MVA	0,2 pu
Caso 3	42 – j7,7 MVA	0,2 pu
Caso 4	150 – j15,5 MVA	0,4 pu
Caso 5	42 – j7,7 MVA	0,4 pu
Caso 6	9 – j8 MVA	0,2 pu

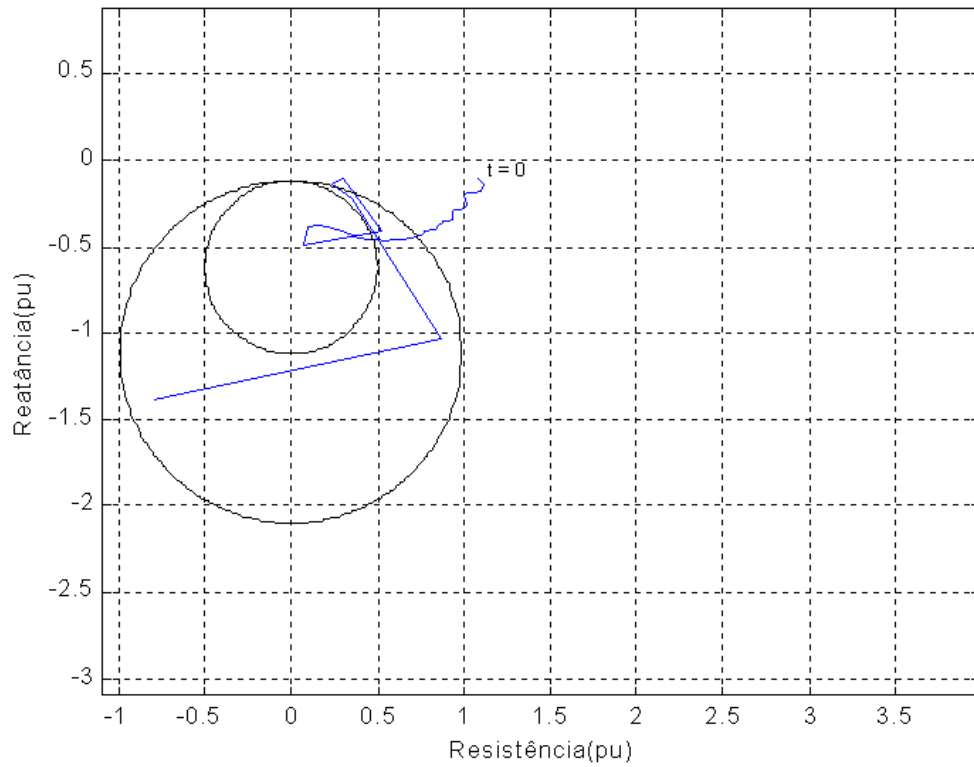


Figura 44 - Perda de excitação – carga pesada – caso 1

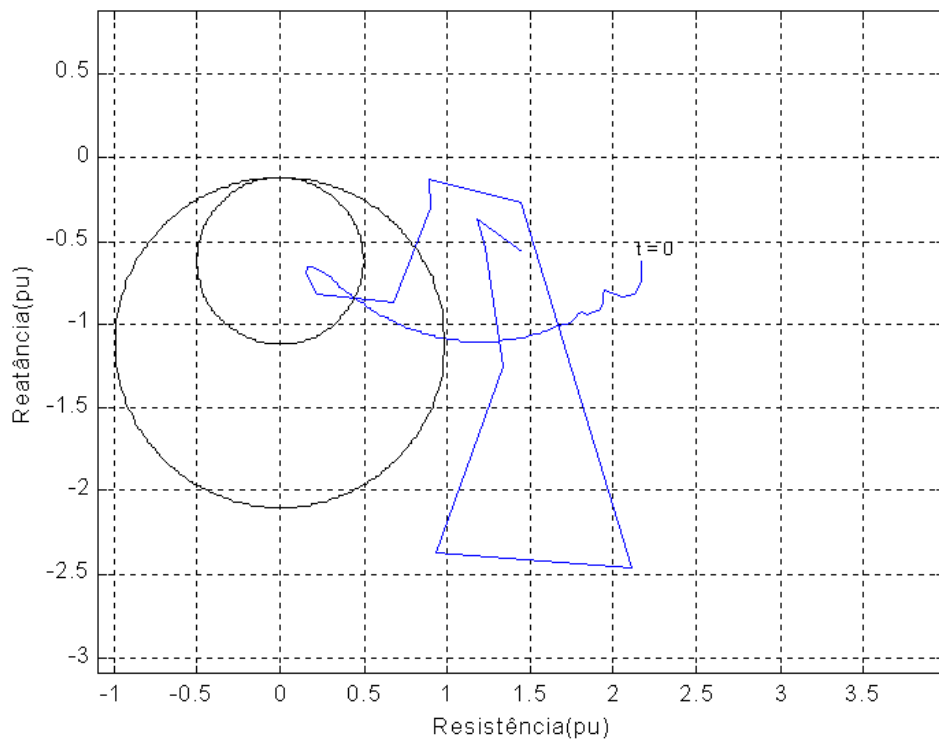


Figura 45 – Perda de excitação – carga média – caso 2

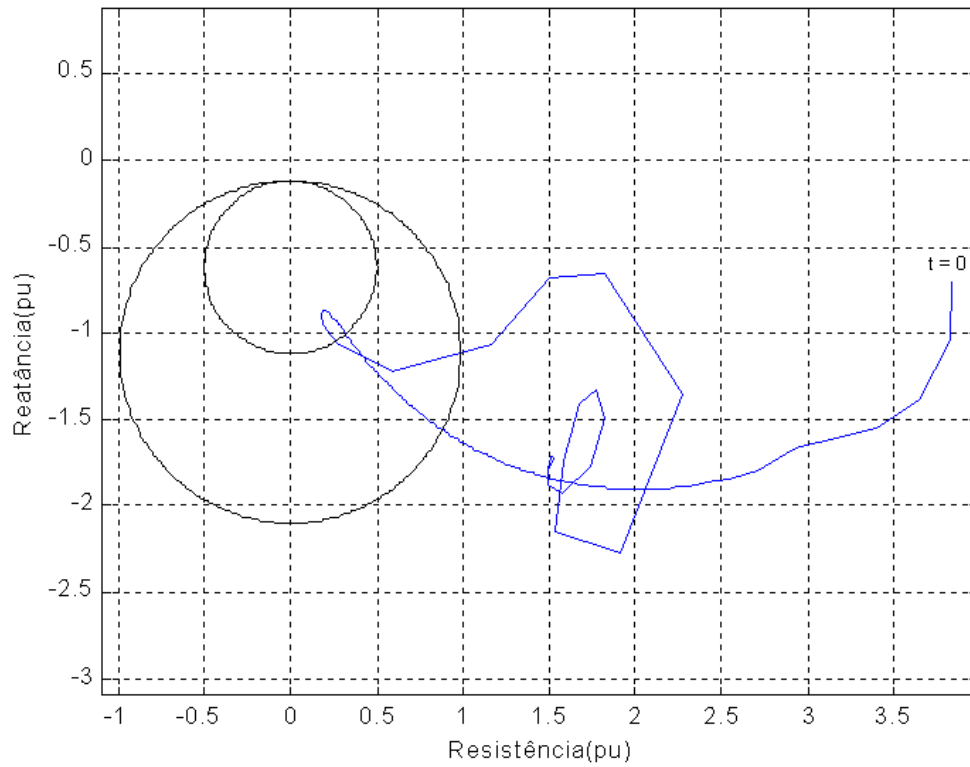


Figura 46 – Perda de excitação – carga leve – caso 3

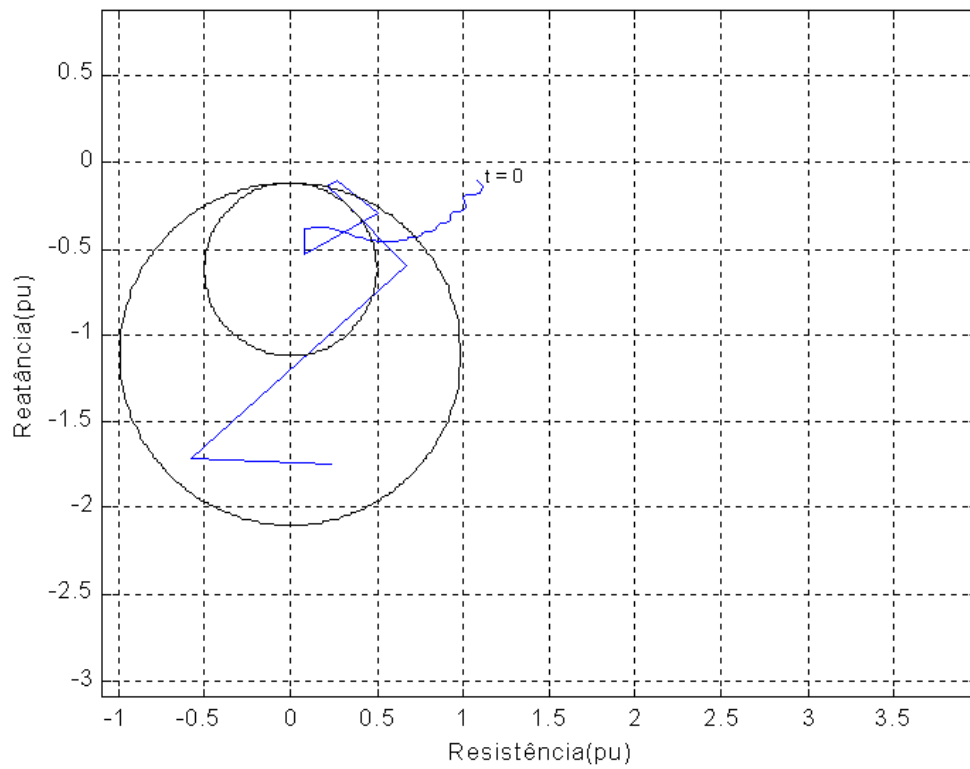


Figura 47 – Perda de excitação – carga pesada – caso 4

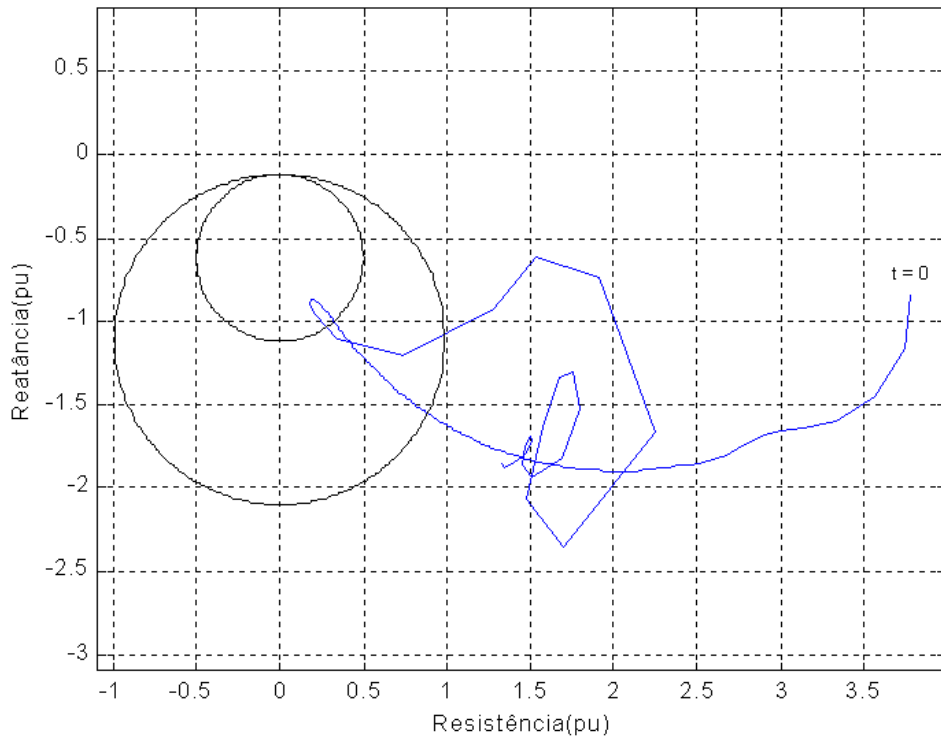


Figura 48 – Perda de excitação – carga leve – caso 5

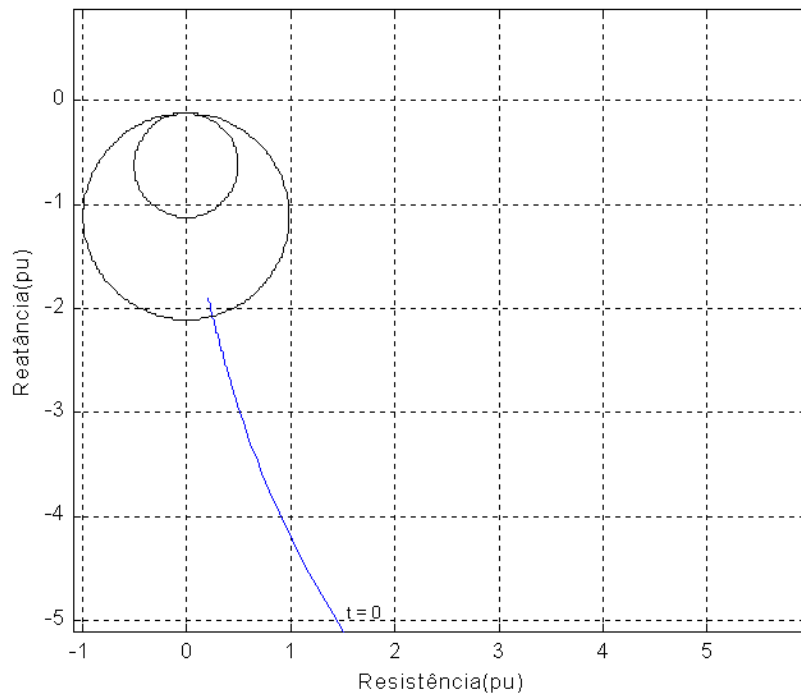


Figura 49 – Perda de excitação – 5% do carregamento nominal – caso 6

### 5.3.2 – Simulações de Oscilações Estáveis

Para verificar o desempenho da proteção frente às oscilações estáveis, foi simulado, para diversas condições de carregamento do gerador, um curto-circuito trifásico na saída da LT1, eliminado no tempo crítico de 100 milissegundos (com a retirada da LT1 sob falta). Foram incluídos na simulação um pequeno período de regime permanente, antes da aplicação do defeito e mais um período para registro da variação da impedância vista dos terminais do gerador após a falta e remoção da LT.

