



SIMULAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

Bernardo Rocha Bordeira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Alexandre Pinto Alves da Silva

Rio de Janeiro
Setembro de 2011

SIMULAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE
GERADORES SÍNCRONOS CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

Bernardo Rocha Bordeira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.

Prof. Alexandre Pinto Alves da Silva, Ph. D.

Prof. Sergio Gomes Junior, Ph. D.

Prof. Fujio Sato, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2011

Bordeira, Bernardo Rocha

Simulação e Avaliação dos Esquemas de Proteção de Geradores Síncronos Contra Perda de Sincronismo / Bernardo Rocha Bordeira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XXII, 146 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Alexandre Pinto Alves da Silva

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 142-144.

1. Proteção Contra Perda de Sincronismo. 2. Estabilidade Transitória. 3. Máquina Síncrona. I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo de *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Ofereço este trabalho
a minha mulher, Paula,
aos meus pais, Flavia e Jose Antonio, e
as minhas irmãs, Clarissa e Renata.*

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos iniciais são dirigidos a minha mulher, Paula, por toda a compreensão e primordial ajuda no desenvolvimento da ferramenta de simulação deste trabalho. Também, aos meus pais, pela educação e exemplo de vida que me propiciaram e pelo auxílio na leitura e debate do texto desta dissertação.

Agradeço aos professores Sebastião Ércules Melo de Oliveira e Alexandre Pinto Alves da Silva, pela forma dedicada e paciente com que me orientaram neste trabalho.

Agradeço aos meus amigos e colegas Thaís Brandão, Ricardo Cerbino, Silvângela Barcelos, Diego Bezerra, Diogo Silva, Paulo Vinícius Ferreira, Márcio Mattoso e Renata Ribeiro pelo auxílio nos estudos e trabalhos durante as oito disciplinas do Mestrado.

Agradeço também à Chemtech e à Petrobras pela oportunidade de desenvolvimento deste trabalho.

Finalmente, agradeço a Deus por sempre me acompanhar nos momentos difíceis, indicando-me o caminho certo a trilhar.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

SIMULAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

Bernardo Rocha Bordeira

Setembro/2011

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Alexandre Pinto Alves da Silva

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho avalia os principais esquemas de proteção contra perda de sincronismo de geradores síncronos a partir de simulações de estabilidade transitória de um sistema elétrico de potência. São apresentados os principais conceitos e equações a respeito de estabilidade de sistemas elétricos, a modelagem dos esquemas de proteção e dos equipamentos do sistema e o método de resolução das equações diferenciais que caracterizam o estudo de estabilidade.

Para a realização das simulações, foi desenvolvido um programa em ambiente MATLAB que, a partir da entrada dos dados dos equipamentos componentes do sistema, dos parâmetros de simulação e das faltas aplicadas ao sistema, retorna os gráficos das principais variáveis de interesse do gerador (ângulo, tensão, corrente, potência, entre outras) e também as respostas dos esquemas de proteção.

Realizados os casos de simulação, é possível concluir que os esquemas de proteção contra perda de sincronismo apresentados são eficazes e respondem corretamente, retirando o gerador de operação em casos de instabilidade transitória.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

SIMULATION AND EVALUATION OF OUT OF STEP PROTECTION SCHEMES
FOR SYNCHRONOUS GENERATORS

Bernardo Rocha Bordeira

September/2011

Advisors: Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Alexandre Pinto Alves da Silva

Department: Electrical Engineering

The present study evaluates synchronous generators' out of step main protection schemes from transient stability simulations of an electric power system. The main concepts and equations of power system stability, modeling of out of step protection schemes and system components and the differential equations resolution method are presented.

To perform the simulations, a MATLAB application was developed, which returns the graphics of the main generator variables of interest (angle, voltage, current, power, etc.) and also the protection schemes response according to the equipment system components, simulation parameters and the faults applied to the system.

From analysis of the simulation cases, one can conclude that the out of step protection schemes presented are effective and respond correctly, removing the generator from the system in cases of transient instability.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	HISTÓRICO	3
1.2	OBJETIVO	10
1.3	ESTRUTURA DO TEXTO.....	11
2	ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	12
2.1	INTRODUÇÃO.....	12
2.2	CLASSIFICAÇÃO	13
2.2.1	ESTABILIDADE ANGULAR.....	13
2.2.2	ESTABILIDADE DE TENSÃO	14
2.3	EQUAÇÕES DE MOVIMENTO DO ROTOR DE UM GERADOR	14
2.4	EQUAÇÃO ÂNGULO-POTÊNCIA.....	21
2.5	CRITÉRIO DE ÁREAS IGUAIS.....	24
2.6	TEMPO E ÂNGULO CRÍTICOS DE FALTA.....	27
3	ESQUEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA INSTABILIDADE POR PERDA DE SINCRONISMO	30
3.1	INTRODUÇÃO.....	30
3.2	PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO.....	31
3.3	IMPEDÂNCIA VISTA PELO GERADOR	32
3.4	ESQUEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO....	37
3.4.1	ESQUEMA MHO	37
3.4.2	ESQUEMA BLINDER SIMPLES	41
3.4.3	ESQUEMA BLINDER DUPLO	45
4	MODELAGEM DESENVOLVIDA E UTILIZADA	47
4.1	INTRODUÇÃO.....	47
4.2	MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS	49
4.2.1	GERADOR SÍNCRONO	49
4.2.2	SISTEMA DE EXCITAÇÃO.....	54
4.2.3	LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	55
4.2.4	TRANSFORMADORES.....	56
4.2.5	PROTEÇÃO	57
4.3	SIMULAÇÃO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	58

4.3.1	INICIALIZAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO.....	58
4.3.2	ACOPLAMENTO GERADOR – SISTEMA	60
4.3.3	SOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	63
4.3.3.1	MÉTODO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO	65
5	DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES	68
5.1	INTRODUÇÃO.....	68
5.2	CONJUNTO DE CASOS 0.....	70
5.2.1	CASO A.....	70
5.2.2	CASO B.....	72
5.2.3	CASO C.....	73
5.3	CONJUNTO DE CASOS 1.....	79
5.3.1	CASO A.....	79
5.3.2	CASO B.....	85
5.3.3	CASO C.....	90
5.3.4	CASO D.....	96
5.4	CONJUNTO DE CASOS 2.....	102
5.4.1	CASO A.....	102
5.4.2	CASO B.....	111
5.5	CONJUNTO DE CASOS 3.....	121
5.5.1	CASO A.....	121
5.5.2	CASO B.....	130
6	CONCLUSÕES.....	139
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	142
	APÊNDICE A	145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Classificação de Estabilidade de Sistemas Elétricos.....	13
Figura 2.2 – Relação Ângulo Potência	22
Figura 2.3 – Ponto de Equilíbrio do Sistema.....	23
Figura 2.4 – Critério de Áreas Iguais	26
Figura 2.5 – Determinação do Ângulo e Tempo Críticos	27
Figura 3.1 – Circuito Elétrico	32
Figura 3.2 – Trajetórias da Impedância	36
Figura 3.3 – Esquema Mho: Visão Geral	38
Figura 3.4 – Esquema Mho com Trajetória da Impedância	39
Figura 3.5 – Esquema Mho com Offset.....	40
Figura 3.6 – Esquema <i>Blinder</i> Simples: Visão Geral.....	42
Figura 3.7 – Esquema <i>Blinder</i> Simples	44
Figura 3.8 – Esquema <i>Blinder</i> Duplo: Visão Geral.....	45
Figura 4.1 – Sistema de Potência.....	47
Figura 4.2 – Relação eixos <i>abc</i> e <i>dqo</i> – Fonte: Kundur	49
Figura 4.3 – Parâmetros do Gerador.....	54
Figura 4.4 – Sistema de Excitação.....	55
Figura 4.5 – Parâmetros do Sistema de Excitação.....	55
Figura 4.6 – Parâmetros das Linhas de Transmissão.....	56
Figura 4.7 – Parâmetro dos Transformadores	56
Figura 5.1 – Tela de Inicialização dos Parâmetros	68
Figura 5.2 – Caso 0.A: Deslocamento Angular.....	71
Figura 5.3 – Caso 0.A: Potência e Tensão Terminal	71
Figura 5.4 – Caso 0.B: Deslocamento Angular	72
Figura 5.5 – Caso 0.B: Potência e Tensão Terminal	73
Figura 5.6 – Caso 0.C: Deslocamento Angular	74
Figura 5.7 – Caso 0.C: Potência e Tensão Terminal	74
Figura 5.8 – Caso 0.C: Esquema Mho.....	75
Figura 5.9 – Caso 0.C: Esquema <i>Blinder</i> Simples	76
Figura 5.10 – Caso 0.C: Esquema <i>Blinder</i> Duplo	77
Figura 5.11 – Caso 1.A: Deslocamento Angular.....	80

Figura 5.12 – Caso 1.A: Potência e Tensão Terminal	81
Figura 5.13 – Caso 1.A: Esquema Mho	82
Figura 5.14 – Caso 1.A: Esquema <i>Blinder</i> Simples	83
Figura 5.15 – Caso 1.A: Esquema <i>Blinder</i> Duplo	84
Figura 5.16 – Caso 1.B: Deslocamento Angular	85
Figura 5.17 – Caso 1.B: Potência e Tensão Terminal	86
Figura 5.18 – Caso 1.B: Esquema Mho.....	87
Figura 5.19 – Caso 1.B: Esquema <i>Blinder</i> Simples	88
Figura 5.20 – Caso 1.B: Esquema <i>Blinder</i> Duplo	89
Figura 5.21 – Caso 1.C: Deslocamento Angular	91
Figura 5.22 – Caso 1.C: Potência e Tensão Terminal	92
Figura 5.23 – Caso 1.C: Esquema Mho.....	92
Figura 5.24 – Caso 1.C: Esquema <i>Blinder</i> Simples	94
Figura 5.25 – Caso 1.C: Esquema <i>Blinder</i> Duplo	95
Figura 5.26 – Caso 1.D: Deslocamento Angular.....	96
Figura 5.27 – Caso 1.D: Potência e Tensão Terminal.....	97
Figura 5.28 – Caso 1.D: Esquema Mho	98
Figura 5.29 – Caso 1.D: Esquema <i>Blinder</i> Simples	99
Figura 5.30 – Caso 1.D: Esquema <i>Blinder</i> Duplo	100
Figura 5.31 – Caso 2.A: E'_q – Gerador A	103
Figura 5.32 – Caso 2.A: E'_q – Gerador B.....	103
Figura 5.33 – Caso 2.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador A.....	104
Figura 5.34 – Caso 2.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador B	105
Figura 5.35 – Caso 2.A: Deslocamento Angular – Gerador A.....	105
Figura 5.36 – Caso 2.A: Deslocamento Angular – Gerador B	106
Figura 5.37 – Caso 2.A: Esquema Mho – Gerador A.....	107
Figura 5.38 – Caso 2.A: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador A	108
Figura 5.39 – Caso 2.A: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador A	109
Figura 5.40 – Caso 2.A: Esquema Mho – Gerador B.....	110
Figura 5.41 – Caso 2.A: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador B	110
Figura 5.42 – Caso 2.A: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador B	111
Figura 5.43 – Caso 2.B: E'_q – Gerador A.....	112

Figura 5.44 – Caso 2.B: E'_q – Gerador B.....	112
Figura 5.45 – Caso 2.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador A	113
Figura 5.46 – Caso 2.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador B	114
Figura 5.47 – Caso 2.B: Deslocamento Angular – Gerador A.....	114
Figura 5.48 – Caso 2.B: Deslocamento Angular – Gerador B	115
Figura 5.49 – Caso 2.B: Esquema Mho – Gerador A.....	116
Figura 5.50 – Caso 2.B: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador A	117
Figura 5.51 – Caso 2.B: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador A	118
Figura 5.52 – Caso 2.B: Esquema Mho – Gerador B.....	119
Figura 5.53 – Caso 2.B: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador B.....	119
Figura 5.54 – Caso 2.B: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador B	120
Figura 5.55 – Caso 3.A: E'_q – Gerador A	122
Figura 5.56 – Caso 3.A: E'_q – Gerador B.....	122
Figura 5.57 – Caso 3.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador A	123
Figura 5.58 – Caso 3.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador B	124
Figura 5.59 – Caso 3.A: Deslocamento Angular – Gerador A.....	124
Figura 5.60 – Caso 3.A: Deslocamento Angular – Gerador B	125
Figura 5.61 – Caso 3.A: Esquema Mho – Gerador A.....	125
Figura 5.62 – Caso 3.A: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador A.....	126
Figura 5.63 – Caso 3.A: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador A	127
Figura 5.64 – Caso 3.A: Esquema Mho – Gerador B.....	128
Figura 5.65 – Caso 3.A: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador B	129
Figura 5.66 – Caso 3.A: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador B	129
Figura 5.67 – Caso 3.B: E'_q – Gerador A.....	130
Figura 5.68 – Caso 3.B: E'_q – Gerador B.....	131
Figura 5.69 – Caso 3.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador A	132
Figura 5.70 – Caso 3.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador B	132
Figura 5.71 – Caso 3.B: Deslocamento Angular – Gerador A.....	133
Figura 5.72 – Caso 3.B: Deslocamento Angular – Gerador B	134
Figura 5.73 – Caso 3.B: Esquema Mho – Gerador A.....	134
Figura 5.74 – Caso 3.B: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador A	135
Figura 5.76 – Caso 3.B: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador A	136

Figura 5.76 – Caso 3.B: Esquema Mho – Gerador B	137
Figura 5.77 – Caso 3.B: Esquema <i>Blinder</i> Simples – Gerador B.....	138
Figura 5.78 – Caso 3.B: Esquema <i>Blinder</i> Duplo – Gerador B	138

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1 – Relação de Parâmetros e seus Valores	53
Tabela 5.1 – Caso 0.A: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão.....	70
Tabela 5.2 – Caso 0.B: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão.....	72
Tabela 5.3 – Caso 0.C: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão.....	73
Tabela 5.4 – Caso 0.C: Pontos Notáveis - Mho.....	75
Tabela 5.5 – Caso 0.C: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Simples.....	76
Tabela 5.6 – Caso 0.C: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Duplo	77
Tabela 5.7 – Ajuste da Proteção	78
Tabela 5.8 – Caso 1.A: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão.....	79
Tabela 5.9 – Caso 1.A: Pontos Notáveis - Mho	83
Tabela 5.10 – Caso 1.A: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Duplo	84
Tabela 5.11 – Caso 1.B: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão.....	85
Tabela 5.12 – Caso 1.B: Pontos Notáveis - Mho	88
Tabela 5.13 – Caso 1.B: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Simples	89
Tabela 5.14 – Caso 1.B: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Duplo	90
Tabela 5.15 – Caso 1.C: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão.....	90
Tabela 5.16 – Caso 1.C: Pontos Notáveis - Mho	93
Tabela 5.17 – Caso 1.C: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Simples	94
Tabela 5.18 – Caso 1.C: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Duplo	95
Tabela 5.19 – Caso 1.D: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão.....	96
Tabela 5.20 – Caso 1.D: Pontos Notáveis - Mho	99
Tabela 5.21 – Caso 1.D: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Simples	100
Tabela 5.22 – Caso 1.D: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Duplo	101
Tabela 5.23 – Caso 2.A: Curto-circuito no enrolamento de campo	102
Tabela 5.24 – Caso 2.A: Pontos Notáveis – Gerador A – Mho.....	108
Tabela 5.25 – Caso 2.A: Pontos Notáveis – Gerador A – <i>Blinder</i> Simples	108
Tabela 5.26 – Caso 2.A: Pontos Notáveis – Gerador A – <i>Blinder</i> Duplo	109
Tabela 5.27 – Caso 2.B: Curto-circuito no enrolamento de campo	111
Tabela 5.28 – Caso 2.B: Pontos Notáveis – Gerador A – Mho.....	116
Tabela 5.29 – Caso 2.B: Pontos Notáveis – Gerador A – <i>Blinder</i> Simples	117
Tabela 5.30 – Caso 2.B: Pontos Notáveis – Gerador A – <i>Blinder</i> Duplo	118