O sumário das simulações realizadas está na tabela 6 e o resultado das simulações no Plano R-X é apresentado nas figuras de 50 a 53.

TABELA 6  
Sumário das simulações de oscilações estáveis

Caso	Carregamento Inicial do Gerador	Impedância do Sistema ( $Z_{sist}$ )
Caso 7	150 – j15,5 MVA	0,2 pu
Caso 8	70 – j20 MVA	0,2 pu
Caso 9	42 – j7,7 MVA	0,2 pu
Caso 10	150 – j70 MVA	0,2 pu

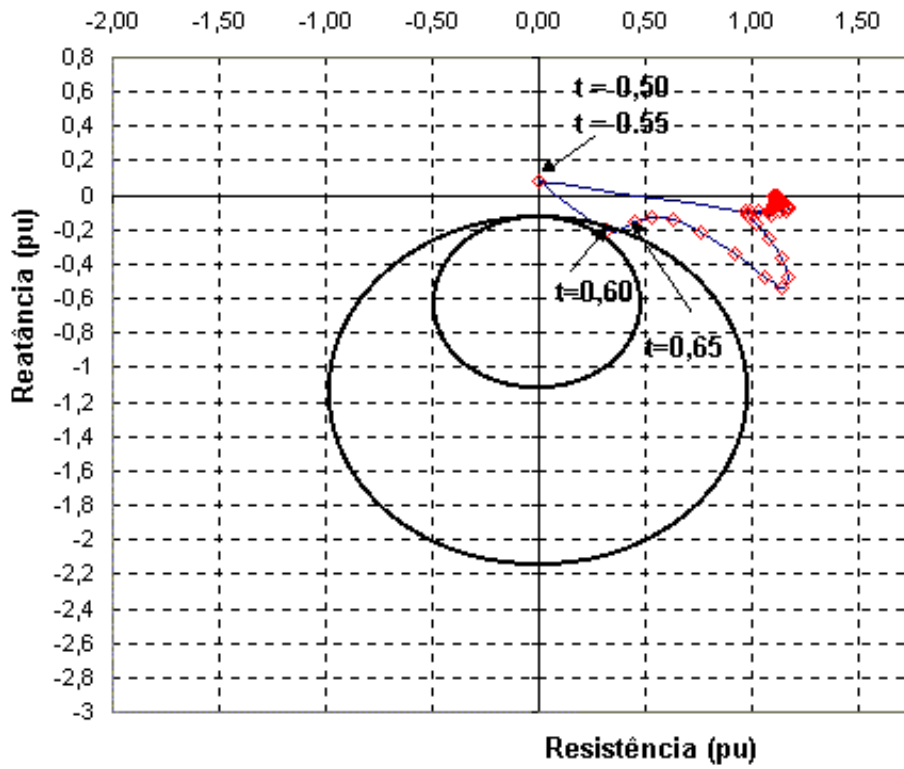


Figura 50 – Oscilação estável – caso 7

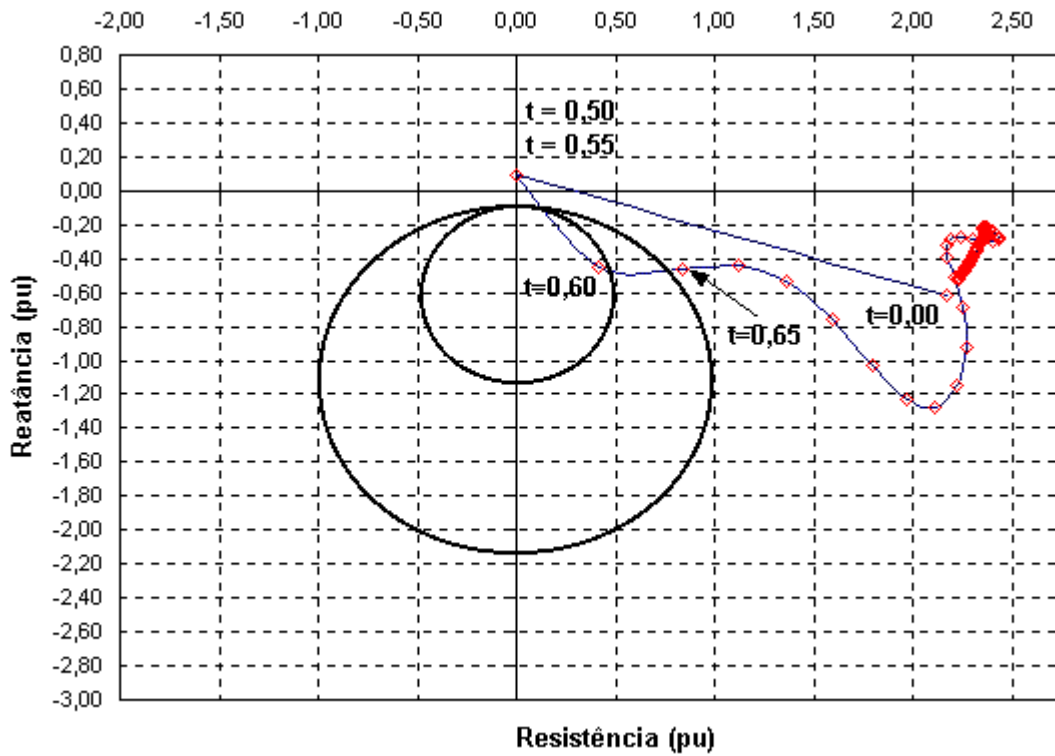


Figura 51 – Oscilação estável – caso 8

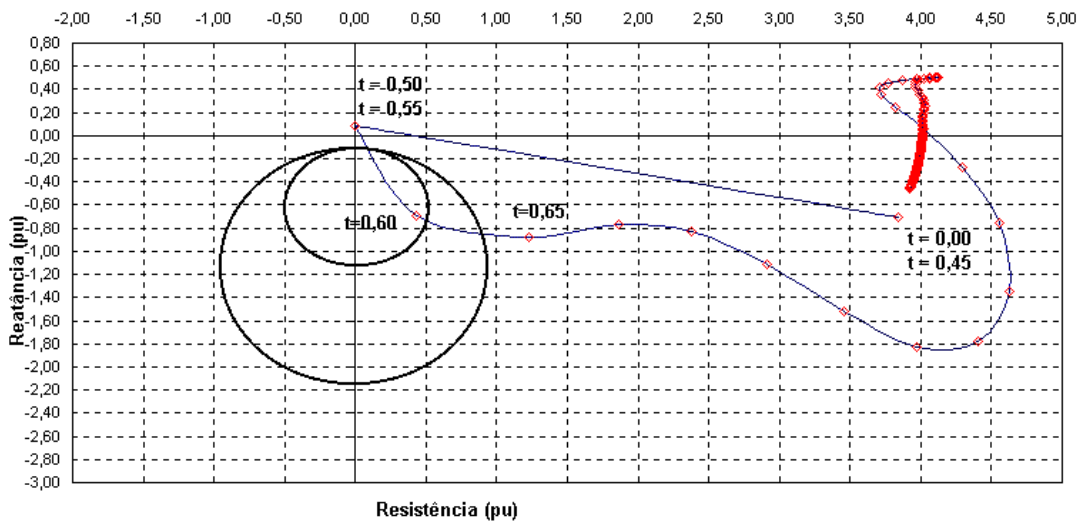


Figura 52 – Oscilação estável – caso 9

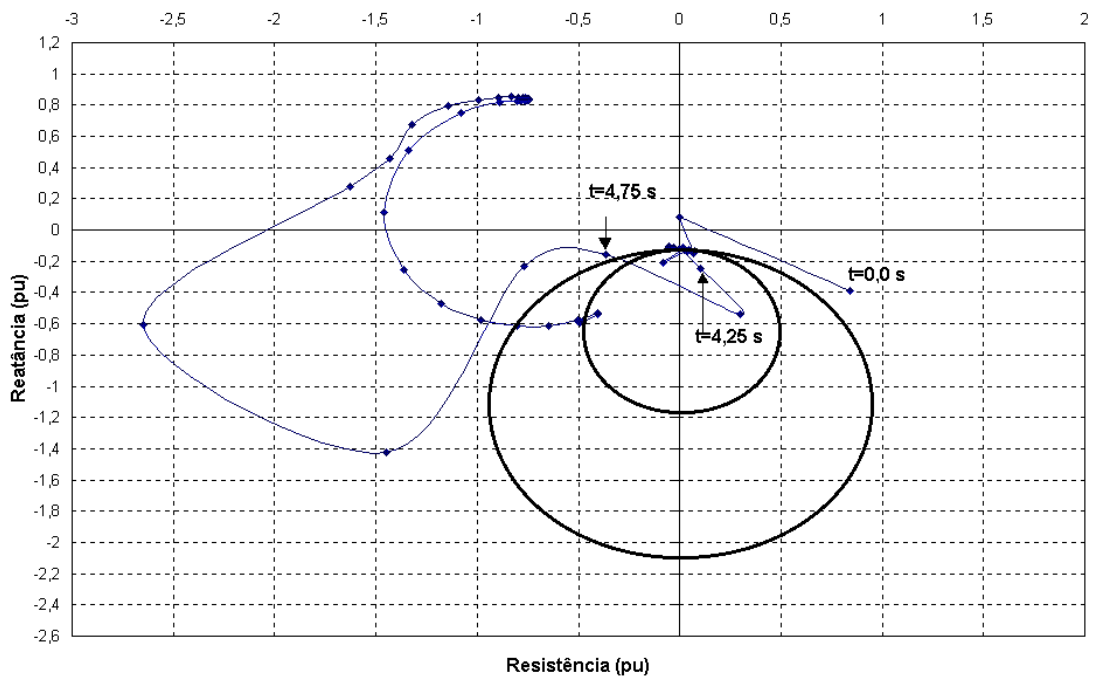


Figura 53 – Oscilação estável – caso 10

### 5.3.3 – Limites Operacionais da Unidade de Impedância

Os limites operacionais da proteção *offset* mho para perda de excitação são definidos pelos ajustes de *offset* e de alcance. Os valores típicos para esses ajustes foram inicialmente propostos por C. R. Mason, observando as curvas características de perda de excitação para um gerador submetido a diversos níveis de carregamento. Esses ajustes foram mantidos, com pequenas adaptações, para as demais características de operação posteriormente empregadas.