Tabela 5.31 – Caso 3.A: Abertura acidental do circuito de campo	121
Tabela 5.32 – Caso 3.A: Pontos Notáveis – Mho – Gerador A.....	126
Tabela 5.33 – Caso 3.A: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Simples – Gerador A	127
Tabela 5.34 – Caso 3.A: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Simples – Gerador A	128
Tabela 5.35 – Caso 3.B: Abertura acidental do circuito de campo	130
Tabela 5.36 – Caso 3.B: Pontos Notáveis – Mho – Gerador A.....	135
Tabela 5.37 – Caso 3.B: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Simples – Gerador A	136
Tabela 5.38 – Caso 3.B: Pontos Notáveis – <i>Blinder</i> Duplo – Gerador A	136

PRINCIPAIS SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

A	=	Matriz de Constantes;
B	=	Matriz de Constantes;
C	=	Matriz de Constantes;
C_{mho}	=	Coordenadas do Centro da Circunferência do elemento Mho [pu];
CA	=	Corrente Alternada;
CC	=	Corrente Contínua;
D_{mho}	=	Diâmetro da Circunferência do elemento Mho [pu];
$\overline{E_d''}$	=	Tensão Subtransitória de Eixo Direto [pu];
$\overline{E_{d0}'}$	=	Tensão Transitória de Eixo Direto Inicial [pu];
$\overline{E_{d0}''}$	=	Tensão Subtransitória de Eixo Direto Inicial [pu];
$\overline{E_q''}$	=	Tensão Subtransitória de Eixo em Quadratura [pu];
$\overline{E_{q0}'}$	=	Tensão Transitória de Eixo em Quadratura Inicial [pu];
$\overline{E_{q0}''}$	=	Tensão Subtransitória de Eixo em Quadratura Inicial [pu];
$\overline{E_{sist}''}$	=	Tensão Subtransitória Referida ao Sistema [pu];
E_1	=	Magnitude da Tensão no Lado da Fonte [V];
E_2	=	Magnitude da Tensão no Lado da Carga [V];
e_d	=	Tensão Instantânea de Eixo Direto [V];
e_{fd}	=	Tensão Instantânea do Enrolamento de Campo [V];
e_q	=	Tensão Instantânea de Eixo em Quadratura [V];
e_0	=	Tensão Instantânea de Sequência Zero [V];
H	=	Constante da Máquina Síncrona [s];

h	=	Instante de tempo [s];
\dot{i}	=	Corrente Elétrica [A];
\bar{I}	=	Corrente Elétrica Terminal [pu];
\bar{I}^*	=	Conjugado da Corrente Elétrica Terminal [pu];
\bar{I}_{d0}	=	Corrente de Eixo Direto Inicial [pu];
I_{inj}	=	Corrente Injetada [pu];
I_{mat}	=	Matriz Identidade;
\bar{I}_{q0}	=	Corrente de Eixo em Quadratura Inicial [pu];
I_{vet}	=	Vetor de Injeções de Corrente [pu];
\bar{I}_0	=	Corrente Elétrica Inicial [pu];
$\angle \bar{I}_0$	=	Fase do Vetor Corrente Inicial [rad];
i_d	=	Corrente Instantânea de Eixo Direto [A];
i_{fd}	=	Corrente Instantânea no Enrolamento de Campo [A];
i_q	=	Corrente Instantânea de Eixo em Quadratura [A];
i_{kd}	=	Corrente Instantânea no Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [A];
i_{kq}	=	Corrente Instantânea no Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [A];
i_0	=	Corrente Instantânea de Sequência Zero [A];
J	=	Momento de Inércia do Rotor [kg.m ²];
L_{ad}	=	Indutância Mútua entre o Enrolamento do Estator e o Enrolamento do Rotor de Eixo Direto [H];
L_{aq}	=	Indutância Mútua entre o Enrolamento do Estator e o Enrolamento do Rotor de Eixo em Quadratura [H];

- L_{ffd} = Indutância do Enrolamento de Campo [H];
- L_{fkd} = Indutância Mútua entre o Enrolamento de Campo e o Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [H];
- L_{kkd} = Indutância do Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [H];
- L_{kkq} = Indutância do Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [H];
- L_l = Indutância de Dispersão [H];
- M = Momento Cinético da Máquina [J.s.rad⁻¹];
- MATLAB = *Matrix Laboratory*;
- P_a = Potência de Aceleração Resultante [W];
- $\overline{P_a}$ = Potência de Aceleração Resultante [pu];
- P_{af} = Potência Ativa Após Eliminação de uma Falta [W];
- P_e = Potência Elétrica [W];
- $\overline{P_e}$ = Potência Elétrica [pu];
- P_f = Potência Ativa Durante uma Falta [W];
- P_m = Potência Mecânica [W];
- $\overline{P_m}$ = Potência Mecânica [pu];
- P_{max} = Potência Ativa Máxima Transferida [W];
- $\overline{P_0}$ = Potência Ativa Inicial [pu];
- PSS = *Power System Stabilizer*;
- p = Número de Polos da Máquina Síncrona;
- $\overline{Q_0}$ = Potência Reativa Inicial [pu];
- q = Passo de Integração;
- R_a = Resistência do Enrolamento do Estator [Ω];

- R_{fd} = Resistência do Enrolamento de Campo [Ω];
- R_{kd} = Resistência do Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [Ω];
- R_{kq} = Resistência do Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [Ω];
- R_l = Resistência da Linha de Transmissão [Ω];
- S_{base} = Potência Aparente Base [VA];
- \bar{S} = Potência Aparente [pu];
- T_a = Torque de Aceleração Resultante [N.m];
- T'_d = Constante de Tempo Transitória de Eixo Direto em Curto-Circuito [s];
- T''_d = Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Direto em Curto-Circuito [s];
- T'_{d0} = Constante de Tempo Transitória de Eixo Direto em Circuito Aberto [s];
- T''_{d0} = Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Direto em Circuito Aberto [s];
- T_e = Torque Elétrico [N.m];
- T_m = Torque Mecânico [N.m];
- T''_q = Constante de Tempo Subtransitória de Eixo em Quadratura em Curto Circuito [s];
- T''_{q0} = Constante de Tempo Subtransitória de Eixo em Quadratura em Circuito Aberto [s];
- t = Tempo [s];
- t_{cr} = Tempo Crítico de Eliminação de uma Falta [s];
- t_{of} = Instante de Ocorrência de uma Falta [s];
- t_{ef} = Instante de Extinção de uma Falta [s];

U	=	Matriz de Constantes;
$\overline{V_{d0}}$	=	Tensão Terminal Inicial de Eixo Direto [pu];
$\overline{V_{q0}}$	=	Tensão Terminal Inicial de Eixo em Quadratura [pu];
\dot{V}_t	=	Tensão Terminal do Gerador [V];
\overline{V}_t	=	Tensão Terminal do Gerador [pu];
$\overline{V_{t0}}$	=	Tensão Terminal Inicial do Gerador [pu];
$\overline{V_{t0}^*}$	=	Conjugado da Tensão Terminal Inicial do Gerador [pu];
V_{vet}	=	Vetor de Tensões Terminais dos Barramentos [pu].
$\overline{v_f}$	=	Tensão Aplicada no Enrolamento de Campo [pu];
X	=	Matriz das Variáveis de Estado;
\dot{X}	=	Matriz da Derivada das Variáveis de Estado;
$\overline{X_d}$	=	Reatância de Eixo Direto [pu];
$\overline{X_d'}$	=	Reatância Transitória de Eixo Direto [pu];
$\overline{X_d''}$	=	Reatância Subtransitória de Eixo Direto [pu];
X_g	=	Reatância do Gerador [Ω];
X_l	=	Reatância da Linha de Transmissão [Ω];
$\overline{X_q}$	=	Reatância Indutiva de Eixo em Quadratura [pu];
$\overline{X_q'}$	=	Reatância Transitória de Eixo em Quadratura [pu];
$\overline{X_q''}$	=	Reatância Subtransitória de Eixo em Quadratura [pu];
X_t	=	Reatância do Transformador [Ω];
x_{h+1}	=	Valor da Variável X no Instante $h + 1$;
x_h	=	Valor da Variável X no Instante h ;

- \dot{x}_h = Derivada da Variável X no Instante h ;
- \dot{x}_{h+1} = Derivada da Variável X no Instante $h + 1$;
- Y = Matriz de Admitâncias do Sistema [pu];
- Y^{-1} = Inversa da Matriz de Admitâncias do Sistema [pu];
- Z = Matriz de Variáveis;
- Z_l = Impedância da Linha de Transmissão [Ω];
- \dot{Z}_t = Impedância Vista dos Terminais do Gerador [Ω];
- \overline{Z}_t = Impedância Vista dos Terminais do Gerador [pu];
- θ_m = Deslocamento Angular Mecânico do Rotor Máquina [rad];
- θ_0 = Fase da Tensão Terminal Inicial [rad];
- ω = Velocidade Angular Elétrica do Rotor [rad.s^{-1}];
- ω_m = Velocidade Angular Mecânica do Rotor da Máquina [rad.s^{-1}];
- ω_{0m} = Velocidade Angular Mecânica Nominal do Rotor da Máquina [rad.s^{-1}];
- ω_r = Velocidade Angular Elétrica do Rotor Relativa à Velocidade Síncrona [rad.s^{-1}];
- ω_s = Velocidade Angular Elétrica Nominal do Rotor da Máquina (Velocidade Síncrona) [rad.s^{-1}];
- $\overline{\omega}$ = Velocidade Angular do Rotor [pu];
- δ_m = Deslocamento Angular Mecânico do Rotor da Máquina em Relação ao Eixo Girante [rad];
- δ = Deslocamento Angular Elétrico do Rotor da Máquina [rad];
- δ_0 = Deslocamento Angular Elétrico Inicial do Rotor da Máquina [rad];
- δ_{12} = Ângulo de Defasagem entre Geradores [rad];

- δ_{cr} = Deslocamento Angular Elétrico Crítico do Rotor da Máquina [rad];
- δ_{max} = Deslocamento Angular Elétrico Máximo do Rotor da Máquina [rad];
- ψ_d = Enlace de Fluxo no Estator de Eixo Direto [Wb];
- ψ_q = Enlace de Fluxo no Estator de Eixo em Quadratura [Wb];
- ψ_0 = Enlace de Fluxo no Estator de Sequência Zero [Wb];
- ψ_{fd} = Enlace de Fluxo no Enrolamento de Campo [Wb];
- ψ_{kd} = Enlace de Fluxo no Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [Wb];
- ψ_{kq} = Enlace de Fluxo no Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [Wb];
- φ = Ângulo de Defasagem entre as Tensões E_1 e E_2 [rad];
- γ_0 = Ângulo do Eixo Direto em Relação ao Ângulo de Referência [rad];
- Δt = Passo de Integração [s];
- ε = Erro Residual.

1 INTRODUÇÃO

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser definido como a associação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e utilização da energia, sendo este último o objetivo final da operação de um SEP. De maneira ideal, o Sistema Elétrico deverá alimentar suas cargas elétricas mantendo a tensão e a frequência constantes ao longo do tempo. Porém, como a operação é dinâmica, ou seja, a todo instante ocorrem distúrbios, sejam eles desejados ou indesejados, os valores de tensão e frequência não são constantes ao longo da operação.

A máquina síncrona, um dos principais componentes de um SEP, é utilizada em grande parte das aplicações como gerador de energia elétrica, podendo ser acionada por uma turbina hidráulica, a vapor ou a gás, por exemplo. Sua função, como gerador, é, em linhas gerais, converter a energia mecânica em energia elétrica, através da rotação imposta ao seu rotor pelo acionador e da existência de um fluxo magnético criado a partir da injeção de corrente no enrolamento de campo da máquina.

Dada a importância de um gerador em um SEP, deseja-se que o mesmo permaneça em operação continuamente e que seja retirado de operação somente nos casos de manutenção programada ou na ocorrência de atuação de uma determinada proteção do equipamento que exija a sua desconexão do SEP.

Por ser um equipamento complexo, a máquina síncrona possui diversas proteções associadas à sua operação, as quais, dependendo da especificação do usuário, podem emitir um alarme e/ou sua retirada de operação, evitando, nesse último caso, que a mesma seja danificada e que os prejuízos sejam minimizados.

Modernamente, dentre as funções de proteção desempenhadas por um relé microprocessado, destaca-se a função de perda de sincronismo¹. Essa função tem como objetivo identificar uma operação de desvio da velocidade de rotação do gerador de seu valor nominal, ou síncrono, não sendo mais possível que o valor da velocidade retorne à sua condição inicial. A ocorrência desse fato, conhecida na bibliografia como um caso típico de instabilidade, é indesejada e a máquina, nessa situação, deverá ser retirada de operação.

Diversas contingências, durante a operação de um SEP, podem ter como consequência a perda de sincronismo de uma máquina síncrona. Algumas são listadas abaixo:

- a) Curto-circuito em uma linha de transmissão;
- b) Curto-circuito no enrolamento de campo do gerador;
- c) Abertura de circuitos de transmissão.

Para que a análise de estabilidade de um determinado sistema possa ser feita, é necessário que a máquina seja modelada em regime transitório. A partir dos modelos da máquina, da proteção contra perda de sincronismo e da aplicação de distúrbios no sistema, com quaisquer das contingências citadas anteriormente, pode-se simular e verificar a resposta da proteção do gerador.

¹ Na literatura em inglês tal função é conhecida como *out of step*.

1.1 HISTÓRICO

A seguir, são descritos, em ordem sequencial de assunto e cronológica, as principais referências sobre estabilidade, proteção contra perda de sincronismo, modelagem de equipamentos e simulação de estabilidade transitória de SEP.

O AIEE *Relay Subcommittee* [1] apresenta, em 1943, filosofias para o relé de perda de sincronismo. É descrito um esquema utilizando o relé de sobrecorrente e o relé direcional de potência, que devem operar juntamente com o relé de perda de excitação para detecção de perda de sincronismo, assim como esquemas envolvendo a mudança gradual de corrente, tensão ou ambas para discriminar uma ocorrência de perda de sincronismo. No artigo é feita uma pesquisa, com diversos engenheiros eletricitistas da área de proteção, que indica que a maioria já vivenciou a perda de sincronismo de unidades geradoras e, também, que não é utilizada uma filosofia específica para a proteção contra perda de sincronismo.