Conforme citado no item 5.2.3 dessa dissertação, foi observado que, para geradores com alto carregamento ( $P > 0,3pu$ ), o vetor impedância excursiona rapidamente, alcançando um ponto próximo à origem do plano R-X, em torno do qual passa a oscilar. Este ponto corresponde à média dos valores das reatâncias subtransitórias de eixo direto e de eixo em quadratura do gerador.

Por outro lado, ainda segundo as observações de C. R. Mason, para geradores com baixo carregamento ( $P < 0,3pu$ ), o vetor impedância excursiona mais lentamente, cruzando e atingindo pontos inferiores da característica de operação da proteção e oscilando novamente para fora da mesma. Numa condição limite, com carregamento nulo do gerador, a trajetória da oscilação alcança um ponto dentro da característica de operação que se aproxima do valor médio entre as reatâncias síncronas de eixo direto e de eixo em quadratura do gerador.

Para uma avaliação preliminar dos valores propostos para os ajustes do *offset* e do alcance, recorre-se à tabela 7, que lista as faixas de variação típica dos principais parâmetros de máquinas síncronas.

TABELA 7

Faixas típicas para os parâmetros de máquinas síncronas [26]

Parâmetros		Unidades Hidráulicas	Unidades Térmicas
Reatância Síncrona	$X_d$	0,6 – 1,5	1,0 – 2,3
	$X_q$	0,4 – 1,0	1,0 – 2,3
Reatância Transitória	$X'_d$	0,2 – 0,5	0,15 – 0,4
	$X'_q$	-	0,3 – 1,0
Reatância Subtransitória	$X''_d$	0,15 – 0,35	0,12 – 0,25
	$X''_q$	0,2 – 0,45	0,12 – 0,25
Constante de Tempo Transitória	$T'_{d0}$	1,5 – 9,0 s	3,0 – 10,0 s
	$T'_{q0}$	-	0,5 – 2,0 s
Constante de Tempo Subtransitória	$T''_{d0}$	0,01 – 0,05 s	0,02 – 0,05 s
	$T''_{q0}$	0,01 – 0,09 s	0,02 – 0,05 s
Enlace de Fluxo do Estator	$X_l$	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2
Resistência do Estator	$R_a$	0,002 – 0,02	0,0015 – 0,005

Notas: 1 – Os valores das Reatâncias estão em pu com referência aos valores nominais da máquina.

2 – As Constantes de Tempo estão em segundos.

Para geradores hidráulicos a média das reatâncias subtransitórias se situa na faixa entre 0,175 pu e 0,40 pu. Para máquinas térmicas, essa média é um valor entre 0,12 pu e 0,25 pu. Já a média das reatâncias síncronas se situa na faixa entre 0,5 pu e 1,25 pu para geradores hidráulicos, e entre 1,0 pu e 2,3 pu para máquinas térmicas. Escolhendo um ajuste igual a  $X'_d/2$ , o valor do *offset* estará situado na faixa entre 0,1 e 0,25, para máquinas hidráulicas, e 0,075 pu e 0,20 pu, para máquinas térmicas.

Pode-se concluir, pela análise dos parâmetros típicos apresentados na tabela 7, que o lugar geométrico do vetor impedância, para perda de excitação, tanto para geradores pouco carregados quanto para geradores com alto carregamento, é sempre maior que o ajuste proposto para o *offset*, o que garante sensibilidade da proteção. Essa constatação pode ser comprovada através dos resultados das simulações de perda de excitação apresentadas nas figuras 44 a 49.

Já o alcance da proteção, inicialmente proposto por C. R. Mason, correspondia ao valor da reatância síncrona de eixo direto do gerador, o que determinava o diâmetro da característica de operação no valor de  $(X_d - X'_d/2)$ . Posteriormente, com a fixação pelos fabricantes do diâmetro da característica de operação em  $X_d$ , o alcance foi alterado para  $(X_d + X'_d/2)$ , visando acomodar imprecisões nos valores dos parâmetros dos geradores e nos ajustes da proteção. Mesmo não sendo uma modificação muito crítica, pois o ponto de interseção da característica com o eixo X será movido em torno de 5% a 10% [51], alguns especialistas optaram por não adotá-la, já que o relé ficará um pouco mais sensível às oscilações estáveis.

Nas simulações realizadas neste trabalho, a proteção apresentou boa sensibilidade na detecção dos eventos de perda de excitação. Em todas elas a trajetória da impedância vista dos terminais do gerador cruzou a característica operacional da proteção. A variação nos valores da impedância do sistema (casos 4 e 5) não resultou em mudanças significativas na trajetória da impedância após a perda da excitação. Já na simulação com o gerador operando inicialmente com valores mínimos de carregamento (5% da potência nominal – caso 6), a trajetória da impedância vista dos terminais do gerador após a perda da excitação cruza a característica externa da proteção, permanecendo dentro do círculo característico e oscilando em torno de um ponto próximo ao alcance máximo do relé.

Vale ressaltar que o resultado da simulação do caso 6, além de comprovar a sensibilidade da proteção, demonstra a importância da adoção da unidade de impedância Z2 para a detecção da condição de perda de excitação com baixo carregamento do gerador. Esse tipo de evento é menos drástico, já que o dreno de potência reativa será bem menor, porém, caso a proteção não seja sensibilizada, o gerador continuará exposto aos efeitos danosos do aquecimento provocado pela corrente que flui para dentro de seus terminais, permanecendo também por mais tempo o dreno de potência reativa do sistema elétrico. Assim, para geradores com  $X_d$  maior que 1,2 pu, para os quais são impostas limitações no ajuste do alcance da proteção, visando evitar operações indevidas para oscilações estáveis no sistema, a adoção de apenas uma unidade *offset* mho é fundamental para garantir proteção ao gerador e ao sistema elétrico.

A tabela 8 a seguir resume os tempos de intercessão e de permanência da trajetória da impedância vista dos terminais do gerador dentro da característica de operação da proteção, para os eventos de perda de excitação simulados.

Tabela 8

Tempos de interseção e de permanência da trajetória da impedância dentro da característica de operação da proteção

Simulações de perda de excitação - casos 1 a 6

Caso	Carregamento Inicial (MVA)	Instante de Intercessão (s)	Tempo de Permanência Z1 (s)	Tempo de Permanência Z2 (s)	Tempo Total de Permanência (s)
1	150 - j15	2,40	0,45	0,95	1,40
2	70 - j20	4,45	0,80	3,10	3,90
3	42 - j7,7	7,40	0,40	7,10	7,50
4	150 - j15	2,40	0,55	0,80	1,35
5	42 - j7,7	7,60	0,20	7,10	7,30
6	9 - j8	16,40	0,00	>29,00	> 29,00

Para os casos 1 e 4 (carga pesada) acontecerá o *trip* da proteção pela unidade Z1, pois o tempo de permanência dentro da característica interna é suficiente para vencer o tempo normalmente ajustado para essa unidade. Nos casos 2, 3, 5 e 6 a proteção deverá operar através da unidade Z2.

Os resultados das simulações de oscilações estáveis foram apresentados no item 5.3.2, figuras 50 a 53. Nos casos 7, 8 e 9 a trajetória da oscilação atinge inicialmente um ponto próximo à origem do Plano R-X, que corresponde ao valor da impedância do transformador elevador ( $X_t = 8,67$  pu), e posteriormente cruza a característica de operação da proteção num tempo máximo de 100 milissegundos.

Já a simulação do caso 10 representa uma situação extrema, com o gerador operando inicialmente na região de subexcitação (Fator de Potência = 0,9), antes da aplicação do curto-circuito trifásico para simulação da oscilação estável. Como pode ser visto na figura 53, pode acontecer a entrada da trajetória da oscilação estável nos limites de operação da proteção. Na simulação realizada, após a eliminação da falta, a trajetória de impedância oscila durante algum tempo em torno de um ponto próximo ao ajuste de *offset*, entrando posteriormente na característica do relé, onde permaneceu durante 0,5 segundos.

Considerando as simulações de perda de excitação e de oscilações estáveis realizadas neste trabalho, pode se concluir que a faixa de temporização para o *trip* da unidade Z2 encontrada na bibliografia, que vai de 0,5 a 0,75 segundos, cobre em grande parte a necessidade de prover proteção contra perda de excitação para o gerador com baixo carregamento e ainda evitar possíveis operações indevidas para oscilações estáveis. Entretanto, esse compromisso deve ser confirmado através de simulações computacionais que permitam avaliar o tempo de permanência da trajetória da oscilação dentro da característica da proteção. Em aplicações mais recentes a faixa de ajuste tem sido ampliada para ajustes de tempo entre 0,5 e 3,0 segundos.

---

A adoção do ajuste de *offset* introduz uma margem de segurança contra operações indevidas da proteção para faltas próximas à origem do Plano R-X. É o caso, por exemplo, de um curto-circuito nos terminais do gerador, ocasião em que a impedância vista pela proteção está situada na origem do Plano R-X ( $Z = 0$ ). Entretanto, nesse caso, deverá ocorrer o desligamento do gerador pela atuação de outra função de proteção.

A referência [52] sugere que o *offset* seja ajustado numa faixa entre  $0,5X'd$  e  $0,75X'd$ . Pelas simulações realizadas, pode-se concluir que a adoção de um *offset* igual a  $0,75X'd$  altera muito pouco a sensibilidade da proteção para detectar os eventos de perda da excitação ou a possibilidade de operações indevidas devido a oscilações estáveis no sistema. Já na referência [50] é apresentada uma dedução matemática dos limites operacionais da proteção *offset* mho aplicada à perda de excitação, a partir das equações que representam a potência ativa e reativa de um gerador conectado a um barramento infinito.

A possibilidade de operação da proteção para oscilações estáveis é função de diversos fatores tais como o tempo crítico de eliminação das faltas, atuação do regulador de tensão e operação da máquina com fator de potência em avanço. Nas figuras 50, 51 e 52, a trajetória da oscilação cruza a característica de operação da unidade interna Z1, cuja atuação foi inicialmente proposta para ser instantânea. Para evitar atuações indevidas da proteção, tem sido recomendada a adoção de uma temporização adicional também para essa unidade. Na bibliografia foram encontradas sugestões de ajustes para a temporização da atuação da unidade Z1 variando de uns poucos ciclos até 0,4 segundos. Pelas simulações realizadas, pode-se concluir que o ajuste do tempo de atuação entre 0,25 e 0,30 segundos, prática atual, é suficiente para evitar atuações indevidas devido a oscilações estáveis, garantindo ainda um tempo reduzido de atuação para os eventos de perda de excitação com alto carregamento do gerador.