Para resolução do conjunto de equações diferenciais de primeira ordem necessárias para simulação da estabilidade transitória de um SEP, pode-se utilizar a metodologia apresentada por DOMMEL e SATO [2], em 1972. O procedimento matemático denominado método trapezoidal implícito permite a solução numérica de equações lineares e não-lineares e é um dos métodos mais utilizados para solução de problemas de estabilidade transitória, em razão de suas características de convergência e estabilidade.

Apesar de já existirem métodos para proteção contra perda de sincronismo antes de 1965, foi a partir da ocorrência de um blecaute no nordeste americano que esquemas mais sofisticados foram apresentados por BERDY *et al.* [3]. No artigo é descrita a característica de impedância do sistema durante ocorrência de perda de sincronismo em

sistema de alta tensão e que a aplicação desse tipo de relé em linhas de transmissão também pode ser utilizada para detecção de perda de sincronismo em geradores. Os principais esquemas de proteção a que se refere o artigo são Elemento Mho, *Blinder* Simples e *Blinder* Duplo.

ANDERSON e FOUAD [4], em 1977, e KUNDUR [5], em 1994, discutem alguns tópicos referentes à estabilidade e controle de SEP, destacando-se a modelagem de máquinas síncronas, sua representação em estudos de estabilidade, sistemas de excitação e modelos de acionadores. KUNDUR [5] ainda apresenta informações sobre linhas de transmissão em CA, modelos de carga, análises de estabilidade transitória, estabilidade de tensão, estabilidades de média e longa duração e métodos para melhorar a estabilidade de um SEP.

A simulação da estabilidade transitória de um sistema elétrico de potência envolve, inicialmente, a resolução do fluxo de potência da rede, conforme apresentado por MONTICELLI [6] em 1983. A referência aborda a formulação básica do problema, modelagem dos componentes necessários, algoritmos básicos, controles e limites.

CLARK e FELTES [7], em 1987, trazem informações sobre as unidades geradoras de pequeno porte (5 – 10 MVA) de instalações industriais e de cogeração e alertam que a operação destes sistemas, nesses casos, possui características típicas que podem não estar contempladas nos procedimentos fixados para ajuste de um determinado relé. Como as unidades geradoras nessas situações podem apresentar tempos elevados de eliminação das faltas e níveis elevados ou reduzidos de curto-circuito, entre outras características, os relés que farão a proteção devem atender a todas as possíveis condições. No caso específico da função do relé contra perda de sincronismo e na situação em que o tempo de extinção da falta é elevado, o gerador poderá atingir 62 ou 63 Hz no seguimento à eliminação da falta e, caso mais cargas

sejam retiradas de operação com a eliminação da falta, o gerador poderá desenvolver aceleração ainda maior.. É sugerido, então, atentar para a correta especificação dos parâmetros de proteção do gerador em casos específicos de operação.

SHIWEN [8], em 1991, propõe um método de proteção de geradores contra perda de sincronismo baseado na trajetória da impedância vista dos terminais do gerador, na velocidade com que a impedância percorre a trajetória e na direção de variação da impedância. O plano $R - X$ das impedâncias é subdividido em cinco zonas e, durante a operação do sistema, é verificado como a impedância se comporta, seja atravessando cada uma das zonas (possivelmente como resultado de uma instabilidade), entrando em algumas zonas e, em seguida, saindo das mesmas (resultado de uma possível operação estável) ou movendo-se instantaneamente para uma determinada zona (resultado de um possível curto-circuito no sistema). Através do comportamento da dinâmica da impedância, é possível antever uma ocorrência de instabilidade e, atuando no acionador, reduzir ou aumentar seu conjugado mecânico, evitando assim que a perda de sincronismo se configure no sistema. Este tipo de evento, envolvendo período relativamente maior, pode ser enquadrado dentro do escopo da estabilidade de longo prazo.

Um dos capítulos do texto de GRAINGER e STEVENSON [9], em 1994, apresenta os principais conceitos, equações e exemplos de cálculo de estabilidade. Para um sistema composto por apenas um gerador ou gerador equivalente, é apresentado o critério de áreas iguais para determinação do ângulo crítico e tempo máximo de extinção de falta para que não ocorra perda de sincronismo.

EYSSSEN [10], em 1997, e TZIOUVARAS e HOU [11], em 2004, apresentam os conceitos de bloqueio e *trip* da proteção contra perda de sincronismo. Como durante oscilações de potência e perda de sincronismo as variáveis elétricas tensão, corrente e

potência possuem grandes variações, as proteções contra sobrecorrente, sobretensão e perda de excitação, entre outras, podem ser afetadas. Dessa forma, é utilizada a proteção de bloqueio para evitar a atuação indesejada das proteções citadas. Além da atuação da proteção de bloqueio, é necessário que a proteção contra perda de sincronismo atue em casos de instabilidades, retirando a máquina de operação do sistema. Essa proteção é conhecida como *trip* da proteção contra perda de sincronismo.

ZHENGHAO *et al.* [12], em 1998, realizam uma simulação baseada no Projeto da Usina Geradora de Desheng, China, composta de três turbogeradores, dois a gás e um a vapor, com capacidade total instalada de aproximadamente 300 MW. A Usina Geradora é conectada ao Sistema Guangdong através de uma linha de 110 kV. O objetivo do artigo é mostrar a necessidade da proteção contra perda de sincronismo, através da simulação e análise de faltas fase-terra e trifásica. A simulação mostra que, para a ocorrência da falta fase-terra, o sistema é estável para a abertura do disjuntor em $t = 0,15$ s e, no caso da falta trifásica, a abertura do disjuntor em $t = 0,12$ s já indica uma instabilidade no sistema.

PAITHANKAR [13], em 1998, apresenta a filosofia relativa à utilização de relés de proteção, os principais conceitos e equações aplicados à proteção de linhas de transmissão, como a proteção de sobrecorrente, proteção direcional e proteção de distância. Tópicos como transformadores de potencial e de corrente, proteção diferencial e proteção de equipamentos como geradores, transformadores e barramentos também são explorados por essa referência.

DAQIANG *et al.* [14], em 2001, apresentam um método de detecção de perda de sincronismo baseado na predição de ocorrência desse tipo de falha utilizando o método dos mínimos quadrados para o cálculo do ângulo entre o gerador e o SEP. Através da detecção de ocorrência de perda de sincronismo antes de a mesma, de fato, ocorrer no

sistema, a confiabilidade de operação do SEP é aumentada, como foi demonstrado através das simulações realizadas.

Sobre os principais fundamentos e conceitos de estabilidade de sistemas elétricos e de proteção contra perda de sincronismo, TZIOUVARAS e HOU [15], em 2003, abordam o assunto de forma completa, descrevendo filosofias, fundamentos de aplicação e os principais avanços nos projetos das funções de proteção de bloqueio e *trip*, conforme conceituadas por EYSSSEN [10].

TROSKIE e DE VILLIERS [16], em 2004, estudam o impacto de faltas com elevado intervalo de duração sobre os sistemas de potência de alta tensão. É verificado que, dependendo da localização de uma falta em um sistema, a proteção contra perda de sincronismo de uma máquina síncrona pode atuar indevidamente, com certa independência da composição da carga.

Em [17], os estudos são concentrados no modo assíncrono de operação de SEP. Esse modo é definido nas situações de excursões amplas de potências ativa e reativa, produzindo desvios maiores nas grandezas que normalmente caracterizam a operação do Sistema. É apresentado, em 2004, um exemplo prático de aplicação de proteção contra perda de sincronismo em uma linha de transmissão de 400 kV entre a Romênia e a Bulgária através de dois pontos de vista: estudos do SEP e seleção dos parâmetros de ajuste da proteção.

A Norma [18], de 2005, discute diversos modelos de sistemas de excitação de máquinas síncronas para estudos de estabilidade. São apresentados modelos de sistemas CC que utilizam gerador de corrente contínua como fonte de potência do sistema de excitação, modelos CA que utilizam geradores de corrente alternada e pontes retificadoras estáticas ou rotativas como fonte de potência, e modelos estáticos, cujas fontes são transformadores ou enrolamentos auxiliares de geradores em conjunto com

pontes retificadoras. Além dos modelos de sistemas de excitação, são discutidos quatro modelos de estabilizadores de sistemas de potência (PSS).

REIMERT [19], em 2006, trata de relés de proteção para geradores síncronos. Em um de seus capítulos, o texto aborda o funcionamento do relé de perda de sincronismo, incluindo os três principais esquemas de proteção mencionados na bibliografia sobre o assunto: Mho, *Blinder* Simples e *Blinder* Duplo. Além disso, é disponibilizada, no *site* da Editora, uma planilha que traz um caso de simulação de estabilidade transitória, com um sistema composto de duas máquinas, dois transformadores, uma linha de transmissão e uma barra infinita, esta última representando o restante do sistema.

ARIZA e GERS [20], em 2008, estudam um caso de estabilidade de sistemas de potência através de um software e os ajustes do relé são implementados para testes. O sistema estudado apresenta três linhas de transmissão de 230 kV e três barras, sendo duas delas conectadas a geradores síncronos. São analisados três casos com tempos de extinção de falta em 90, 180 e 190 ms, sendo uma linha removida como consequência da falta. Verifica-se que o sistema perde o sincronismo na condição de extinção de falta em 190 ms.

BLUMSCHEIN *et al.* [21], em 2008, propõem um método de detecção de perda de sincronismo baseado na excursão de frequência da máquina e na independência dos parâmetros da rede. A coordenação da detecção através da oscilação de frequência, associada à proteção de distância e à proteção contra perda de sincronismo, provê uma proteção com maior confiabilidade. Uma elevada confiabilidade no método de detecção é exigida, visto que, na ocorrência de uma detecção indesejada da proteção, podem ocorrer efeitos de desligamento em cascata do sistema ocasionando um blecaute no SEP.

CARRASCO [22], em 2009, analisa o efeito da perda de excitação de máquinas síncronas e avalia os esquemas de proteção referentes à perda de excitação. São simulados casos de curto-circuito trifásico, perda de excitação causado por perda da fonte de tensão e perda de excitação causado pela abertura acidental do disjuntor no circuito de campo.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar resultados de estudo de estabilidade transitória de um sistema elétrico de potência, realizado dentro do contexto da pesquisa de mestrado, e avaliar os principais esquemas de proteção contra perda de sincronismo para máquinas síncronas encontrados na bibliografia.

O estudo de estabilidade transitória é realizado através da simulação, em ambiente MATLAB, de um sistema de potência composto por duas fontes geradoras de 180 MVA, dois transformadores de potência, duas linhas de transmissão em 230 kV operando em paralelo e uma fonte equivalente, representando o restante do sistema. A resolução do sistema operando em regime transitório utiliza o método de integração trapezoidal implícito para solução do conjunto de equações diferenciais de primeira ordem.

Realizado o estudo de estabilidade transitória, é verificado o comportamento dos principais esquemas de proteção contra perda de sincronismo e discutida a eficácia de cada um deles para a correta proteção do sistema de potência.

1.3 ESTRUTURA DO TEXTO

De forma a atingir os objetivos deste trabalho, a estrutura da dissertação foi organizada da seguinte forma:

O Capítulo 1 apresenta a introdução e os objetivos, focando o assunto de Proteção de Geradores Síncronos Contra a Perda de Sincronismo. Posteriormente, são discutidas as principais referências bibliográficas (artigos e livros) a respeito do tema da dissertação.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão sobre Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, incluindo os principais conceitos e as equações associadas que serão utilizadas durante a modelagem e simulação.

São apresentados, no Capítulo 3, as equações que envolvem o cálculo da trajetória da impedância vista através do relé de distância localizado nos terminais de um gerador e os três principais Esquemas de Proteção Contra a Perda de Sincronismo, seus principais conceitos e as equações associadas.

No Capítulo 4, são apresentadas as modelagens da máquina síncrona, transformador de potência e linhas de transmissão necessárias para o desenvolvimento do programa de simulação em ambiente MATLAB. Além disso, é apresentado o método trapezoidal para resolução das equações diferenciais de primeira ordem necessárias para análise da estabilidade transitória do sistema.

No Capítulo 5 são descritas as simulações realizadas, apresentados os resultados obtidos e avaliados os métodos de proteção contra perda de sincronismo de máquinas síncronas.

O Capítulo 6 descreve as conclusões finais do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

2 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 INTRODUÇÃO

O conceito de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência (SEP) está associado à capacidade do sistema de manter-se operando em torno de seu ponto de equilíbrio durante regime permanente ou de retornar a uma nova condição de equilíbrio na ocorrência de um distúrbio, seja ele causado, por exemplo, por curto-circuito, perda de carga, chaveamento de linhas de transmissão ou perda de excitação da máquina síncrona.

Quando o sistema não retorna ao seu ponto de equilíbrio na ocorrência de um distúrbio, ele é dito instável. Instabilidades devem ser mitigadas durante a operação, evitando, assim, períodos de falta de energia e, também, danos aos equipamentos do Sistema Elétrico.

Este Capítulo descreve os principais conceitos referentes à Estabilidade de SEP, apresentando os conceitos e equações associados a esse tema.

2.2 CLASSIFICAÇÃO

O estudo de Estabilidade pode ser subdividido nas áreas de Estabilidade Angular e Estabilidade de Tensão, conforme ilustrado na Figura 2.1. Esta dissertação foi desenvolvida com foco nos estudos na área de Estabilidade Angular.

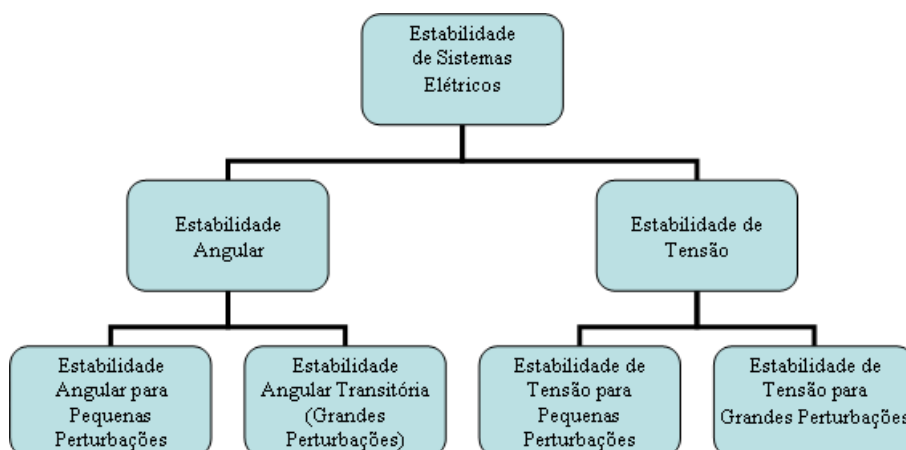


Figura 2.1 – Classificação de Estabilidade de Sistemas Elétricos

2.2.1 ESTABILIDADE ANGULAR

O conceito de Estabilidade Angular está associado à capacidade de as máquinas do SEP permanecerem em sincronismo durante operação em regime permanente (pequenas perturbações) e também durante regime transitório (grandes perturbações). Para a caracterização de uma condição de instabilidade angular, o ângulo do rotor de pelo menos uma das máquinas do sistema aumenta indefinidamente em relação aos demais sem que seja possível controlá-lo.