### 5.3.4 – Unidade Direcional

A utilização de uma unidade direcional nos relés de proteção contra perda de excitação visava inicialmente detectar o fluxo de potência reativa entrando na máquina, para prover um alarme para o operador [42].

Em outras aplicações, onde a característica de operação não prevê um *offset* em relação à origem do Plano R-X, a adoção de um elemento direcional garante a não operação da proteção para faltas externas. Essa aplicação é mostrada na figura 41.

O eixo de torque nulo da unidade direcional é normalmente ajustado na faixa de  $-10^\circ$  a  $-13^\circ$ . Dessa forma, sempre que o gerador estiver operando com um fator de potência igual ou abaixo de 0,98, a unidade direcional estará operada.

### 5.3.5 – Unidade de Subtensão

A adoção de uma unidade de subtensão foi proposta logo após a adoção do relé *offset* mho, visando aumentar a segurança da proteção contra perda de excitação.

Nos primeiros desenvolvimentos, a operação das unidades direcional e de impedância acionava um alarme para o operador, enquanto que a operação também da unidade de subtensão provocava o *trip* da proteção e o desligamento do gerador. Esse esquema tinha como objetivo restringir a operação da proteção apenas para os eventos em que fosse detectada verdadeira perda da excitação do gerador [42].

O elemento de subtensão, incluído na proteção contra perda de excitação, opera para a queda de tensão medida nos terminais do gerador, que aumenta na proporção em que o gerador absorve um grande volume de potência reativa do sistema ao qual se encontra conectado, logo após perder sua excitação.

---

Como a unidade de subtensão tem uma importância capital na decisão de *trip* nos esquemas de proteção onde é aplicada, uma maior atenção deve ser dada ao correto ajuste dessa unidade. Os ajustes normalmente sugeridos por fabricantes podem não atender às peculiaridades do sistema onde o gerador se encontra conectado, principalmente no caso de mudanças de configuração do sistema elétrico. As dificuldades para a determinação de um ajuste para a unidade de subtensão que atenda a todas as situações, tem levado ao bloqueio dessa unidade em algumas aplicações, sendo que existem resistências por parte dos especialistas de proteção em colocá-la em serviço.

Através de simulações computacionais, pode-se determinar, com maior precisão, os tempos de atuação de cada elemento da proteção contra perda de excitação e o nível correto de subtensão a ser ajustado, de modo que a proteção tenha um desempenho correto. Os seguintes procedimentos são sugeridos para atingir esse objetivo [53]:

- Simulação da perda de excitação do gerador com carregamento mínimo;
- Determinação do instante de operação das unidades direcional e de impedância, através da plotagem no plano R-X da característica de perda de excitação e das características da unidade de impedância e da unidade direcional;
- Plotagem dos tempos de operação das unidades direcional e de impedância e do tempo sugerido pelo fabricante para o ajuste do elemento direcional em um gráfico tempo x tensão terminal, verificando se o ajuste proposto é aplicável.

Para exemplificar o método utilizado, a simulação de perda de excitação com baixo carregamento do gerador, correspondente ao caso 3 da tabela 5, foi utilizada. No plano R-X foram plotados, a característica de operação da proteção, com os ajustes normalmente implementados no relé *offset* mho e um elemento direcional ajustado com um ângulo de  $13^\circ$  em relação ao eixo R, bem como a característica de perda de excitação obtida na simulação.

No gráfico no plano R-X, figura 54, são determinados os pontos e os tempos de operação das unidades direcional e *offset* mho para o fluxo de potência reativa que flui do sistema para dentro do gerador .

No gráfico da variação da tensão terminal do gerador submetido à perda de excitação, figura 55, são então plotados os tempos de operação da unidades direcional e *offset* mho, e verificado o melhor ajuste a ser aplicado à unidade de subtensão, de modo que a mesma não bloqueie a correta atuação da proteção para um evento de perda de excitação.

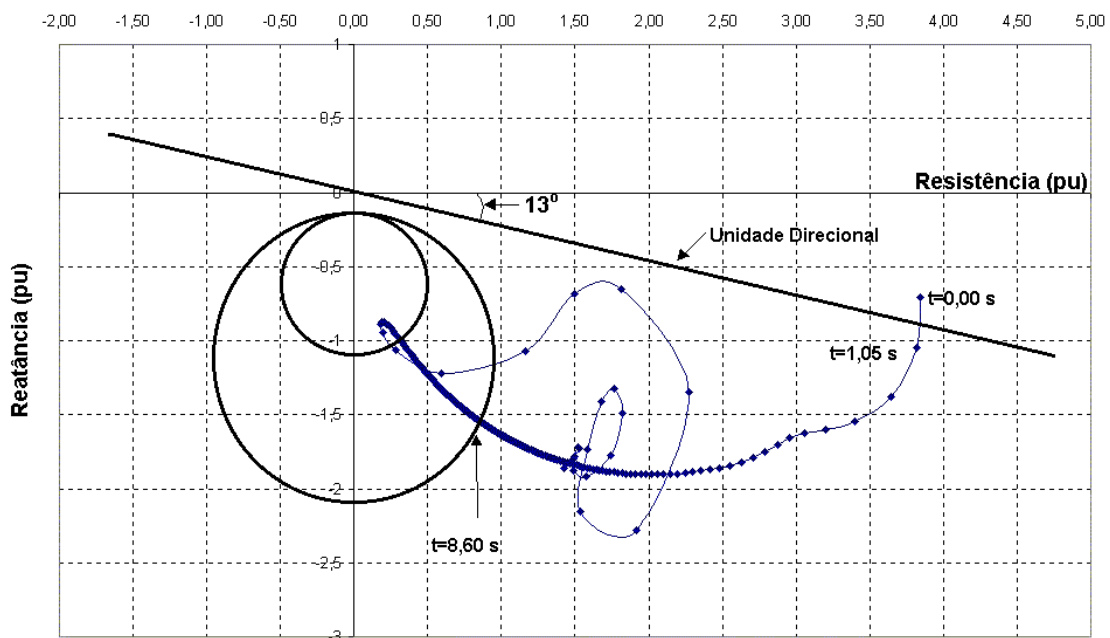


Figura 54 – Tempos de operação das unidades *offset* mho e direcional para a perda de excitação do caso 3 da tabela 5

Pode-se notar que, caso o ajuste recomendado pelo fabricante esteja abaixo de 0,939 pu, a unidade de subtensão não operará e, caso o esquema da proteção dependa da operação dessa unidade, não haverá *trip* da proteção contra perda de excitação para o evento em questão. É recomendável a adoção de um intervalo de segurança, acima do valor mínimo de tensão

terminal encontrado, para a determinação do ajuste a ser aplicado à unidade de subtensão.

A referência [53] recomenda que o ajuste da unidade de subtensão deve sempre ser feito assumindo valores mínimos de fornecimento de potência ativa pelo gerador estando todas as demais unidades geradoras em serviço, porém, mesmo sob essa condição, o gerador sob análise pode perder a excitação e não haver uma queda da tensão terminal suficiente para fazer operar a unidade de subtensão. Essa constatação, aliada às dificuldades de se prever todas as situações através de simulações computacionais, é que torna complicada a determinação de um ajuste ótimo para a unidade de subtensão e contribui para a decisão de alguns especialistas de proteção em mantê-la bloqueada.

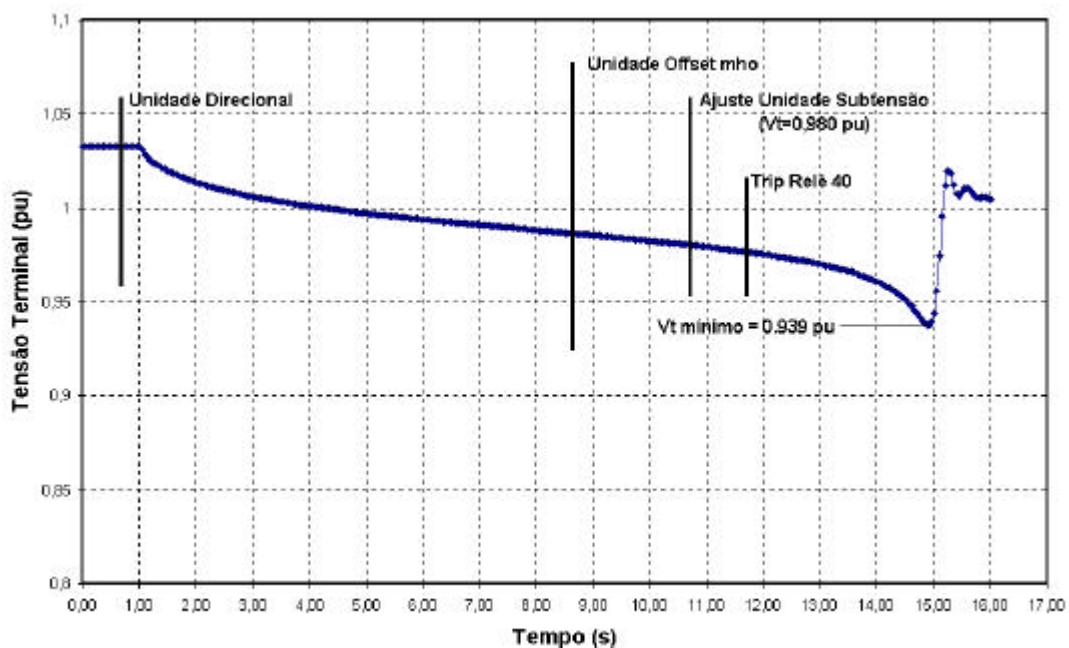


Figura 55 – Tensão terminal após a perda de excitação do caso 3 e tempos de operação das unidades da proteção

### 5.3.6 – Desempenho frente a Condições de Sub/Sobrequência

Durante oscilações estáveis, a frequência do sistema pode variar e provocar distorções na característica de operação da proteção *offset mho*. Em geral,

uma condição de subfreqüência resulta em um ângulo de máximo torque menor e uma diminuição no alcance da proteção. Já uma condição de sobrefreqüência resulta num acréscimo no ângulo de máximo torque e um aumento no alcance ôhmico da proteção, conforme apresentado na figura 56 [44] [45]. Entretanto, essa distorção, registrada somente em relés de tecnologia eletromecânica, em razão da composição dos torques eletromecânicos de operação, não é muito crítica.

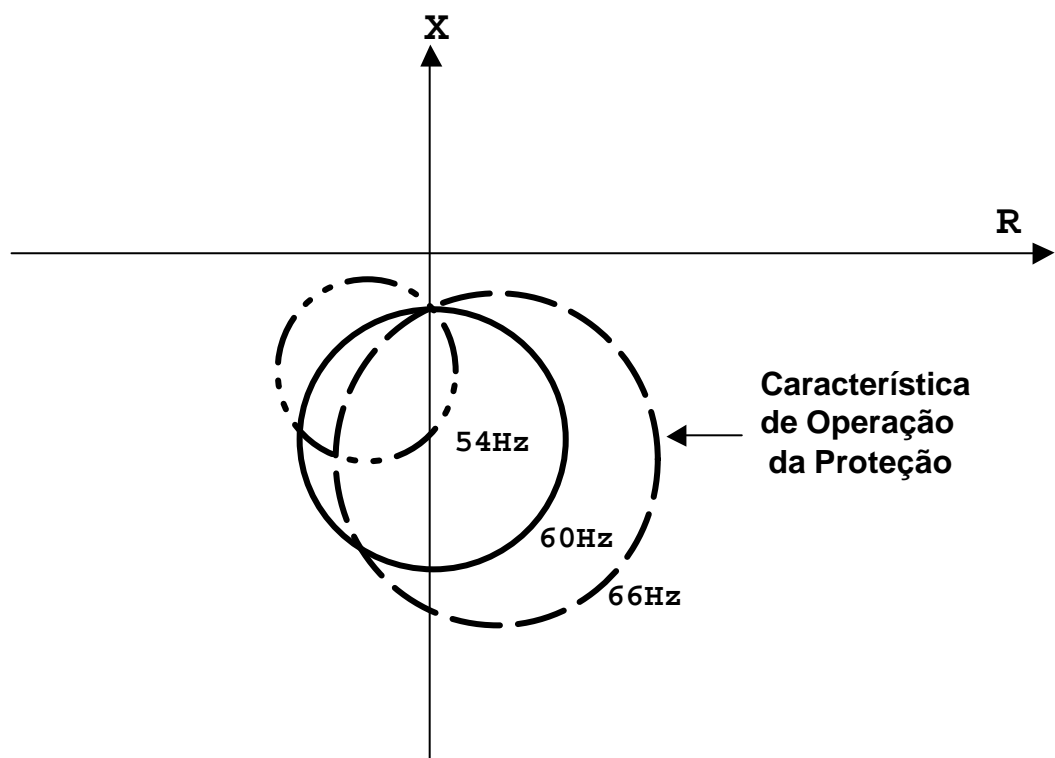


Figura 56 – Efeito da freqüência na característica *offset mho* da proteção contra perda de excitação [44]

Investigações realizadas após algumas perturbações ocorridas no sistema elétrico norte-americano comprovaram que a atuação de alguns relés de perda de excitação, que provocaram o desligamento de unidades geradoras, foram corretas, sendo que a causa mais provável foi o funcionamento incorreto de alguns sistemas de excitação, decorrente de sua resposta às variações de freqüência [2] [44].

### 5.3.7 – Filosofia de Disparo da Unidade Geradora pela Proteção contra Perda de Excitação

A seleção do método de disparo associado ao esquema de proteção do gerador é importante para minimizar os danos ao gerador e prepará-lo para um rápido retorno à operação. Essa tarefa requer amplos conhecimentos dos equipamentos envolvidos, assim como o seu comportamento em condições anormais e, principalmente, sob condições anormais de operação. Mais especificamente, o que se deve buscar é assegurar que os efeitos de falhas e distúrbios sejam restringidos à sua área de ocorrência.

De modo geral, quatro métodos de disparos são recomendados na literatura para o desligamento do gerador. O método de disparo simultâneo promove o desligamento dos disjuntores do gerador e do disjuntor de campo, desligando também a turbina. Outro método promove apenas o disparo do gerador, desligando os disjuntores do gerador e de campo e mantendo a máquina girando a vazio, pronta para ser novamente sincronizada ( *“speed no load”*). Quando se deseja manter cargas auxiliares da unidade conectadas ao gerador apenas os disjuntores do gerador são desligados. Finalmente têm-se o sistema de disparo seqüencial, normalmente empregado em máquinas a vapor [3].

Tendo em vista os sérios riscos para a integridade do gerador, em razão dos danos em potencial representados pela perda da excitação, a atuação da proteção contra perda de excitação é normalmente associada ao método de disparo simultâneo, promovendo a abertura do disjuntor do gerador, do disjuntor de campo e desligamento da turbina. O disjuntor de campo é desligado para minimizar o dano ao circuito de campo se o motivo da perda da excitação foi um defeito neste circuito, como por exemplo, um curto-circuito[4].

#### **5.4– COORDENAÇÃO ENTRE A PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO E O LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO**

A operação do gerador síncrono na região de subexcitação, como foi delineado ao longo dessa dissertação, envolve diversos problemas que devem ser considerados, na definição da operação da máquina naquela região da curva de capacidade. Esses problemas estão ligados ao sobreaquecimento do núcleo e de partes finais do ferro do estator, estabilidade do gerador frente aos distúrbios no sistema elétrico e correto funcionamento de equipamentos de proteção e controle.

A solução desses problemas está intimamente ligada à filosofia de operação a ser adotada, cujas linhas mestras devem contemplar alguns pontos como, por exemplos, os adotados por uma grande empresa de energia elétrica canadense [17]:

- Necessidade de se otimizar a utilização das capacidades de todos os equipamentos instalados;
- Necessidade de se maximizar a capacidade de despacho de potência reativa das unidades geradoras de modo a prover maior flexibilidade operacional;
- Modo de operação dos reguladores de tensão das unidades geradoras;
- Utilização de sistemas de excitação estáticos e aplicação de PSS.

Normalmente, quando esses estudos prevêm a necessidade de operação do gerador síncrono na região de subexcitação, o que se busca é a maior utilização possível da capacidade da máquina em operar nessa região. Assim, os ajustes a serem aplicados ao MEL serão influenciados por essa filosofia de operação. Estes ajustes devem, entretanto, permitir que haja uma operação segura do limitador, até um determinado ponto além do limite de estabilidade, sem permitir que a proteção de perda de excitação, que também opera na região, desligue o gerador indevidamente.

---

Por conseguinte, fica clara a necessidade de se prover seletividade entre o limitador de subexcitação e a proteção de perda de excitação. Tem sido observado que muitos desligamentos de geradores síncronos ocorrem indevidamente devido à não observância de uma “coordenação” entre esses dispositivos. Essa “coordenação” pode ser melhor visualizada nos gráficos da figura 57, apresentados nos planos P-Q e R-X.

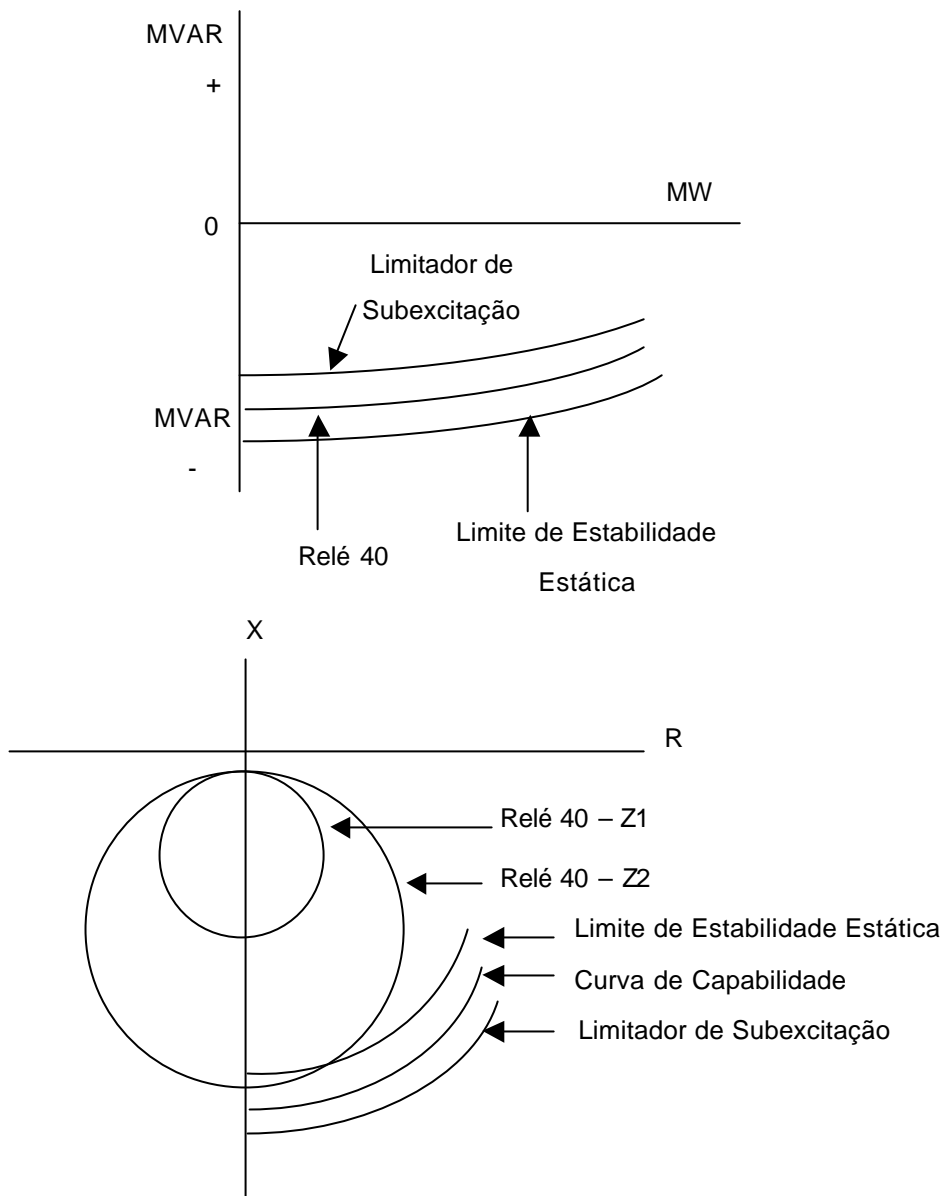


Figura 57 – Coordenação entre o limitador de subexcitação e a proteção contra perda de excitação

O problema da coordenação entre o MEL e a proteção contra perda de excitação é pouco citado na literatura. A referência [2] fornece uma pista sobre a importância deste assunto ao comentar o desempenho dos reguladores de tensão na região de subexcitação, afirmando “existir certa preocupação quanto à possibilidade do regulador efetuar uma excursão abaixo dos limites de subexcitação (*“undershoot”*) por ocasião da tentativa de se manter este limite e causar uma momentânea excursão da impedância aparente dentro das características do relé”.

Bérubé et al. [17] evidenciam a necessidade de coordenação entre o MEL e a proteção contra perda de excitação, recomendando a utilização do limitador para evitar operações indevidas da proteção contra perda de excitação, desde que o mesmo apresente uma rápida resposta dinâmica. Para situações em que o limitador é implementado junto a sistemas de excitação com excitatriz principal rotativa ou excitatrizes piloto, de resposta lenta, a característica do limitador deve ser ajustada com uma larga margem, para acomodar sobrealcances transitórios.

J. R. Ribeiro [35] estabelece como um marco o ajuste do MEL com uma margem de 15% em relação ao limite de estabilidade estática. Também o IEEE [33] recomenda que os ajustes do MEL tenham como base o limite de estabilidade estática, sem contudo estabelecer um patamar de coordenação. Esse critério de ajuste do MEL deve ser adotado mesmo que o regulador de tensão da máquina esteja operando no modo de controle automático, já que o ajuste da proteção contra perda de excitação pode também ser baseada neste limite, sendo importante prover uma coordenação apropriada entre o MEL e a proteção de modo que a ação do limitador aconteça sempre antes da atuação da proteção e conseqüente desligamento do gerador.

Como o problema do ajuste e coordenação do limitador e da proteção para a operação do gerador na região de subexcitação depende da filosofia de operação adotada, foi aplicada uma pesquisa às principais empresas de

---

geração do sistema elétrico brasileiro, visando identificar os principais pontos da filosofia adotada pelas mesmas no ajuste e operação de suas unidades geradoras na região de subexcitação. Essa pesquisa constou das seguintes perguntas:

- 1 - Qual a política da empresa para a utilização da capacidade de despacho de potência reativa de suas unidades geradoras?
- 2 - Qual o critério utilizado pela empresa para ajustar o limitador de subexcitação (detalhar se possível)?
- 3 - A empresa faz verificação da coordenação entre o limitador de subexcitação e a proteção contra perda de excitação (ANSI 40)? Em caso afirmativo, como é feita essa verificação (detalhar se possível)?
- 4 - A empresa já enfrentou problemas de desligamentos indevidos de unidades geradoras pela proteção ANSI 40 (perda de excitação) ou por conflito de operação dessa proteção com o limitador de subexcitação?
- 5 - A empresa utiliza ferramentas de simulação para verificação das condições de perda de excitação e operação de geradores na região de subexcitação? Em caso afirmativo, quais ferramentas são utilizadas?

A pesquisa foi enviada a 06 grandes empresas de geração brasileiras, sendo que 05 empresas – Itaipu, Cemig, Copel, Eletronorte e Furnas Centrais Elétricas responderam às perguntas. Todas as empresas pesquisadas adotam uma política semelhante no que se refere à exploração da capacidade de despacho de potência reativa de seus geradores, buscando a plena utilização dessa capacidade, observando-se os limites impostos pelos ajustes dos equipamentos de proteção e controle e as diretrizes para a operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS).