O termo “Estabilidade Angular para Pequenas Perturbações” refere-se ao estudo de pequenas alterações (como a entrada de uma pequena carga ou alterações na geração) nos parâmetros do sistema durante a operação em regime permanente. Para ser

enquadrada nesse conceito, a análise deve ser realizada através da linearização das equações.

Por outro lado, o termo “Estabilidade Angular para Grandes Perturbações” ou “Transitória” diz respeito a grandes perturbações no SEP, tais como a ocorrência de curto-circuito, chaveamento de linhas ou entrada de um grande bloco de carga. Nesses casos, no entanto, a linearização das equações não permite realizar a análise da operação. Esta dissertação concentra-se no conceito de Estabilidade Transitória, referente às grandes perturbações, ao focar nos estudos de proteção contra perda de sincronismo de máquinas síncronas.

2.2.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO

Estabilidade de Tensão é a capacidade do SEP de manter as tensões nas barras em torno de seus valores nominais durante operação em regime permanente e também durante ocorrência de distúrbios.

Para a caracterização de uma condição de instabilidade de tensão, o distúrbio deve ser capaz de reduzir progressivamente a magnitude da tensão em pelo menos uma das barras do sistema, de forma que não seja possível controlar esse parâmetro.

Analogamente ao caso de Estabilidade Angular, o estudo de Estabilidade de Tensão é dividido em Pequenas Perturbações e Grandes Perturbações.

2.3 EQUAÇÕES DE MOVIMENTO DO ROTOR DE UM GERADOR

O movimento do rotor de uma máquina síncrona é baseado na Segunda Lei de Newton e pode ser descrito através da Equação (2.1).

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad (2.1)$$

Onde:

J : Momento de Inércia do Rotor [kg.m²];

θ_m : Deslocamento Angular Mecânico do Rotor da Máquina [rad];

t : Tempo [s];

T_m : Conjugado Mecânico [N.m];

T_e : Conjugado Elétrico [N.m];

T_a : Conjugado de Aceleração Resultante [N.m].

Como a potência é dada pelo produto entre o conjugado e a velocidade, multiplicando-se ambos os membros da Equação (2.1) por ω_m , tem-se:

$$J \omega_m \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.2)$$

Onde:

ω_m : Velocidade Angular Mecânica do Rotor da Máquina [rad.s⁻¹];

P_m : Potência Mecânica [W];

P_e : Potência Elétrica [W];

P_a : Potência de Aceleração Resultante [W].

Também, pode-se escrever a equação acima em função do momento cinético M da máquina, o qual é definido através da Equação abaixo, exatamente na velocidade nominal ω_{0m} :

$$M = J\omega_{0m} \quad (2.3)$$

Onde:

ω_{0m} : Velocidade Angular Mecânica Nominal do Rotor da Máquina [rad.s^{-1}].

Logo, como normalmente a velocidade do rotor em regime (ω_m) dinâmico não se afasta muito da velocidade síncrona (ω_{0m}), a Equação de movimento do rotor, a partir da Equação (2.2), combinada com a anterior, pode ser escrita, aproximadamente, por:

$$M \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \approx P_m - P_e = P_a \quad (2.4)$$

Durante a operação em regime permanente, as potências mecânica e elétrica possuem magnitudes iguais e, conseqüentemente, a potência de aceleração é nula. Em decorrência disso, a velocidade da máquina é constante e dita síncrona.

As Equações (2.1) e (2.2) são mais comumente escritas utilizando-se a constante de inércia H da máquina, a qual é definida pela relação entre a energia cinética do rotor na velocidade nominal da máquina e a sua potência base, conforme indicado na Equação (2.5):

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{0m}^2}{S_{base}} \quad (2.5)$$

Onde:

S_{base} : Potência Aparente Base [VA].

Dessa forma, a Equação que envolve as potências mecânica e elétrica pode ser reescrita como a Equação (2.6).

$$\frac{2H}{\omega_{0m}} \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \approx \frac{P_m - P_e}{S_{base}} = \frac{P_a}{S_{base}} \quad (2.6)$$

Na ocorrência de um distúrbio, seja ele de pequena ou grande intensidade, as magnitudes das potências mecânica e elétrica serão diferentes e, em consequência, a potência de aceleração será diferente de zero. Nesse momento, a máquina tenderá a aumentar ou reduzir sua velocidade, dependendo do distúrbio ocorrido. Em situação de estabilidade, o sistema deverá oscilar e voltar a um novo ponto de equilíbrio, em que as potências mecânica e elétrica terão novamente magnitudes iguais. No caso de instabilidade, o sistema não retornará a um ponto de equilíbrio e, por isso, os mecanismos de proteção deverão atuar para retirar parte do sistema de operação.

Conforme mencionado anteriormente, o deslocamento angular mecânico do rotor, θ_m , é uma grandeza definida em referência a um eixo estacionário e, consequentemente, seu módulo é constantemente incrementado na medida em que o tempo varia. Entretanto, é usual medir-se o deslocamento angular mecânico em relação a um eixo que gira à velocidade síncrona da máquina conforme definido na Equação (2.7).

$$\delta_m = \theta_m - \omega_{0m}t \quad (2.7)$$

Onde:

δ_m : Deslocamento Angular Mecânico do Rotor da Máquina em Relação ao Eixo Girante [rad].

Ao derivarem-se ambos os membros dessa Equação uma e duas vezes em relação ao tempo, encontram-se as Equações (2.8) e (2.9) abaixo.

$$\frac{d\delta_m}{dt} = \frac{d\theta_m}{dt} - \omega_{0m} = \omega_m - \omega_{0m} \quad (2.8)$$

$$\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (2.9)$$

A Equação (2.6) transforma-se, então, na chamada Equação de Swing, descrita pela Equação (2.10).

$$\frac{2H}{\omega_{0m}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \approx \frac{P_m - P_e}{S_{base}} = \frac{P_a}{S_{base}} \quad (2.10)$$

Como a razão entre as velocidades angulares elétrica e mecânica é igual a razão entre os deslocamentos angulares elétrico e mecânico e ambas as razões são iguais a metade do número de polos da máquina, a expressão acima pode ser reescrita de acordo com a Equação abaixo:

$$\frac{2H}{\frac{\omega_s}{2}} \frac{d^2 \left(\frac{\delta}{2} \right)}{dt^2} = \frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_{base}} = \frac{P_a}{S_{base}} \quad (2.11)$$

Onde:

ω_s : Velocidade Angular Elétrica Nominal do Rotor da Máquina (Velocidade Síncrona)

[rad.s⁻¹];

δ : Deslocamento Angular Elétrico do Rotor da Máquina [rad];

p : Número de Polos da Máquina Síncrona.

A velocidade e o ângulo do rotor podem ser calculados a partir de integrações da Equação (2.11). Com isso, obtêm-se as Equações (2.12) e (2.13) relacionadas abaixo:

$$\frac{d\delta}{dt} = \int_0^t \frac{\omega_s}{2H} \overline{P_a} dt \quad (2.12)$$

Onde:

$\overline{P_a}$: Potência de Aceleração Resultante [pu].

Durante os primeiros segundos, em caso de curto trifásico nos terminais do gerador, temos $\overline{P_m} \approx cte$ e $\overline{P_e} = 0$. Portanto, $\overline{P_a} = \overline{P_m} \approx cte$ e:

$$\delta = \int_0^t \frac{\omega_s}{2H} \overline{P_m} t = \frac{\omega_s}{4H} \overline{P_m} t^2 + \delta_0 \quad (2.13)$$

Onde:

\overline{P}_a : Potência de Aceleração [pu];

\overline{P}_m : Potência Mecânica [pu];

\overline{P}_e : Potência Elétrica [pu];

δ_0 : Deslocamento Angular Elétrico Inicial do Rotor da Máquina [rad].

2.4 EQUAÇÃO ÂNGULO-POTÊNCIA

De acordo com GRAINGER e STEVENSON [9], em um sistema que contém dois geradores interligados radialmente por uma linha de transmissão, a Equação que descreve a relação entre a potência elétrica ativa transferida através da linha (P) e o ângulo de defasagem (δ_{12}) entre esses geradores é dada por:

$$P_e = \frac{E_1 E_2}{X_l} \text{sen} \delta_{12} \quad (2.14)$$

Onde:

E_1 : Magnitude da Tensão no Lado da Fonte [V];

E_2 : Magnitude da Tensão no Lado da Carga [V];

δ_{12} : Ângulo de Defasagem entre os Geradores [rad];

X_l : Reatância da Linha de Transmissão [Ω].

Fazendo-se:

$$\frac{E_1 E_2}{X_l} = P_{\max} \quad (2.15)$$

Tem-se que:

$$P_e = P_{\max} \text{sen} \delta_{12} \quad (2.16)$$

De acordo com a Equação (2.16), a potência ativa transferida será nula caso o ângulo de defasagem entre as duas máquinas seja nulo. À medida que o ângulo de defasagem aumenta, a potência transferida aumenta até o limite de 90°. A partir desse valor, a potência decresce atingindo novamente o valor zero quando o ângulo for de 180°. A Figura 2.2 mostra a relação entre as duas grandezas.

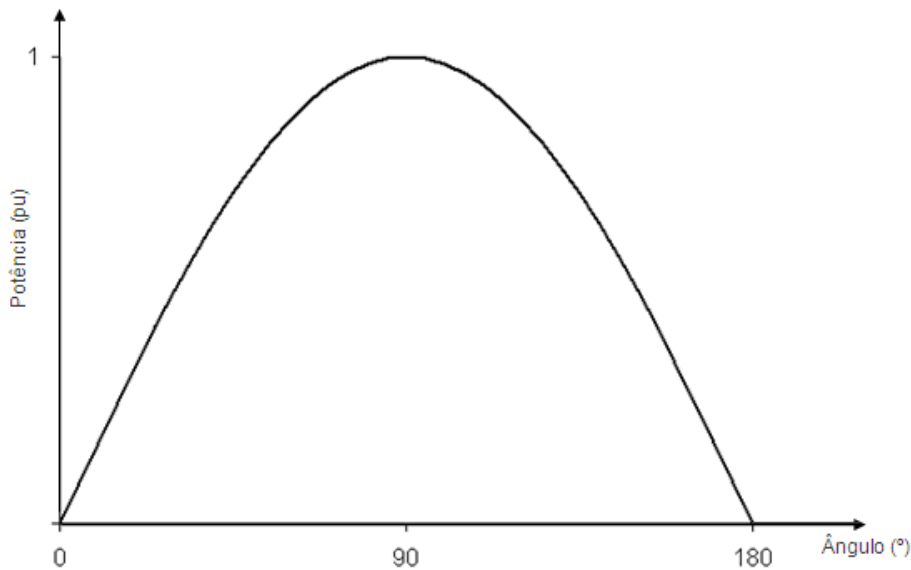


Figura 2.2 – Relação Ângulo Potência

Conforme mencionado, os conjugados mecânico e elétrico são iguais durante o regime permanente e, portanto, a potência mecânica gerada é igual à potência elétrica gerada (desconsiderando-se as perdas). Logo, o ponto de equilíbrio do sistema é determinado através da intersecção entre a curva da potência elétrica gerada e a potência mecânica entregue ao gerador (considerada constante). O gráfico abaixo indica o ponto de equilíbrio de um determinado sistema. A diferença angular no ponto de equilíbrio é δ_0 ².

² A referência do sistema analisado é feita no lado da carga. Assim, o ângulo de defasagem entre os geradores é o ângulo δ_1 . No ponto de equilíbrio é feito $\delta_1 = \delta_0$.

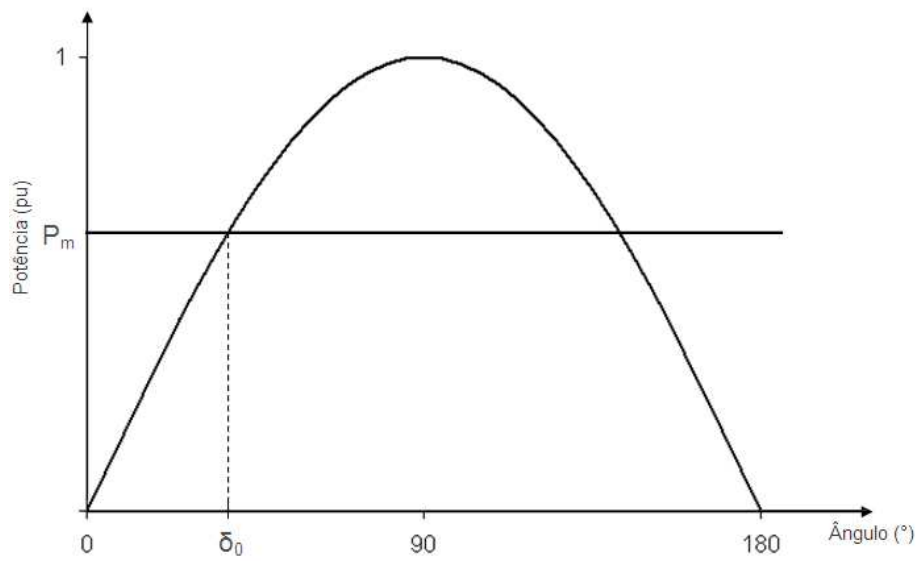


Figura 2.3 – Ponto de Equilíbrio do Sistema

2.5 CRITÉRIO DE ÁREAS IGUAIS

As equações de movimento da máquina, definidas nos itens anteriores, podem ser trabalhadas a partir das potências mecânica e elétrica. A partir da Equação (2.8), obtém-se a velocidade angular elétrica do rotor relativa à velocidade síncrona, dada pela diferença entre a velocidade angular elétrica do rotor e a velocidade síncrona:

$$\omega_r = \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.17)$$

Onde:

ω : Velocidade Angular Elétrica do Rotor [rad elet.s⁻¹];

ω_r : Velocidade Angular Elétrica do Rotor Relativa à Velocidade Síncrona [rad elet.s⁻¹].