Para ajustar o limitador de subexcitação (MEL), as empresas pesquisadas citaram como principais critérios observados a característica de operação do MEL, maior proximidade possível da curva limite de estabilidade estática e necessidade de coordenação dinâmica entre o MEL e a proteção contra perda

---

de excitação do gerador. Todas as empresas consultadas admitiram que fazem a verificação da coordenação dinâmica entre o MEL e a proteção contra perda de excitação, porém com algumas diferenças nos procedimentos adotados entre uma e outra empresa.

Itaipu afirmou que a verificação da coordenação dinâmica entre o MEL e a proteção é feita através de simulações computacionais. Cemig, Copel e Furnas fazem validações da coordenação através de testes dinâmicos no campo, com a aplicação de degrau de tensão na saída do regulador de tensão, para forçar a atuação do MEL e determinar o seu limite de atuação em relação ao limite de estabilidade estática e em relação à característica de operação da proteção contra perda de excitação. Antes dos testes dinâmicos no campo, as empresas Cemig e Copel efetuam estudos teóricos para verificação da coordenação, através da plotagem no Plano P-Q ou no Plano R-X da curva de capacidade do gerador e das características de operação do limitador e da proteção. Quanto a valores de ajuste, apenas a Copel informou que o ajuste do MEL observa um limite de segurança em relação ao Limite de Estabilidade Estática que normalmente varia de 0,05 a 0,1 pu de potência reativa.

No que se refere ao desempenho da proteção contra perda de excitação (ANSI 40), as empresas relataram algumas atuações indevidas e suas causas. Na Cemig ocorreram atuações indevidas após o desligamento de grandes unidades geradoras de outras usinas por subfreqüência, problema corrigido através de uma revisão da coordenação dinâmica entre a proteção contra perda de excitação e os controladores do sistema de excitação. Também Itaipu corrigiu, dessa mesma forma, atuação indevida da proteção. Furnas relatou a atuação indevida da proteção em uma das unidades geradoras da Usina de Serra da Mesa, devido à descoordenação com o MEL, corrigida através de reajuste da proteção. A Copel relatou atuações da proteção consideradas corretas, porque foram provocadas por problemas no sistema de excitação, tais como perda do controle dos pulsos para os tiristores de um sistema de excitação estático ou por abertura indevida do disjuntor de campo. A

---

Eletronorte relatou desligamentos de unidades geradoras da Usina de Tucuruí pela proteção, durante oscilações no sistema, problema corrigido através do aumento da temporização do *trip* da proteção contra perda de excitação.

Finalmente, no que se refere à utilização de ferramentas computacionais para verificação das condições de perda de excitação e operação subexcitada de geradores síncronos, foram citados pelas empresas os programas de transitórios eletromagnéticos EMTP e ATP e o programa de transitórios eletromecânicos ANATEM. As empresas Cemig e Eletronorte informaram que não realizam simulações computacionais para verificação da operação subexcitada de seus geradores.

# CAPÍTULO 6

## CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

### 6.1 – CONCLUSÕES

Neste trabalho foram apresentados os principais aspectos de proteção e controle relativos à operação do gerador síncrono na região de subexcitação. O gerador síncrono, devido à sua importância para o sistema elétrico, deve ser provido de proteções eficientes, que permitam sua rápida desconexão quando submetido aos mais diversos tipos de defeitos e condições anormais de operação. A operação com baixos níveis de excitação é uma dessas condições e pode trazer danos ao gerador e ao sistema elétrico.

Quando o gerador síncrono está operando na região de subexcitação, seja por conveniência operativa, seja devido a uma ocorrência, passa a absorver potência reativa do sistema ao qual se encontra conectado. Dependendo do nível de potência reativa absorvido, podem ocorrer danos tanto ao gerador, devido ao sobreaquecimento de partes do mesmo, quanto ao sistema, que pode ser levado à instabilidade, devido à queda de tensão provocada pelo fornecimento de reativos ao gerador subexcitado. Adicionalmente, o problema pode ser agravado pelo desligamento de outros geradores por sobreexcitação.

A proteção do gerador síncrono contra os efeitos adversos do funcionamento continuado na região de subexcitação, ou mesmo na eventualidade de uma perda parcial ou total da excitação, envolve o limitador de subexcitação (MEL), parte integrante do sistema de excitação do gerador, e a proteção contra perda de excitação que, de modo geral, utiliza relés de distância com característica *offset* mho.

---

As principais conclusões deste trabalho são apresentadas a seguir, sob o ponto de vista do regime de operação do gerador síncrono e de cada um dos dispositivos envolvidos e sua interação.

### **6.1.1 – Funcionamento na Região de Subexcitação**

O entendimento prévio dos motivos e conseqüências do funcionamento do gerador síncrono na região de subexcitação é fundamental para prover proteção adequada ao gerador e também ao sistema ao qual o mesmo se encontra conectado.

Neste contexto, a observação dos limites determinados pela curva de capacidade do gerador é importante, principalmente nos estudos de planejamento da operação do sistema, para permitir uma exploração mais favorável das potencialidades da máquina, de modo especial a utilização de sua capacidade de absorção de potência reativa.

O funcionamento na região de subexcitação pode ocorrer por conveniência operativa, com a intenção de prover controle de tensão ou do nível de reativos no sistema, ou involuntariamente, por falhas no sistema de excitação da máquina ou ocorrências no sistema elétrico.

Quando o gerador é levado a operar na região de subexcitação por uma falha ou ocorrência no sistema, passa a operar como gerador de indução, absorvendo um grande nível de reativos do sistema elétrico, que pode ser levado à instabilidade, devido à queda de tensão generalizada. Por outro lado, a corrente reativa que flui do sistema para dentro do gerador pode levar a máquina a sérios danos devido ao sobreaquecimento de partes da estrutura final do estator.

### **6.1.2 – Desempenho Dinâmico do Limitador de Subexcitação**

O sistema de excitação e suas funções de controle têm papel destacado nos estudos de estabilidade, por exercer funções importantes para a operação do sistema elétrico tais como controle de tensão, controle do fluxo de potência reativa,

---

manutenção dos níveis de estabilidade e estabelecimento de limites seguros para a operação do gerador.

O limitador de subexcitação (MEL), parte integrante do sistema de excitação, atua no controle da operação do gerador na região de subexcitação, evitando que o mesmo opere com níveis muito baixos de excitação, que podem trazer danos para a máquina e para o sistema elétrico. Em condições extremas, a ação do MEL contribui para evitar que o gerador perca o sincronismo.

A verificação do desempenho dinâmico do MEL é importante para estabelecer limites reais de operação do gerador síncrono na região de subexcitação. Isso deve ser feito através da representação do limitador nos estudos de estabilidade e também através de testes de campo, que permitam um ajuste fino das funções de transferência providas pelo fabricante, bem como uma verificação da coordenação do MEL com a proteção contra perda de excitação.

### **6.1.3 – Proteção contra Perda de Excitação**

A proteção contra perda de excitação utilizando unidades *offset* mho, conforme proposto por C. R. Mason e posteriormente modificado por J. Berdy, apresenta um desempenho satisfatório na detecção dos eventos de perda de excitação. As características de operação propostas por ambos podem variar através de modificações nos ajustes de alcance e *offset*, bem como com a introdução de outras unidades para supervisão, como as unidades direcional e de subtensão.

As simulações efetuadas confirmaram a necessidade da aplicação de duas unidades *offset* mho para a proteção contra perda de excitação de geradores síncronos com reatância síncrona de eixo direto acima de 1,2 pu, de modo a prover seletividade adequada entre aos eventos de perda de excitação com baixo carregamento do gerador e os eventos de oscilações estáveis no sistema elétrico. Assim, a unidade Z2 deverá prover proteção para os eventos de perda de excitação com baixo carregamento, que podem ser menos severos para o gerador mas, ao mesmo tempo, resultarem em grandes danos para o sistema elétrico. Já a condição

---

mais severa de perda de excitação, com alto carregamento inicial, poderá ser detectada tanto pela unidade Z1 quanto pela unidade Z2. A atuação da unidade Z1, inicialmente proposta sem temporização inicial, deve receber um retardo em sua operação de modo a evitar atuações indevidas, principalmente para oscilações decorrentes de defeitos próximos ao gerador, cuja trajetória passa através da característica de operação da proteção.

Para geradores síncronos com reatância síncrona de eixo direto abaixo de 1,2 pu, a aplicação de apenas uma unidade *offset* mho, conforme a proposta original de C. R. Mason, é suficiente para prover proteção contra perda de excitação do gerador. Nesse caso pode ser acrescentada uma unidade de subtensão para assegurar maior segurança à atuação da proteção, desde que seja possível ajustar convenientemente essa unidade de supervisão.

Observa-se, desde a adoção da característica de operação *offset* mho, uma atitude conservadora por parte dos especialistas de proteção quanto à determinação dos ajustes a serem aplicados à proteção. Através das simulações realizadas neste trabalho, pode-se constatar que uma proposta de ajuste “conservadora”, que leva em conta apenas os limites pré-definidos e comumente aplicados à proteção, pode não atender a todas as condições anormais nas quais a mesma deve atuar, ou mesmo levar a operações indevidas da proteção para determinados eventos. Neste caso, o suporte de simulações computacionais é importante para garantir o correto funcionamento da proteção, de modo especial frente às oscilações estáveis no sistema elétrico.

Especificamente quanto à unidade de subtensão, a resistência dos especialistas de proteção à sua aplicação se deve à dificuldade de encontrar um ajuste ótimo para a mesma, já que podem ocorrer situações em que, mesmo na ocorrência de um evento de perda de excitação, não aconteça uma queda de tensão suficiente para fazer operar a unidade de subtensão. Isso pode levar à não atuação do esquema de proteção contra perda de excitação, com conseqüentes danos para o gerador. Neste caso, a adoção de ajustes recomendados por fabricantes pode ser arriscada, devendo o especialista de proteção recorrer a simulações computacionais para

---

tentar encontrar o nível de subtensão que garanta uma supervisão adequada e a correta discriminação dos eventos de perda de excitação, de modo que a proteção atue corretamente. Não sendo possível determinar este nível ótimo de subtensão, o melhor será retirar do esquema a unidade de subtensão.

#### **6.1.4 – Coordenação entre o Limitador e a Proteção**

A operação do gerador síncrono na região de subexcitação implica em um compromisso do ponto de vista de proteção e controle. Neste contexto, a filosofia de operação adotada é fundamental para determinar como serão ajustados o limitador de subexcitação e a proteção contra perda de excitação. Esse compromisso leva em conta a exploração desejada da capacidade de potência reativa do gerador e a proteção do próprio gerador e do sistema elétrico contra as conseqüências indesejáveis da operação prolongada com limites mínimos de excitação.

Não existe, a princípio, uma regra estabelecida para prover coordenação entre o limitador de subexcitação e a proteção contra perda de excitação. A pesquisa empreendida junto a algumas empresas geradoras de energia elétrica brasileiras demonstra que esse trabalho está intimamente ligado à filosofia e experiência operativa de cada uma delas.

Para prover essa coordenação, as empresas valem-se principalmente de simulações computacionais e, principalmente, dos testes de campo. A partir da bibliografia consultada e dos resultados da pesquisa empreendida junto às empresas de geração brasileiras, pode-se resumir os procedimentos para verificação da coordenação entre o MEL e a proteção contra perda de excitação da seguinte forma:

- a proteção é ajustada de acordo com os limites padronizados normalmente aplicados à característica *offset* mho, com uma ou duas zonas;
- No plano P-Q são plotadas a curva de capacidade do gerador, a característica de operação da proteção *offset* mho ajustada e a característica de operação do

MEL, observando o intervalo de coordenação desejado em relação ao limite de estabilidade estática e em relação à característica de operação da proteção;

- Simulações computacionais e testes de campo são então realizados, através da aplicação de degrau de tensão na saída do regulador de tensão, fazendo com que o ponto de operação do gerador excursionsse além do limite de estabilidade estática, o que permite realizar um ajuste fino da atuação do MEL, de modo que o mesmo atue antes que a proteção promova o desligamento do gerador.