Também,

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt} \quad (2.18)$$

Na Equação de Swing da máquina, tem-se que:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{P_m - P_e}{S_{base}} \quad (2.19)$$

Multiplicando-se o lado esquerdo da Equação acima por ω_r e o lado direito por $\frac{d\delta}{dt}$,

obtem-se:

$$\frac{H}{\omega_s} 2\omega_r \frac{d\omega_r}{dt} = \left(\frac{P_m - P_e}{S_{base}} \right) \frac{d\delta}{dt} \rightarrow \frac{H}{\omega_s} \frac{d(\omega_r^2)}{dt} = \left(\frac{P_m - P_e}{S_{base}} \right) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.20)$$

Multiplicando-se ambos os membros por dt e integrando-se o primeiro membro, chega-se à Equação abaixo.

$$\frac{H}{\omega_s} (\omega_{r2}^2 - \omega_{r1}^2) = \int_{\delta_1}^{\delta_2} \left(\frac{P_m - P_e}{S_{base}} \right) d\delta \quad (2.21)$$

Se as velocidades do rotor nos deslocamentos angulares δ_1 e δ_2 são síncronas, então:

$$\omega_{r2}^2 - \omega_{r1}^2 = 0 \quad (2.22)$$

Logo, da Equação (2.21) obtém-se:

$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} (\overline{P_m} - \overline{P_e}) d\delta = 0 \quad (2.23)$$

A Equação acima, que relaciona as áreas das curvas de potências mecânica e elétrica da máquina em relação ao ângulo de deslocamento da mesma, é conhecida como Critério de Áreas Iguais.

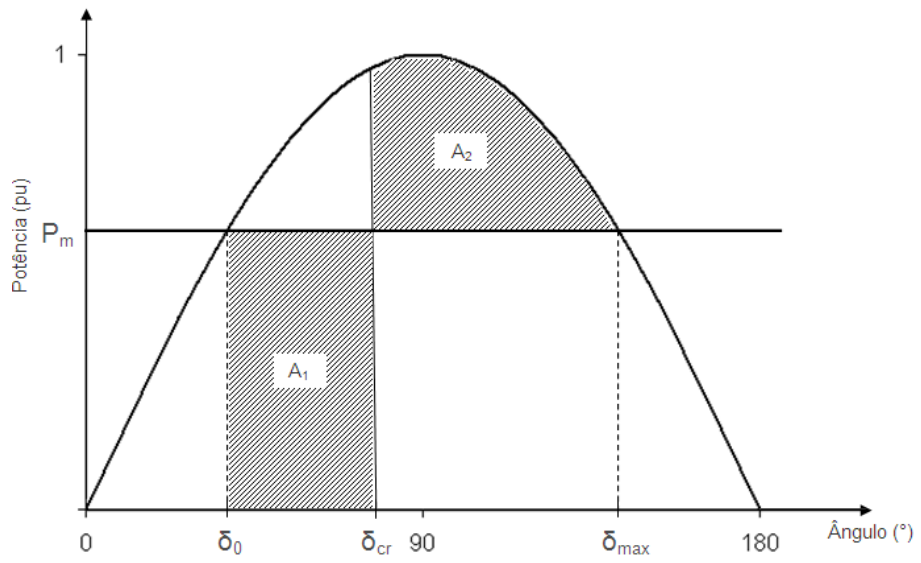


Figura 2.4 – Critério de Áreas Iguais

2.6 TEMPO E ÂNGULO CRÍTICOS DE FALTA

Na ocorrência de um curto-circuito trifásico, por exemplo, a potência elétrica torna-se instantaneamente igual a zero e, durante os primeiros instantes, a potência mecânica permanece com o valor P_m . Nesse intervalo de tempo, com a potência mecânica superior à potência elétrica, a máquina possuirá uma potência de aceleração ($P_m > P_e \rightarrow P_a > 0$) e, conseqüentemente, sua velocidade angular será crescente. Para que o sistema permaneça estável após a extinção da falta, a potência elétrica deverá ser superior à potência mecânica durante um intervalo de tempo suficiente para satisfazer a Equação (2.22), reduzindo, dessa forma, a velocidade da máquina e retomando a velocidade síncrona. Caso essa equação não seja satisfeita, o sistema torna-se instável e deverá ser retirado rapidamente de operação.

Para determinação do tempo e ângulo crítico de falta, utiliza-se a Figura 2.5, que relaciona as potências mecânica e elétrica do sistema durante a operação em regime permanente pré-falta, durante o período de falta e no período pós-falta da excursão angular.

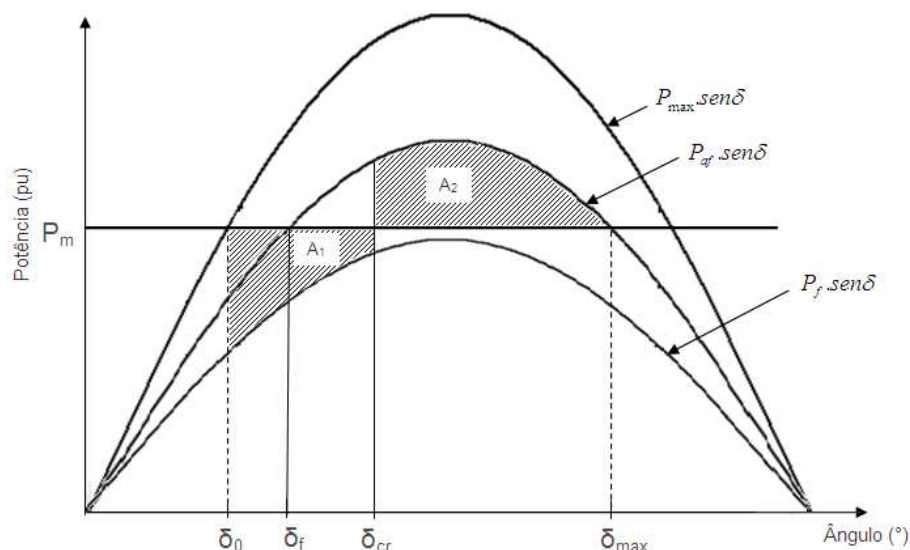


Figura 2.5 – Determinação do Ângulo e Tempo Críticos

Durante a operação em regime permanente, o sistema encontra-se estável em torno do ponto de equilíbrio (δ_0), onde as potências mecânica e elétrica são iguais. Na ocorrência da falta, a potência elétrica torna-se inferior à potência mecânica e a velocidade do rotor da máquina passa a variar com o tempo, aumentando em magnitude. No instante em que a proteção atua e a falta é extinta, o deslocamento angular da máquina é δ_{cr} , a velocidade do rotor é superior à velocidade síncrona e, como a potência elétrica torna-se superior à potência mecânica, a velocidade do rotor passa a decrescer com o tempo. O sistema passa, então, a oscilar em torno de sua velocidade síncrona até que seja atingido novamente o ponto de equilíbrio. O deslocamento angular máximo que a máquina pode atingir sem que perca sua estabilidade é δ_{max} , visto que, a partir desse ângulo, a potência elétrica torna-se novamente inferior à potência mecânica e, conseqüentemente, a velocidade angular aumenta indefinidamente.

Assim, o ângulo crítico de extinção da falta para que o sistema permaneça estável é δ_{cr} e é calculado através da Equação abaixo.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_f \text{sen} \delta) d\delta + \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_m - P_{af} \text{sen} \delta) d\delta = 0 \quad (2.24)$$

Onde:

P_f : Potência Ativa Durante uma Falta [W];

P_{af} : Potência Ativa Após Eliminação de uma Falta [W].

Ou seja,

$$\begin{aligned}
& \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_f \text{sen } \delta) d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{\max}} (P_{af} \text{sen } \delta - P_m) d\delta \rightarrow \\
& \rightarrow P_m (\delta_{cr} - \delta_0) + P_f (\cos \delta_{cr} - \cos \delta_0) = P_{af} (\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{\max}) + P_m (\delta_{cr} - \delta_{\max})
\end{aligned} \tag{2.25}$$

Como $\delta_{\max} = \pi - \delta_f$, onde δ_f é o ângulo do ponto de intersecção entre a curva de potência mecânica e a curva de potência elétrica após eliminação da falta, resolvendo-se a equação acima para δ_{cr} , tem-se que:

$$\delta_{cr} = \arccos \left\{ \left(\frac{P_m}{P_f - P_{af}} \right) (\delta_0 + \delta_f - \pi) + \left(\frac{P_f \cos \delta_0 + P_{af} \cos \delta_f}{P_f - P_{af}} \right) \right\} \tag{2.26}$$

O tempo máximo para extinção da falta, t_{cr} , é calculado ao substituir-se o valor de δ_{cr} na Equação (2.13). Na ocorrência de um curto-circuito trifásico e considerando a potência mecânica constante, o tempo máximo é dado pela Equação (2.27).

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_s P_m}} \tag{2.27}$$

Para análise da dinâmica do sistema durante os intervalos de ocorrência da falta e após sua extinção, o gerador deverá ser modelado considerando sua operação em regime transitório. O Capítulo 4 apresenta as equações e a resolução das equações diferenciais que envolvem sua operação durante esse regime.

3 ESQUEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA INSTABILIDADE POR PERDA DE SINCRONISMO

3.1 INTRODUÇÃO

Em um SEP, as máquinas síncronas, em regime permanente, operam com as frequências das ondas geradas muito próximas uma das outras e todas, no caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), com o mesmo valor médio em torno de 60 Hz. Nessa situação, quando operam exatamente na mesma frequência, o conjugado resultante e a potência de aceleração imposta ao rotor de cada gerador são nulos e sua velocidade de rotação é constante (síncrona) e dependente apenas do número de pólos do gerador e da frequência fixada.

Na ocorrência de uma grande perturbação, como um curto-circuito trifásico na rede de transmissão, a potência de aceleração, considerando que a potência mecânica imposta pelo acionador é constante, terá um valor positivo e diferente de zero, visto que a potência elétrica, durante a falta, será inferior a potência mecânica. Como consequência, a aceleração angular deixará de ser nula e possuirá um valor positivo, aumentando, então, a velocidade do rotor. Na hipótese de curto trifásico, caso o tempo de extinção da falta seja superior a um determinado valor chamado tempo crítico de falta, como demonstrado no capítulo anterior, a máquina não conseguirá retornar a um ponto de operação estável e diz-se que a mesma perdeu sincronismo.

De acordo com REIMERT [19], durante a ocorrência de grandes perturbações, transitórios elétricos e mecânicos graves podem expor a unidade geradora a danos iminentes, como excessiva solicitação em seu eixo, maior deterioração dos enrolamentos da máquina e até falhas nos tiristores dos sistemas de excitação. Assim, a falta deve ser detectada e a máquina retirada de operação o mais rapidamente possível.

3.2 PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

Os esquemas de proteção contra a perda de sincronismo utilizam o princípio da proteção de distância para verificar a ocorrência de instabilidades durante a operação do Sistema. O conceito de proteção de distância está relacionado à possibilidade de se detectar a localização de uma falta através da relação entre a tensão e a corrente medidas pelos transformadores de potencial e de corrente, respectivamente. Estas grandezas são medidas nos terminais da máquina ou até no terminal de alta dos transformadores de potência. Calculada a relação entre a tensão e a corrente, ou seja, a impedância associada, é possível até obter-se a localização da falta, caso os valores das impedâncias das linhas por unidade de distância sejam conhecidos.

Dada uma perturbação no SEP, a velocidade do rotor da máquina oscilará e, conseqüentemente, o deslocamento angular também oscilará em busca do novo ponto de equilíbrio. Durante a oscilação ou *swing*, os valores de tensão terminal e corrente do gerador serão alterados e, a partir da razão entre os dois valores, ter-se-á a variação dinâmica da impedância, que, então, será utilizada pelo algoritmo de proteção contra a perda de sincronismo.

Para que seja possível diferenciar a perda de sincronismo de uma falta no sistema (como um curto-circuito, por exemplo), uma lógica é associada ao algoritmo de proteção. Esta diferenciação baseia-se no fato de que a variação da impedância com o tempo durante uma falta é praticamente instantânea, enquanto que durante uma operação de perda de sincronismo a variação é relativamente lenta.

Este Capítulo apresenta os conceitos e aplicações dos principais esquemas de proteção contra perda de sincronismo que são atualmente utilizados nos sistemas.

3.3 IMPEDÂNCIA VISTA PELO GERADOR

Conforme exposto, a detecção da perda de sincronismo está associada à trajetória da impedância vista pelos terminais do gerador. Uma série de critérios deve ser atendida para que a proteção atue e o gerador seja isolado do restante do sistema, de forma que não ocorram maiores prejuízos.

A Figura abaixo mostra um circuito simples que interliga um gerador, representado por uma tensão interna e uma reatância apropriadas, a um determinado sistema através de um sistema de transmissão.

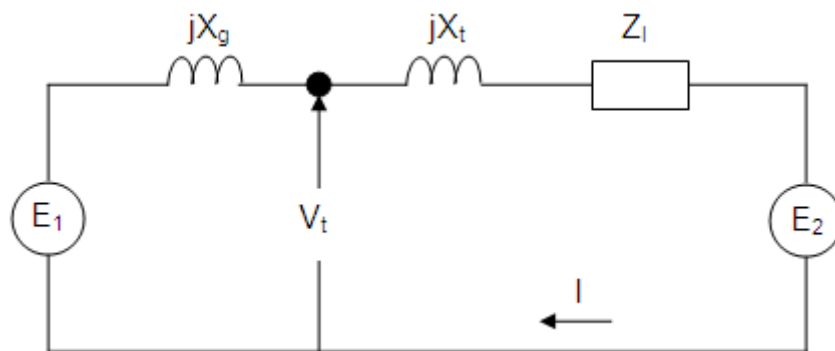


Figura 3.1 – Circuito Elétrico

Fonte: REIMERT [19]

Então, a corrente que flui pelo circuito é dada por:

$$\dot{I} = \frac{E_1 \angle \varphi - E_2 \angle 0}{jX_g + jX_t + Z_l} \quad (3.1)$$

Onde:

\dot{I} : Corrente Elétrica [A];

E_1 : Magnitude da Tensão no Lado da Fonte [V];

E_2 : Magnitude da Tensão no Lado da Carga [V], suposta com ângulo de fase zero (referência)

φ : Ângulo de Defasagem entre as Tensões E_1 e E_2 [rad];

Z_l : Impedância da Linha de Transmissão [Ω];

X_g : Reatância do Gerador [Ω];

X_t : Reatância do Transformador [Ω].

Na situação em que $E_1 = E_2$ e $\varphi = 0$, não há corrente fluindo pelo circuito. À medida que o ângulo φ aumenta, a corrente também aumenta até o instante em que $\varphi = 180^\circ$, momento a partir do qual a corrente passa a decrescer. Para esta condição de corrente máxima, a queda de tensão do circuito é duas vezes a tensão normal de operação e a tensão no ponto médio da reatância total de transmissão será nula.

Situação análoga de tensão nula neste mesmo ponto ocorre durante um curto-circuito trifásico no ponto médio da impedância total do circuito, ou seja, $\frac{jX_g + jX_t + Z_l}{2}$. Este ponto é denominado de centro elétrico do sistema para as oscilações ou condição de escorregamento da tensão \vec{E}_1 em relação à tensão \vec{E}_2 provocada por perda de sincronismo. A condição de perda de sincronismo depende de uma condição prévia de falta severa. Tal severidade da perturbação depende do tipo, local e duração da falta e, ainda, da eventual perda prévia de elementos importantes da transmissão.

A tensão vista nos terminais do gerador é dada por:

$$\dot{V}_t = E_1 \angle \varphi - \dot{I} \cdot jX_g = E_1 \angle \varphi - \frac{E_1 \angle \varphi - E_2 \angle 0}{jX_g + jX_t + Z_l} \cdot jX_g \quad (3.2)$$

Onde:

\dot{V}_t : Tensão Terminal do Gerador [pu].

Fazendo-se $n = \frac{E_1}{E_2}$, tem-se que a impedância vista pelos terminais do gerador é dada

por:

$$\dot{Z}_t = \frac{\dot{V}_t}{\dot{I}} = \frac{jX_t \cdot n \angle \varphi + Z_l \cdot n \angle \varphi + jX_g}{n \angle \varphi - 1} = \frac{n(n - \cos \varphi - j \operatorname{sen} \varphi)(jX_g + jX_t + Z_l)}{(n - \cos \varphi)^2 + \operatorname{sen}^2 \varphi} - jX_g \quad (3.3)$$

Onde:

\dot{Z}_t : Impedância Vista dos Terminais do Gerador.

Para o caso especial em que $E_1 = E_2$, ou seja, $n = 1$, obtém-se:

$$\begin{aligned} \dot{Z}_t &= \frac{jX_g + jX_t + Z_l}{2} - j \cdot \left(\frac{jX_g + jX_t + Z_l}{2} \right) \cdot \frac{\operatorname{sen} \varphi}{1 - \cos \varphi} - jX_g \rightarrow \\ &\rightarrow \dot{Z}_t = \frac{jX_g + jX_t + Z_l}{2} \cdot \left[1 - j \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{\varphi}{2} \right) \right] - jX_g \end{aligned} \quad (3.4)$$

Para melhor análise de Z_t , pode-se colocar a Equação (3.4) na forma $\vec{Z}_t = A + jB$, ou

seja:

$$\dot{Z}_t = \frac{R_l + X_g \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{\varphi}{2} \right) + X_t \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{\varphi}{2} \right) + X_l \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{\varphi}{2} \right)}{2} + j \frac{X_t + X_l - X_g - R_l \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{\varphi}{2} \right)}{2} \quad (3.5)$$

Onde:

R_l : Resistência da Linha de Transmissão;

X_l : Reatância da Linha de Transmissão.

Conforme REIMERT [19], a Equação (3.5) indica que, no plano de impedâncias $R - X$, a equação de \dot{Z}_l é uma reta.

Pode-se verificar, através da última equação que, caso uma perturbação tenha sido imposta ao sistema, se o ângulo de defasagem entre o gerador e o sistema é crescente, ou seja, se φ aumenta com o tempo, a impedância \vec{Z}_l mover-se-á da direita para a esquerda. Caso contrário, \vec{Z}_l mover-se-á da esquerda para a direita. Esta característica é verificada através do gráfico de $tg^{-1}(\varphi)$, que decresce à medida que o ângulo φ aumenta.

De acordo com REIMERT [19], na situação em que $n \neq 1$, a trajetória da impedância é uma circunferência com centro em coordenadas que dependem do valor de n e da distância \overline{AB} . A Figura abaixo ilustra ambas as situações.

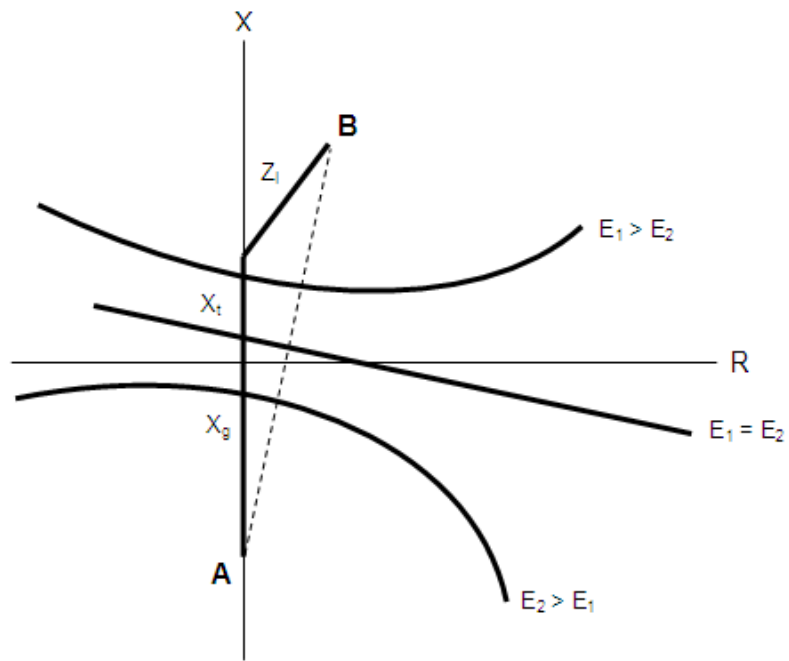


Figura 3.2 – Trajetórias da Impedância
 Fonte: REIMERT [19]

3.4 ESQUEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

Os esquemas de proteção contra perda de sincronismo que serão estudados são:

- a) Mho;
- b) *Blinder* Simples;
- c) *Blinder* Duplo.

3.4.1 ESQUEMA MHO

O esquema Mho é a forma mais simples de se efetuar a proteção contra perda de sincronismo. Este esquema utiliza basicamente o princípio do relé de distância, o qual interpreta as correntes e tensões do sistema, em conjunto com a definição do ângulo de defasagem (φ) a partir do qual a proteção atuará.

Em geral, o relé está conectado aos terminais de alta tensão do transformador elevador do sistema e, dessa forma, ele enxerga a reatância do transformador (X_t) e também a reatância do gerador (X_g), conforme a Figura 3.3 abaixo:

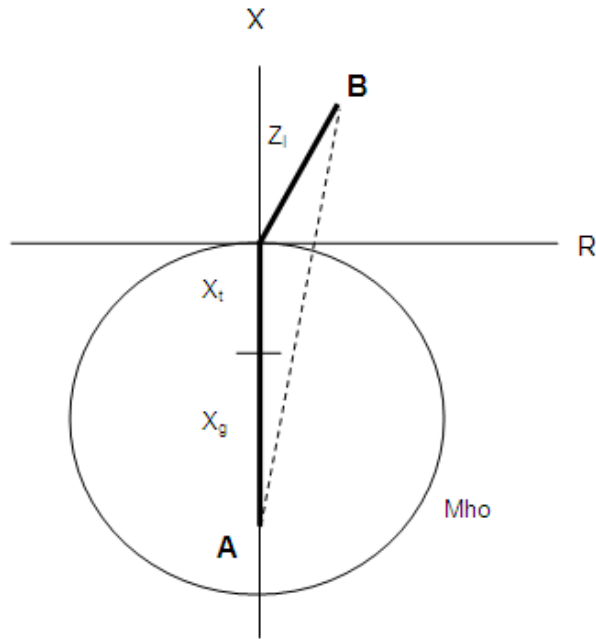


Figura 3.3 – Esquema Mho: Visão Geral
 Fonte: REIMERT [19]

Para a determinação do ângulo de defasagem ϵ , conseqüentemente, do ponto em que a proteção deverá atuar no caso de perda de sincronismo, estudos de estabilidade do sistema deverão ser realizados para verificar a partir de que ângulo o sistema torna-se instável. Caso tais estudos sejam inviáveis ou estejam indisponíveis, a boa prática indica que o ângulo crítico para atuação da proteção seja 120° . A Figura 3.4 mostra o esquema em ambos os casos de sentido da trajetória da impedância (entrando pela esquerda ou pela direita), com destaque para o ângulo referido.

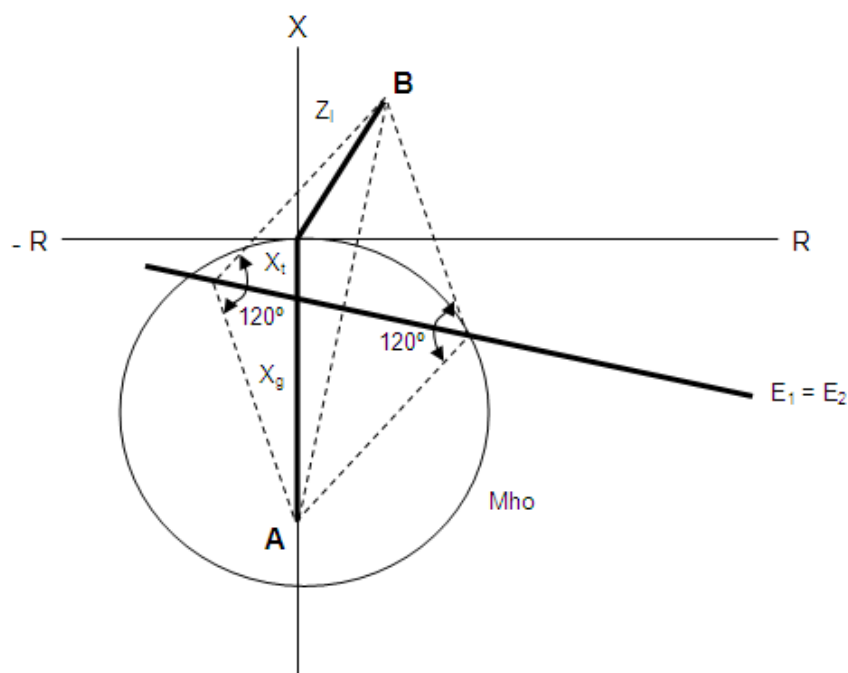


Figura 3.4 – Esquema Mho com Trajetória da Impedância

Fonte: REIMERT [19]

O esquema é montado para operação quando o ângulo de defasagem torna-se superior a 120° na condição em que $E_1 = E_2$, ou seja, $n = 1$. Como pode ser verificado, este esquema atende de maneira razoável à situação específica em que as tensões possuem magnitudes iguais. Entretanto, para as situações em que as tensões têm magnitudes distintas, a proteção poderá atuar, equivocadamente, nos seguintes casos:

- a) Na situação em que $n < 1$, verifica-se que a proteção poderá atuar para casos em que o sistema é estável ($\varphi < 120^\circ$);
- b) Na situação em que $n > 1$, verifica-se que a proteção não atuará para $\varphi = 120^\circ$, podendo atuar somente em casos extremos e indesejados, como $\varphi = 180^\circ$;
- c) Na situação em que a impedância entra pela esquerda (caso em que o ângulo de defasagem é decrescente) para casos em que o sistema é estável ($\varphi < 120^\circ$).

Alternativamente, utiliza-se o relé de distância conectado nos terminais do gerador, conforme a Figura 3.5.

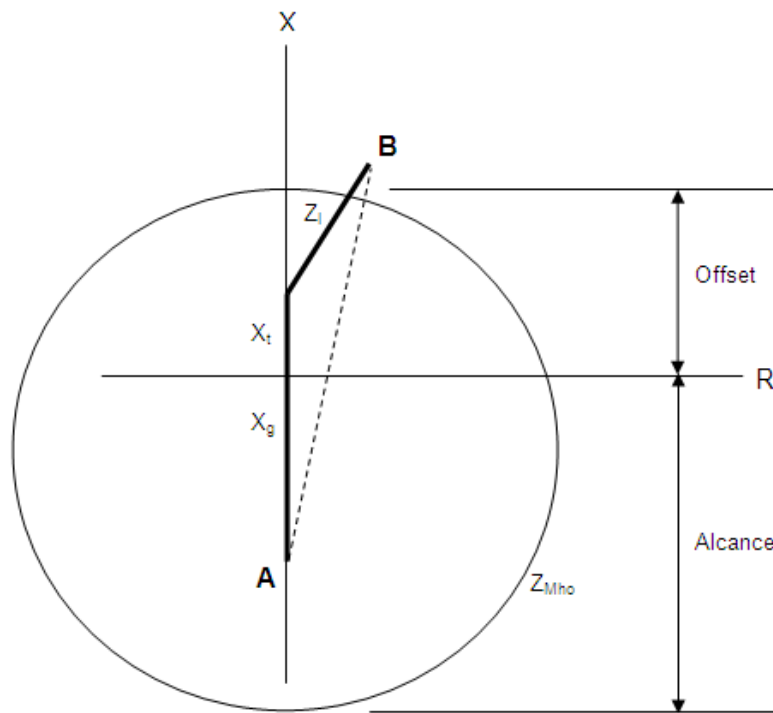


Figura 3.5 – Esquema Mho com Offset
 Fonte: REIMERT [19]

Nessa situação, o ajuste de atuação da proteção de perda de sincronismo deve ser coordenado com a proteção da linha de transmissão, de forma a evitar a operação do primeiro em caso de falta na linha. Esse fato não é percebido na conexão do relé nos terminais de alta tensão do transformador elevador, pois a proteção não enxerga faltas além dele.

De acordo com REIMERT [19] e ARIZA e GERS [20], o diâmetro do Esquema Mho é feito da seguinte forma:

$$D_{mho} = 1,5.X_t + 2.X'_d \quad (3.6)$$

Onde:

D_{mho} : Diâmetro da Circunferência do Elemento Mho.

O centro da circunferência é dado por:

$$C_{mho} = \left(0, -\frac{D_{mho}}{2} + 1,5.X_t \right) \quad (3.7)$$

Onde:

C_{mho} : Coordenadas do Centro da Circunferência do Elemento Mho.

3.4.2 ESQUEMA BLINDER SIMPLES

O Esquema *Blinder* Simples, cuja utilização para proteção é a mais comum dentre os esquemas existentes, utiliza, além do elemento Mho, um conjunto de dois *blindings* para detecção de perda de sincronismo de um gerador.

Os *blindings* são elementos que possuem característica linear no plano de impedâncias R – X, conforme pode ser visualizado na Figura 3.6, e têm a função de fazer a distinção entre uma falta no SEP e uma operação de oscilação do gerador, seja ela instável ou estável, e impedir que a proteção contra perda de sincronismo atue em caso da ocorrência de faltas.