## 6.2 – SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Uma sugestão natural de continuidade do presente trabalho é a avaliação do comportamento da proteção contra perda de excitação frente às perdas de sincronismo ou a implementação de uma proteção específica para a perda de sincronismo do gerador.

Essa condição anormal de operação do gerador também pode provocar sérios danos à máquina e ao sistema elétrico. A condição de perda de sincronismo causa altas correntes e esforços nos enrolamentos do gerador, bem como variações de frequência, que resultam em torques pulsantes, que podem ser potencialmente danosos ao gerador e à turbina. Estes danos assemelham-se àqueles provocados por um curto-circuito trifásico nos terminais do gerador [3].

A melhor forma de visualizar e detectar o fenômeno de perda de sincronismo é a mesma utilizada para a análise das condições de perda de excitação do gerador síncrono, ou seja, analisar as variações no tempo da impedância aparente vista dos terminais do gerador ou do lado de alta tensão do transformador elevador. O lugar geométrico da impedância aparente depende do tipo de regulador e sistema de excitação e do tipo de distúrbio que deu início à oscilação. A figura 58 mostra o lugar geométrico da característica de perda de sincronismo obtido através de métodos gráficos [54] considerando a relação entre as tensões dos sistemas  $E_A$  e  $E_B$

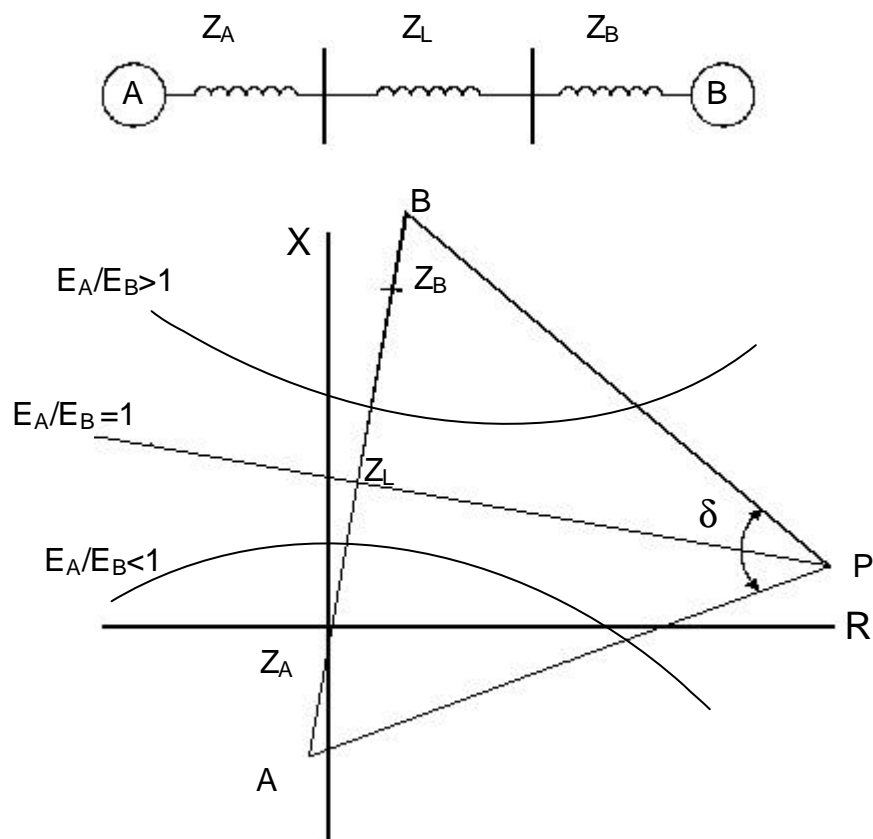


Figura 58 – Lugar geométrico da impedância de perda de sincronismo obtido através de procedimentos gráficos simplificados

A proteção convencional contra perda de excitação oferece uma proteção limitada contra perda de sincronismo. Assim, uma proteção específica para detectar perdas de sincronismo deve ser aplicada a qualquer gerador se o centro elétrico da oscilação passa através da região desde os terminais de alta tensão do transformador elevador até dentro do gerador. A proteção de perda de sincronismo da unidade deve também ser usada se o centro elétrico está fora, no sistema, e os relés do sistema são bloqueados ou não são capazes de detectar a condição de perda de sincronismo.

Uma outra sugestão para continuidade do trabalho é a implementação de algoritmos digitais para a proteção contra perda de excitação. A referência [51] detalha a implementação digital de um algoritmo de ajuste à curva senoidal para detecção da impedância aparente e aplicação à função de proteção.

Finalmente, no que se refere ao comportamento dinâmico do Limitador de Subexcitação, a literatura cita a existência de interação deste controlador com o Limitador Voltz/Hertz [15] e com o PSS (*Power System Stabilizer*) [55]. Esses controladores também são partes integrantes do sistema de excitação do gerador e a investigação do relacionamento entre eles e o limitador de subexcitação pode contribuir para a solução de alguns problemas operativos, principalmente durante condições de ilhamento e/ou subfreqüência.

---

# APÊNDICE A

## ARQUIVOS DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

### A.1 – EXEMPLO DE RELATÓRIO DE SAÍDA – SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

#### FLOWINT V. 2.0a

\*\*\* FLUXO DE POTENCIA DA AREA 2 \*\*\*

```

-----
X---DADOS DA BARRA---X-----FLUXOS NAS LINHAS-----X
NO.  NOME                NO.  NOME          MW   MVAR  TAP  SHIFT

300 GER1                303 Barra2-500.0  150.00  -15.49  1.000F
  TENSAO    1.025    5.0
  GERACAO   150.0   -15.5R
  CARGA     0.0     0.0
-----
303 Barra2-500.0        300 GER1          -150.00   27.50
  TENSAO    1.037    0.5  1000 barra-infnit   67.90  -23.59  1.000F
  GERACAO    0.0    0.0  1000 barra-infnit   82.10   -3.91  1.000F
  CARGA     0.0    0.0
-----
1000 barra-infnit      303 Barra2-500.0  -67.84  -103.29
  TENSAO    1.030  .0  303 Barra2-500.0  -82.03  -100.71
  GERACAO  -149.9 -204.0
  CARGA     0.0    0.0
-----
TOTAIS DA AREA  X-----GERACAO-----X  X-----CARGA-----X  CAP/REAT
                   MW      MVAR                   MW      MVAR                   MVAR
                   0.1      -219.5                   0.0      0.0                   0.0
-----

```

## A.2 – EXEMPLO DE ARQUIVO DE SAÍDA - SIMULAÇÃO DE PERDA DE EXCITAÇÃO

MICRODIN VERSAO 3.00 (3000B)  
TABELA DAS VARIÁVEIS DO CONJUNTO NUMERO 1

	*-CURVA--A-* TP= V TENSÃO	*-CURVA--B--* TP= P P.ATIV	*-CURVA--C-* TP= C EFD	*-CURVA--D-* TP= Q P.REAT	*-CURVA--E-* TP= M REGULA
	Vt	P	Efd(pu)G1	Q	SAIDA LIM
BARRA 300	BARRA 300	BARRA 300	BARRA 300	BARRA 300	BARRA 300
TEMPO	0 ROTOR 1	0 ROTOR 1	0 ROTOR 1	0 ROTOR 1	0 ROTOR 1
(SEG.)	0	0	0	0	BLOCO 135
	*-----*	*-----*	*-----*	*-----*	*-----*
0	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,05	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,1	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,15	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,2	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,25	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,3	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,35	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,4	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,45	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,5	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,55	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,6	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,65	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,7	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,75	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,8	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,85	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,9	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
0,95	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
1	1,025	150	2,0385	-15,4916	12,6
1,05	1,0231	144,6383	0	-18,9023	12,6
1,1	1,0207	143,2983	0	-22,975	12,6
1,15	1,0184	147,9554	0	-26,2174	12,6
1,2	1,0166	153,2826	0	-28,7386	12,6
1,25	1,015	154,1638	0	-31,1724	12,6
1,3	1,0134	150,5575	0	-33,9066	12,6
1,35	1,0117	146,7303	0	-36,9402	12,6
1,4	1,0098	146,4471	0	-39,9957	12,6
1,45	1,0078	149,4374	0	-42,8509	12,6
1,5	1,0059	152,349	0	-45,5317	12,5782
1,55	1,0042	152,452	0	-48,1326	11,7499
1,6	1,0027	150,1335	0	-50,7088	10,9745
1,65	1,0011	148,0315	0	-53,3205	10,2531
1,7	0,9993	148,1504	0	-56,0081	9,5264
1,75	0,9974	150,0384	0	-58,7677	8,7373
1,8	0,9955	151,6199	0	-61,5333	7,89
1,85	0,9938	151,4435	0	-64,1903	7,055
1,9	0,9922	149,9553	0	-66,7004	6,2937

MICRODIN VERSAO 3.00 (3000B)  
 TABELA DAS VARIÁVEIS DO CONJUNTO NUMERO 1

	*-CURVA--A-* TP= V TENSÃO	*-CURVA--B-* TP= P P.ATIV	*-CURVA--C-* TP= C EFD	*-CURVA--D-* TP= Q P.REAT	*-CURVA--E-* TP= M REGULA
	Vt	P	Efd(pu)G1	Q	SAIDA LIM
	BARRA 300	BARRA 300	BARRA 300	BARRA 300	BARRA 300
TEMPO	0	ROTOR 1	ROTOR 1	ROTOR 1	ROTOR 1
(SEG.)	0	0	0	0	BLOCO 135
	*-----*	*-----*	*-----*	*-----*	*-----*
1,95	0,9906	148,7629	0	-69,1773	5,5865
2	0,9889	148,9316	0	-71,7824	4,8545
2,05	0,9869	150,0704	0	-74,57	4,0402
2,1	0,985	150,949	0	-77,4322	3,1627
2,15	0,9831	150,7926	0	-80,1965	2,2977
2,2	0,9814	149,9126	0	-82,8057	1,4968
2,25	0,9797	149,2189	0	-85,381	0,7354
2,3	0,9778	149,2839	0	-88,1026	-0,065
2,35	0,9758	149,8927	0	-91,0425	-0,9628
2,4	0,9736	150,3919	0	-94,1104	-1,9432
2,45	0,9715	150,359	0	-97,153	-2,948
2,5	0,9695	149,9191	0	-100,108	-3,9359
2,55	0,9675	149,513	0	-103,058	-4,9214
2,6	0,9653	149,4512	0	-106,153	-5,9587
2,65	0,9629	149,6852	0	-109,48	-7,0924
2,7	0,9604	149,9369	0	-113,011	-8,3264
2,75	0,9578	149,9835	0	-116,661	-9,632
2,8	0,9551	149,8177	0	-120,378	-10,9836
2,85	0,9524	149,5883	0	-124,198	-12,3856
2,9	0,9495	149,436	0	-128,222	-12,6799
2,95	0,9463	149,3872	0	-132,55	-12,8748
3	0,9429	149,3674	0	-137,244	-13,0698
3,05	0,9391	149,2824	0	-142,331	-13,2648
3,1	0,9349	149,0781	0	-147,852	-13,4598
3,15	0,9304	148,7413	0	-153,889	-13,6547
3,2	0,9253	148,2562	0	-160,589	-13,8497
3,25	0,9194	147,5575	0	-168,162	-14,0447
3,3	0,9126	146,4888	0	-176,892	-14,2397
3,35	0,9044	144,7449	0	-187,155	-14,4346
3,4	0,8945	141,7362	0	-199,459	-14,6296
3,45	0,8821	136,2577	0	-214,436	-14,8246
3,5	0,8669	125,7332	0	-232,566	-15,0196
3,55	0,8498	104,8209	0	-252,64	-15,2145
3,6	0,8399	66,2348	0	-265,027	-15,4095
3,65	0,8707	33,0563	0	-232,805	-15,6045
3,7	0,9472	166,462	0	-129,754	-15,7995
3,75	0,9125	382,5339	0	-136,639	-14,9783
3,8	0,8558	356,6542	0	-206,257	-16,0947
3,85	0,9079	262,5754	0	-167,537	-16,2897
3,9	0,9826	72,0862	0	-85,8105	-15,065
3,95	0,9849	-46,9693	0	-82,4046	-5,0393
4	0,9835	40,5163	0	-85,3204	-3,1035