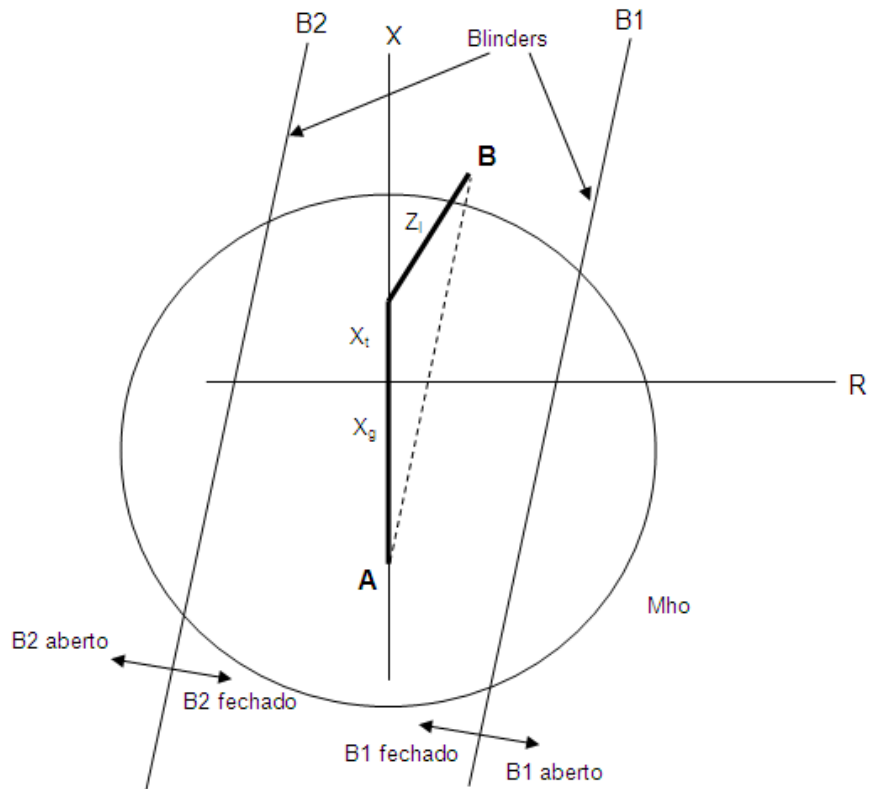


Figura 3.6 – Esquema *Blinder* Simples: Visão Geral
 Fonte: REIMERT [19]

A característica que faz a distinção entre uma falta e uma oscilação da máquina é o tempo de atuação entre os dois *blind*ers. No caso de um curto-circuito, por exemplo, a impedância vista pelo relé, antes da ocorrência da falta, é a impedância do sistema e está localizada externamente aos limites do Elemento Mho. No momento da ocorrência do curto, a impedância entra quase instantaneamente nos limites do Elemento Mho. No caso de uma oscilação, devido à inércia da máquina, a trajetória da impedância demandará um determinado tempo para entrar nos limites do Elemento Mho, passar por ambos os *blind*ers e sair na face oposta do Elemento.

Além de o Esquema realizar essa distinção, é necessário que a proteção atue somente nos casos em que a oscilação do gerador resultar em uma instabilidade, ou seja, oscilações estáveis não deverão implicar na atuação da proteção. A distinção entre uma operação estável de uma operação instável está associada à trajetória da impedância

vista pelo relé. Durante a oscilação da máquina, caso o ângulo de defasagem da mesma seja crescente, a trajetória da impedância, conforme visto anteriormente, será da direita para a esquerda. Se, durante a oscilação, a trajetória entrar nos limites do Elemento Mho, cruzar ambos os *blindings* e sair pela face oposta do Elemento, a sequência implicará em uma operação instável do sistema e, conseqüentemente, a proteção deverá atuar. Situação análoga ocorrerá caso o ângulo de defasagem da máquina seja decrescente: nessa situação, caso a trajetória da impedância cruze todos os elementos da esquerda para a direita, a proteção também deverá atuar.

No caso de uma oscilação estável, a trajetória da impedância entra e sai pelo mesmo quadrante, ou seja, o ângulo de defasagem atinge um valor, máximo ou mínimo, e, em seguida, converge para um novo ponto de operação. A detecção de uma operação estável pode ser realizada pela não operação de um dos *blindings* ou então pela “dupla-operação” do outro *blinding* (entrada e saída da impedância na região de operação deste *blinding*).

A Figura abaixo representa o esquema *Blinding* Simples com seus parâmetros associados.

- f) D_2 : distância entre a origem do plano R – X e o ponto de intersecção entre a reta de impedância ($n = 1$) e o ponto em que o ângulo de defasagem é 240° .

3.4.3 ESQUEMA BLINDER DUPLO

O Esquema *Blinder Duplo*, como sugere seu nome, possui dois conjuntos de *blindens* para a detecção e proteção do sistema contra perda de sincronismo, conforme mostra a Figura 3.8.

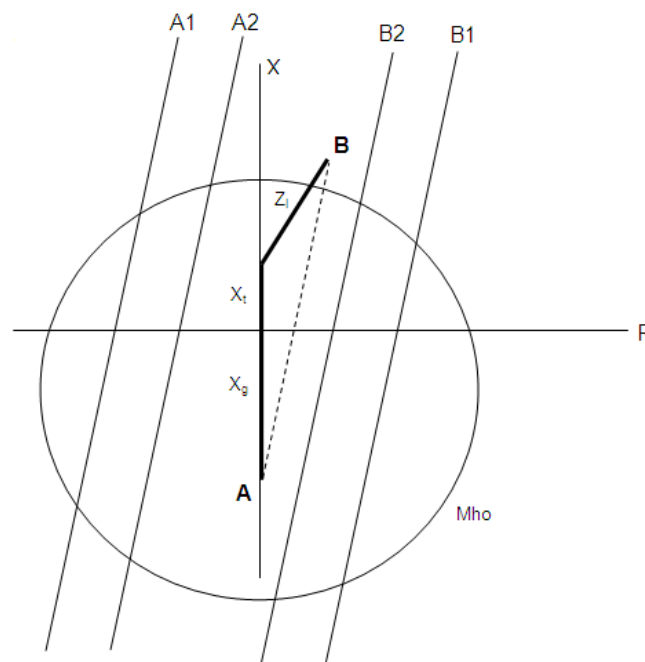


Figura 3.8 – Esquema *Blinder Duplo*: Visão Geral
Fonte: REIMERT [19]

A filosofia deste Esquema baseia-se na identificação de oscilação do SEP a partir do intervalo de tempo em que a impedância passa entre o *blinder* externo B_1 e o *blinder* interno B_2 (quando o sentido da trajetória da impedância é da direita para a esquerda) ou entre o *blinder* externo A_1 e o *blinder* interno A_2 (quando o sentido da

trajetória da impedância é da esquerda para a direita). Se esse tempo for superior a um intervalo pré-determinado, entende-se que ocorreu perda de sincronismo. Alguns esquemas também verificam os intervalos de tempo em que a impedância permanece entre os *blindens* B_2 e A_2 e da trajetória de saída do *blinder* interno para o externo.

Além da existência de mais um conjunto de *blindens* neste esquema, a diferença entre o *Blinder* Simples e o *Blinder* Duplo é que, para a atuação da proteção, no caso do Esquema *Blinder* Duplo, não é necessário que a impedância cruze os limites opostos do Elemento Mho, ou seja, a trajetória da impedância pode sair do Elemento pelo mesmo lado que entrou. Este fato implica na necessidade de se determinar as posições dos *blindens* B_2 e A_2 para a situação em que a operação do SEP é instável. Conseqüentemente, há a necessidade de se efetuar uma série de simulações de estabilidade transitória para a determinação da posição destes *blindens* e, por isso, o esquema *Blinder* Simples torna-se mais prático e usual.

4 MODELAGEM DESENVOLVIDA E UTILIZADA

4.1 INTRODUÇÃO

O sistema de potência a ser simulado e analisado possui uma estação de geração composto por duas máquinas síncronas, dois transformadores elevadores, duas linhas de transmissão operando em paralelo e uma fonte equivalente com sua impedância de curto circuito equivalente representando o restante do sistema. A Figura 4.1 ilustra o sistema mencionado.

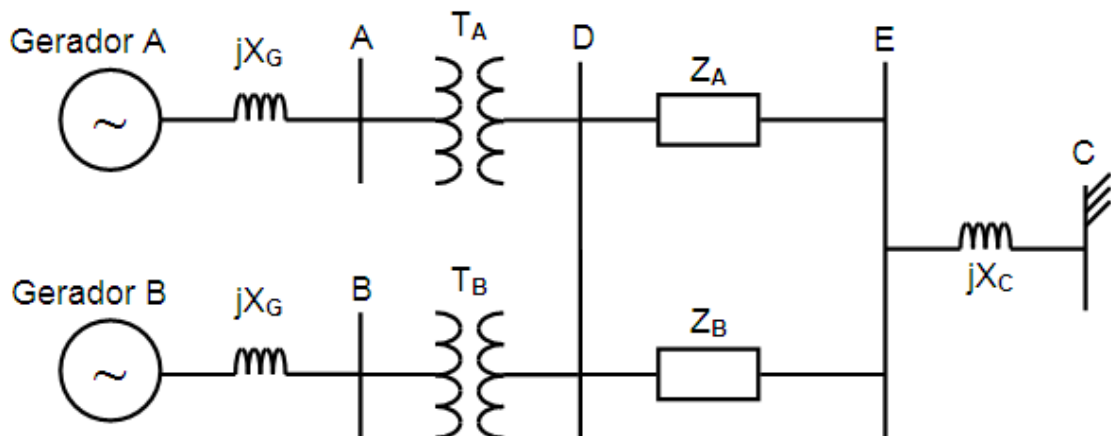


Figura 4.1 – Sistema de Potência

As simulações de estabilidade do SEP foram realizadas em ambiente MATLAB a partir de um programa gerado nessa plataforma. Para a realização das simulações, objetivo desta dissertação, é necessário que os componentes do sistema de potência sejam modelados matematicamente. Dessa forma, este Capítulo aborda a modelagem do sistema que será avaliado no Capítulo posterior. Os seguintes elementos foram estudados:

- a) Gerador Síncrono;

- b) Sistema de Excitação;
- c) Linha de Transmissão;
- d) Transformador;
- e) Proteção.

Após a modelagem dos equipamentos pertencentes ao Sistema a ser simulado, é descrito como os geradores são inicializados, além do acoplamento destes com o Sistema através da rede de transmissão e o método de resolução das equações diferenciais de primeira ordem que caracterizam o problema de estabilidade transitória.

4.2 MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS

4.2.1 GERADOR SÍNCRONO

O gerador síncrono será modelado a partir da representação de suas equações de tensões, correntes e enlaces de fluxo no sistema de eixos $dq0$, possuindo dois enrolamentos amortecedores de campo kd e kq . A Figura 4.2 mostra a relação entre este sistema e o sistema original abc .

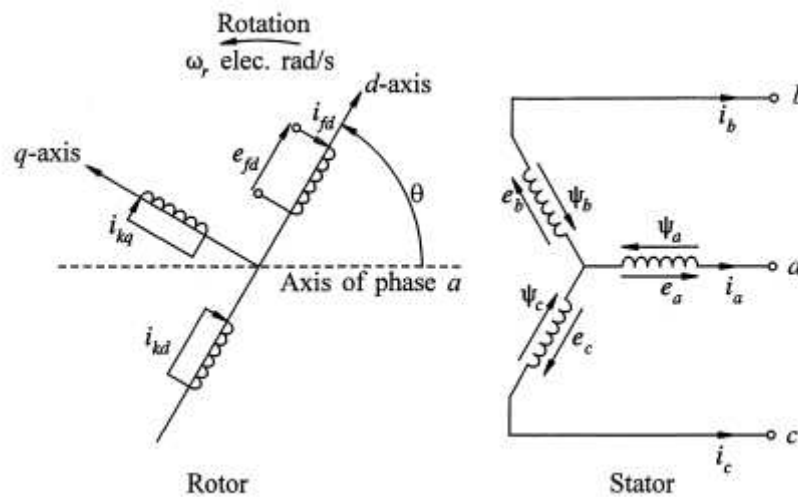


Figura 4.2 – Relação eixos abc e $dq0$ – Fonte: Kundur
Fonte: Kundur [5]

Nessa representação, as variáveis do estator da máquina são referidas ao rotor. Essa representação tem a grande vantagem de não possuir elementos que variam com a rotação da máquina, simplificando o trabalho de modelagem e simulação. As equações de interesse, todas em p.u., são:

a) Tensões no Estator:

$$e_d = \frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \frac{d\theta}{dt} - R_a i_d \quad (4.1)$$

$$e_q = \frac{d\psi_q}{dt} + \psi_d \frac{d\theta}{dt} - R_a i_q \quad (4.2)$$

$$e_0 = \frac{d\psi_0}{dt} - R_a i_0 \quad (4.3)$$

Onde:

e_d : Tensão Instantânea de Eixo Direto [V];

ψ_d : Enlace de Fluxo no Estator de Eixo Direto [Wb];

ψ_q : Enlace de Fluxo no Estator de Eixo em Quadratura [Wb];

R_a : Resistência do Enrolamento do Estator [Ω];

i_d : Corrente Instantânea de Eixo Direto [A];

e_q : Tensão Instantânea de Eixo em Quadratura [V];

i_q : Corrente Instantânea de Eixo em Quadratura [A];

e_0 : Tensão Instantânea de Sequência Zero [V];

ψ_0 : Enlace de Fluxo no Estator de Sequência Zero [Wb];

i_0 : Corrente Instantânea de Sequência Zero [A];

b) Tensões no Rotor:

$$e_{fd} = \frac{d\psi_{fd}}{dt} + R_{fd} i_{fd} \quad (4.4)$$

$$0 = \frac{d\psi_{kd}}{dt} + R_{kd}i_{kd} \quad (4.5)$$

$$0 = \frac{d\psi_{kq}}{dt} + R_{kq}i_{kq} \quad (4.6)$$

Onde:

e_{fd} : Tensão Instantânea do Enrolamento de Campo [V];

ψ_{fd} : Enlace de Fluxo no Enrolamento de Campo [Wb];

R_{fd} : Resistência do Enrolamento de Campo [Ω];

i_{fd} : Corrente Instantânea no Enrolamento de Campo [A];

ψ_{kd} : Enlace de Fluxo no Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [Wb];

R_{kd} : Resistência do Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [Ω];

i_{kd} : Corrente Instantânea no Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [A];

ψ_{kq} : Enlace de Fluxo no Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [Wb];

R_{kq} : Resistência do Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [Ω];

i_{kq} : Corrente Instantânea no Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [A];

c) Enlaces de Fluxo no Estator:

$$\psi_d = -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}i_{fd} + L_{ad}i_{kd} \quad (4.7)$$

$$\psi_q = -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{aq}i_{kq} \quad (4.8)$$

$$\psi_0 = -L_0i_0 \quad (4.9)$$

Onde:

L_{ad} : Indutância Mútua entre o Enrolamento do Estator e o Enrolamento do Rotor de Eixo Direto [H];

L_l : Indutância de Dispersão [H];

L_{aq} : Indutância Mútua entre o Enrolamento do Estator e o Enrolamento do Rotor de Eixo em Quadratura [H];

d) Enlaces de Fluxo no Rotor:

$$\psi_{fd} = L_{ffd} i_{fd} + L_{fkd} i_{kd} - L_{ad} i_d \quad (4.10)$$

$$\psi_{kd} = L_{fkd} i_{fd} + L_{kkd} i_{kd} - L_{ad} i_d \quad (4.11)$$

$$\psi_{kq} = L_{kkq} i_{kq} - L_{aq} i_q \quad (4.12)$$

Onde:

L_{ffd} : Indutância do Enrolamento de Campo [H];

L_{fkd} : Indutância Mútua entre o Enrolamento de Campo e o Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [H];

L_{kkd} : Indutância do Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto [H];

L_{kkq} : Indutância do Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura [H];

De acordo com KUNDUR [5], para estudos de análise de estabilidade de máquinas síncronas, os seguintes itens devem ser desconsiderados:

a) O efeito das variações de velocidade;

b) Os termos $\frac{d\psi_d}{dt}$ e $\frac{d\psi_q}{dt}$ nas equações das tensões do estator.