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Mason, C. R., "A New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators", AIEE Trans., Vol. 68, Part II, 1949, pp. 1240-1245.
  2. Berdy, J., "Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 5, September/October 1975, pp. 1457-1463.
  3. IEEE Power Engineering Society, "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators".
  4. ANSI/IEEE C37.102-1987, "Guide for AC Generator Protection"
  5. CIGRÉ Working Group SC 34.05, "Results of CIGRÉ Survey on the Electrical Protection of Synchronous Generators", 1995
  6. Benmouyal, G., "Design of a Universal Protection Relay for Synchronous Generators", Paper No. 34-09, CIGRÉ, Session 1988.
  7. Benmouyal, G., Barceloux, S., Pelletier, R., "Field Experience With a Digital Relay for Synchronous Generators", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 7, No. 4, October 1992, pp. 1984-1992.
  8. IEEE Power System Relaying Committee Report, "Survey of Experience With Generator Protection and Prospects for Improvements Using Digital Computers", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 3, No. 4, October 1988, pp. 1511-1522.
  9. Mozina, C. J., "Upgrading Generator Protection Using Digital Technology", Canadian Electrical Association, Vancouver, B.C., March 1995.
-

10. CEMIG - Divisão de Treinamento Técnico, "Geradores Síncronos - Curvas de Capacidade", Belo Horizonte, MG, Dezembro de 1983.
  11. Marques, N. L., "Máquinas Síncronas Subexcitadas", Tese de Livre Docência, Escola Nacional de Engenharia, Rio de Janeiro, 1959.
  12. Walker, J. H., "Operating Characteristics of Salient-Pole Machines", Proc. IEE, Vol. 100, 1953.
  13. Jackson, J. Y., "Interpretation and use of Generator Reactive Capability Diagrams", IEEE Transactions on Industry and General Applications, Vol. IGA-7, November-December, 1971.
  14. Nilson, N. E. and Mercurio, J., "Synchronous Generator Capability Curve Testing and Evaluation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, January 1994.
  15. Adibi, M. M. and Milanicz, D. P., "Reactive Capability Limitation of Synchronous Machines", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994.
  16. Pavini, A. and John, T. J., "Field Assessment of Generators Reactive Capability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995.
  17. Bérubé, G. R., Hajagos, L. M., Beaulieu, R. E., "A Utility Perspective on Under-Excitation Limiters", 1995 IEEE/PES Winter Meeting, January 29 to February 2, 1995, New York, N. Y.
  18. Kekela, J., Firestone, L., "Underexcited Operations of Generators", IEEE Trans., August 1964, pp. 811-817.
-

19. Estcourt, V. F., Holley, C. H., Johnson, W. R., Light, P. H., "Underexcited Operation of Large Turbine Generators on Pacific Gas and Electric Company's System", AIEE Winter General Meeting, January 19-23, 1953, New York, N. Y.
  20. Adams, C. G. and McClure, J. B., "Underexcited Operation of Turbogenerators", AIEE Transactions, Vol. 67, Part. I, 1948, pp. 521-528.
  21. Anderson, H. C., Simmons Jr., H. O., Woodrow, C. A., "System Stability Limitations and Generator Loading", AIEE Winter General Meeting, January 19-23, 1953, New York, N. Y.
  22. Michelson, E. L. and Lisher, L. F., "Generator Stability at Low Excitation", AIEE Transactions, Vol. 67, Part. I, 1948, pp. 1-9.
  23. Farnham, S. B. and Swarthout, R. W., "Field Excitation in Relation to Machine and System Operation", AIEE paper 53-387, AIEE Fall General Meeting, Kansas City, MO, November 2-6, 1953.
  24. Siemens A. G., "Theory of Flux Configuration in End Winding as a Function of Operating Mode" – Technical Report
  25. IEEE Std. 421.5 – 1992, "IEEE Recommended Practice for Excitation Systems Models for Power Stability Studies"
  26. Kundur, P., "Power System Stability and Control", EPRI - McGraw-Hill, 1993.
  27. IEEE Task Force on Excitation Limiters, "Recommended Models for Overexcitation Limiting Devices", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 4, September 1995.
-

28. Girgis, G. K. and Vu, H. D., "Verification of Limiter Performance in Modern Excitation Control Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September 1995.
  29. Jardim, J. L. and all, "Analysis and Control of the Effects of Overexcitation Limiters on the Stability of the Itaipu HVAC Transmission System, IV Sepope, 23 a 27 de Maio de 1994.
  30. Rubenstein, A. S. and Temoshock, M., "Underexcited Reactive Ampere Limit for Modern Amplidyne Voltage Regulator", AIEE Transactions PAS, Vol. 73, August 1954.
  31. Phillips, R. A. and Rubenstein, A. S., "Operation of Large Synchronous Generators in the Dynamic Stability Region with a Modern Amplydine Voltage Regulator", Part. I e II, AIEE Transactions PAS, Vol. 75, August 1956.
  32. Nagy, I., "Analysis of Minimum Excitation Limits of Synchronous Machines", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems", Vol. PAS-89, No. 6, July/August 1970, pp. 1001-1008.
  33. IEEE Task Force on Excitation Limiters - Performance and Modeling Working Group of the Excitation Systems Subcommittee, Energy Development and Power Generation Committee, "Underexcitation Limiter Models for Power System Stability Studies", 1995 IEEE/PES Winter Meeting, January 29 to February 2, 1995, New York, N. Y.
  34. Oliveira, S. E. M., Santos, M. G., "Efeito dos Limites de Sub-Excitação dos Geradores Síncronos no Desempenho Dinâmico dos Sistemas de Potência", IV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Foz do Iguaçu, Brasil, Maio de 1994.
-

35. Ribeiro, J. R., "Minimum Excitation Limiter Effects on Generator Response to System Disturbances", IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 6, No. 1, pp. 29-38, March 1991.
  36. Eberly, T. W. and Shaefer, R. C., "Minimum/Maximum Excitation Limiter Performance Goals for Small Generation", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 4, December 1995.
  37. Eletrobrás, "Manual dos Programas Flowint e Transdir/Microdin", Versão 3000B, 1992.
  38. Andrade, J. C. B e Araújo, A. N. A., "Avaliação dos Controladores de Sobreexcitação e Subexcitação", Relatório Técnico PPGEE 12/97, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC-MG, 1997.
  39. Bancker, E. H., "Guarding Against Loss of Field", Electrical World, June 4, 1932, pp. 983.
  40. Crossman, G. C., Lindemuth, H. F. and Webb, R. L., "Loss-of-Field Protection for Generators", AIEE Transactions, Vol. 61, 1942, pp. 261-266.
  41. General Electric Company, "Use of the R-X Diagram in Relay Work", Philadelphia, Pa., 1966.
  42. Blackburn, J. L., Tremaine R. L., "Loss-of-Field Protection for Synchronous Machines", AIEE Trans., Vol. 73, Part IIIA, August 1954, pp. 765-772.
  43. Taylor, G. E., "Trip Unit When Excitation is Lost", Electrical World, New York, N. Y., October 5, 1953, pp. 96-97.
-

44. IEEE Power System Relay Committee - Rotating Machinery Protection Subcommittee, "Loss-of-Field Operation During System Disturbances - Working Group Report - June 1971", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 5, September/October 1975, pp. 1464-1472.
  45. Arndt, C. R. and Rogers, M., "A Study of Loss-of-Excitation Relaying and Stability of a 595-MVA Generator on the Detroit Edison System", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 5, September/October 1975, pp. 1449-1456.
  46. Rana, R. D. et. al., "Generator Loss of Field Study for AEP's Rockport Plant", IEEE Computer Applications in Power, April 1990, pp. 44-49.
  47. Darron, H. G. et. al., "The Influence of Generator Loss of Excitation on Bulk Power System Reliability", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 5, September/October 1975, pp. 1473-1483.
  48. Frazier, M. L., Turanli, H. M., Taylor, R. P., "A Novel Technique for Setting Loss of Field Excitation Relays at Generators", 39<sup>th</sup> Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas A&M University, College Station, Texas, April 14-16, 1986.
  49. Lee, D. C., Kundur, P., Brown, R. D., "A High Speed, Discriminating Generator Loss of Excitation Protection", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 6, November/December 1979, pp. 1895-1899.
  50. Fischer, A. and Born, Eckhard, "Electronic Underexcitation Protection", Siemens Review, Vol. XL, No. 4, April 1973, pp. 150 to 154.
  51. Delboni, M. P., "Desenvolvimento de Algoritmo de Proteção Digital de Distância Aplicado à Função de Perda de Excitação em Geradores Síncronos", Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFMG, Março de 2001.
-

52. GEC Measurements, "Protective Relays Application Guide", Third Edition, England, June, 1987.
53. Arroyo Jr., G. and Hanson, J. R., "Setting Loss of Field Protective Relays", 38<sup>th</sup> Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas A&M University, College Station, Texas, April 22-24, 1985.
54. IEEE Power System Relaying Committee - Rotating Machinery Protection Subcommittee, "Out of Step Relaying for Generators - Working Group Report", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, No. 5, September/October 1977, pp. 1556-1564.
55. Soares, J. M. et al, "Operational Aspects of the Actuation of Power Systems Stabilizers: Coordination with Protection and Other Controllers", V Symposium of Specialists in Operational and Expansion Planning, Recife, Brazil, May 1996.

## **BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR**

56. ABB Relaying Division, "Protective Relaying, Theory and Application", Coral Springs, FL, Marcel Dekker, 1994.
57. Badr, M. A, Mahrous, S., Eteiba, M. B., "Loss of Field Solid State Relay for Protection of Synchronous Machines", Electric Machines and Power Systems, Vol. 21, No. 5, September/October 1993, pp. 519-531.
58. Castro, R. V., "Informações Básicas para Normalização Bibliográfica", 2<sup>a</sup> Edição, Edições PUC-MG, Belo Horizonte, 1992.
59. De Mello, F. P. And Concórdia, C., "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by the Excitation Control", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, April 1968, pp. 316-329.
-

60. Elgerd, O. I., *Electric Energy Systems Theory*, Second Edition, McGraw-Hill Inc., 1982.
61. Elkateb, M. M., "Seen Impedance by Impedance Type Relays During Power System Sequential Disturbances", *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 7, No. 4, October 1992, pp. 1946-1954.
62. França, J. L. et. al., "Manual para Normalização de Publicações Técnico-Científicas", 3ª Edição, Editora UFMG, Belo Horizonte, 1996.
63. Horowitz, S. H. and Phadke, G., "Power System Relaying". Second Edition, 1995
64. IEEE Working Group on Computer Modelling of Excitation System, "Excitation System Models for Power System Stability Studies - IEEE Committee Report", *IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 2, February 1981, pp. 494-509.
65. St. Pierre, C. R., "Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems", *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-21, No. 1, January/February 1985, pp. 81-98.
66. Viotti, F. A., "Proteção de Geradores de Grande Porte", *Ciclo de Palestras e Estudos*, GCOI/GTP - Eletrobrás, 1979.
67. Ziegler, G., "Numerical Distance Protection – Principles and Applications", Siemens, 1999.
-