Assim, as equações de tensão no estator podem ser reescritas como seguem:

$$e_d = -\omega\psi_q - R_s i_d \quad (4.13)$$

$$e_q = \omega\psi_d - R_s i_q \quad (4.14)$$

De acordo com KUNDUR [5], as equações acima são consideradas os parâmetros básicos ou fundamentais da máquina síncrona. Entretanto, esses parâmetros não podem ser determinados através de testes de circuito aberto e curto-circuito da máquina. Dessa forma, novos parâmetros são definidos, comumente denominados de parâmetros derivados, determinados a partir dos testes mencionados e relacionados aos parâmetros básicos.

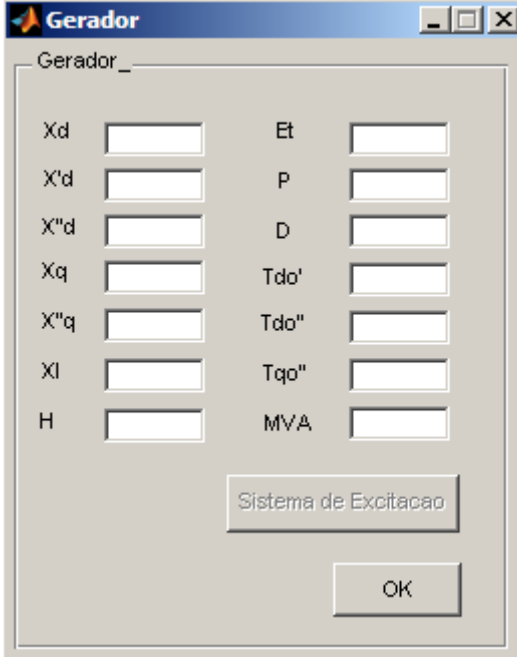
Para a determinação dos parâmetros derivados, utiliza-se o modelo da máquina síncrona de polos salientes, com um enrolamento amortecedor em cada eixo do rotor. Assim, os parâmetros derivados são definidos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Relação de Parâmetros e seus Valores

Parâmetro	Simbologia	Valor
Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto	T'_{d0}	$T'_{d0} = 6s$
Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto	T''_{d0}	$T''_{d0} = 0,08s$
Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto	T''_{q0}	$T''_{q0} = 0,1s$
Constante de tempo transitória de eixo direto em curto circuito	T'_d	$T'_d = T'_{d0} \cdot \frac{X'_d}{X_d}$
Constante de tempo subtransitória de eixo direto em curto circuito	T''_d	$T''_d = T''_{d0} \cdot \frac{X''_d}{X'_d}$
Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em curto circuito	T''_q	$T''_q = T''_{q0} \cdot \frac{X''_q}{X'_q}$

Além das equações de enlaces de fluxo e tensões, as equações de movimento da máquina síncrona são essenciais para a realização dos estudos de estabilidade, conforme demonstrado no Capítulo 2.

A Figura 4.3 abaixo mostra os parâmetros que devem ser inseridos no modelo do gerador.



The image shows a software window titled "Gerador" with a standard Windows-style title bar. The window contains a form with two columns of input fields. The first column contains fields for X_d , X'_d , X''_d , X_q , X''_q , X_l , and H . The second column contains fields for E_t , P , D , T_{do}' , T_{do}'' , T_{qo}'' , and MVA . Below the input fields, there is a button labeled "Sistema de Excitacao" and an "OK" button at the bottom right.

Figura 4.3 – Parâmetros do Gerador

4.2.2 SISTEMA DE EXCITAÇÃO

O sistema de excitação utilizado para os estudos de estabilidade é baseado em um dos modelos do ANATEM e é composto pelos seguintes elementos, conforme apresentado na Figura 4.4.

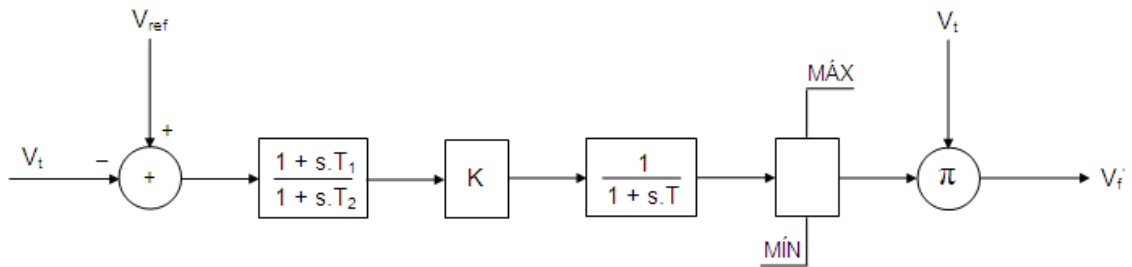


Figura 4.4 – Sistema de Excitação

Os valores das constantes dos blocos do sistema de excitação são as entradas do programa de estabilidade, conforme apresentado na Figura 4.5.

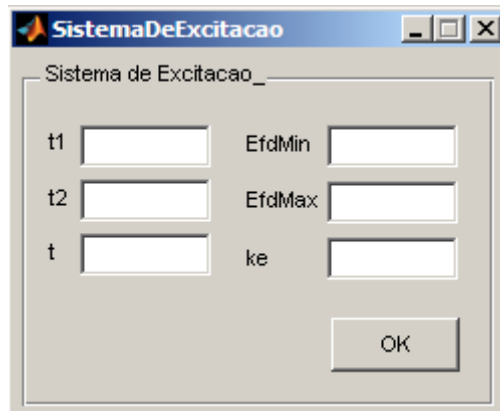


Figura 4.5 – Parâmetros do Sistema de Excitação

4.2.3 LINHAS DE TRANSMISSÃO

O sistema estudado é composto por duas linhas de transmissão caracterizadas por resistência e reatância indutiva. Os valores a serem inseridos no programa são todos em valores por unidade, conforme mostra a Figura 4.6 abaixo.

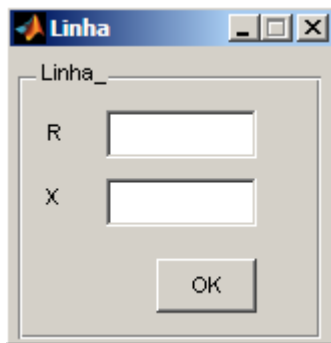


Figura 4.6 – Parâmetros das Linhas de Transmissão

Após a entrada dos valores de resistência e reatância indutiva das linhas, o sistema calcula a matriz de admitâncias necessária para o cálculo do fluxo de potência.

4.2.4 TRANSFORMADORES

Cada gerador possui um transformador elevador associado, cujo modelo simplificado é apenas uma reatância indutiva (X_t). A Figura 4.7 mostra a tela de inclusão da reatância indutiva do transformador, em valor por unidade.

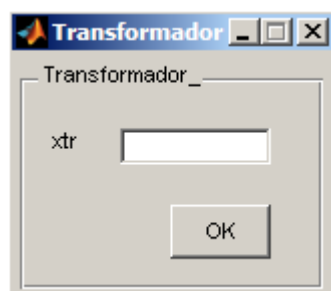


Figura 4.7 – Parâmetro dos Transformadores

4.2.5 PROTEÇÃO

O sistema de proteção é modelado conforme apresentado no Capítulo 3. São incluídos os seguintes esquemas para verificação de atuação da proteção contra perda de sincronismo:

- a) Mho;
- b) Blinder Simples;
- c) Blinder Duplo.

4.3 SIMULAÇÃO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

4.3.1 INICIALIZAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO

Para que seja possível efetuar os cálculos que envolvem a máquina síncrona durante seu regime subtransitório e transitório, é necessário inicializar as máquinas com seus respectivos valores iniciais.

Os parâmetros iniciais a serem calculados estão listados abaixo:

- a) Corrente de eixo direto inicial, $\overline{I_{d0}}$ [pu];
- b) Corrente de eixo em quadratura inicial, $\overline{I_{q0}}$ [pu];
- c) Tensão transitória de eixo direto inicial, $\overline{E'_{d0}}$ [pu];
- d) Tensão transitória de eixo em quadratura inicial, $\overline{E'_{q0}}$ [pu];
- e) Tensão subtransitória de eixo direto inicial, $\overline{E''_{d0}}$ [pu];
- f) Tensão subtransitória de eixo em quadratura inicial, $\overline{E''_{q0}}$ [pu];
- g) Deslocamento angular da máquina inicial, δ_0 [rad];

Para que o cálculo desses parâmetros possa ser efetuado, deve-se, inicialmente, calcular o fluxo de potência do sistema a fim de determinar o valor de potência reativa em cada barra geradora, além dos valores das fases das tensões dos barramentos de geração. A partir da resposta do fluxo de potência, calculam-se os parâmetros acima indicados através das Equações abaixo:

$$\overline{I}_0 = \frac{\overline{P}_0 - j\overline{Q}_0}{\overline{V}_{t0}^*} \quad (4.15)$$

$$\delta_0 = \angle(\overline{V}_{t0} + j\overline{X}_q \overline{I}_0) \quad (4.16)$$

$$\gamma_0 = \delta_0 - \frac{\pi}{2} \quad (4.17)$$

Logo, tem-se:

$$\overline{I}_{d0} = \overline{I}_0 \cdot \cos(\gamma_0 - \angle \overline{I}_0) \quad (4.18)$$

$$\overline{I}_{q0} = \overline{I}_0 \cdot \cos(\delta_0 - \angle \overline{I}_0) \quad (4.19)$$

$$\overline{V}_{d0} = \overline{V}_{t0} \cdot \cos(\gamma_0 - \theta_0) \quad (4.20)$$

$$\overline{V}_{q0} = \overline{V}_{t0} \cdot \cos(\delta_0 - \theta_0) \quad (4.21)$$

$$\overline{E}_{d0} = \overline{V}_{d0} - \overline{X}_q \cdot \overline{I}_{q0} \quad (4.22)$$

$$\overline{E}_{q0} = \overline{V}_{q0} + \overline{X}_d \cdot \overline{I}_{d0} \quad (4.23)$$

$$\overline{E}'_{d0} = \overline{E}_{d0} + (\overline{X}_q - \overline{X}'_d) \overline{I}_{q0} \quad (4.24)$$

$$\overline{E}'_{q0} = \overline{E}_{q0} + (\overline{X}'_d - \overline{X}_d) \overline{I}_{d0} \quad (4.25)$$

$$\overline{E}''_{d0} = \overline{E}_{d0} + (\overline{X}_q - \overline{X}''_d) \overline{I}_{q0} \quad (4.26)$$

$$\overline{E}''_{q0} = \overline{E}_{q0} + (\overline{X}''_d - \overline{X}_d) \overline{I}_{d0} \quad (4.27)$$

Onde:

\overline{I}_0 : Corrente Elétrica Inicial [pu];

\overline{P}_0 : Potência Ativa Inicial [pu];

\overline{Q}_0 : Potência Reativa Inicial [pu];

\overline{V}_{t0}^* : Conjugado da Tensão Terminal Inicial do Gerador [pu];

\overline{V}_{t0} : Tensão Terminal do Gerador Inicial [pu];

\overline{X}_q : Reatância Indutiva de Eixo em Quadratura [pu];

γ_0 : Ângulo do Eixo Direto em Relação ao Ângulo de Referência [rad];

$\angle \overline{I}_0$: Fase do Vetor Corrente Inicial [rad];

θ_0 : Fase do Vetor Tensão Terminal Inicial [rad];

\overline{V}_{d0} : Tensão Terminal Inicial de Eixo Direto [pu];

\overline{V}_{q0} : Tensão Terminal Inicial de Eixo em Quadratura [pu];

\overline{X}_d : Reatância de Eixo Direto [pu];

\overline{X}_d' : Reatância Transitória de Eixo Direto [pu];

\overline{X}_q' : Reatância Transitória de Eixo em Quadratura [pu];

\overline{X}_d'' : Reatância Subtransitória de Eixo Direto [pu];

\overline{X}_q'' : Reatância Subtransitória de Eixo em Quadratura [pu];

4.3.2 ACOPLAMENTO GERADOR – SISTEMA

Todas as equações referentes à máquina síncrona definidas no item anterior são referenciadas ao sistema de eixos $dq0$. Para que seja possível acoplar as máquinas ao

Sistema, devem-se realizar transformações de eixos de forma que todas as grandezas de interesse sejam calculadas sob a mesma referência.

A solução da rede de transmissão é dada através da Equação **(4.28)**:

$$I_{vet} = Y.V_{vet} \quad (4.28)$$

Onde:

I_{vet} : Vetor de Injeções de Corrente [pu];

Y : Matriz de Admitâncias do Sistema [pu];

V_{vet} : Vetor de Tensões Terminais dos Barramentos [pu].

As injeções de correntes dos geradores são calculadas através da razão entre a tensão interna subtransitória, referenciada ao Sistema, e a reatância de eixo direto do gerador. O cálculo da tensão interna subtransitória referenciada ao Sistema é dada abaixo.

$$\overline{E}_{sist}'' = \left(\overline{E}_d'' + j \overline{E}_q'' \right) e^{j(\delta-90)} \quad (4.29)$$

Onde:

\overline{E}_q'' : Tensão Subtransitória de Eixo em Quadratura [pu];

\overline{E}_d'' : Tensão Subtransitória de Eixo Direto [pu];

\overline{E}_{sist}'' : Tensão Subtransitória Referida ao Sistema [pu];

Então, o cálculo da corrente injetada pela máquina é dado pela Equação **(4.30)**.

$$\overline{I}_{inj} = \frac{\overline{E}_{sist}''}{j \cdot \overline{X}_d} \quad (4.30)$$

Onde:

\overline{I}_{inj} : Corrente Injetada [pu].

A partir do cálculo da matriz de admitâncias e do vetor de injeções de correntes, calcula-se o vetor de tensões terminais conforme a Equação (4.31).

$$\overline{V}_{vet} = Y^{-1} \cdot \overline{I}_{vet} \quad (4.31)$$

Onde:

Y^{-1} : Inversa da Matriz de Admitâncias do Sistema [pu].

Definido o vetor de tensões terminais, calcula-se a corrente terminal de um gerador conforme abaixo.

$$\overline{I} = \frac{\overline{E}_{sist}'' - \overline{V}_t}{j \cdot \overline{X}_d} \quad (4.32)$$

Onde:

\overline{I} : Corrente Elétrica Terminal [pu];

\overline{V}_t : Tensão Terminal do Gerador [pu];

A partir dos valores de corrente e tensão terminal calculados acima e das equações para cálculo dos ângulos definidos na inicialização do gerador, pode-se

calcular o valor das correntes de eixo direto e de eixo em quadratura, as quais serão utilizadas no cálculo das equações diferenciais.

Também, a partir dos valores da tensão interna subtransitória referida ao Sistema e da corrente terminal, pode-se calcular a potência aparente de um gerador conforme indicado abaixo.

$$\overline{S} = \overline{E''_{sist}} \cdot \overline{I^*} \quad (4.33)$$

Onde:

\overline{S} : Potência Aparente [pu];

$\overline{I^*}$: Conjugado da Corrente Elétrica Terminal [pu].

Analogamente às correntes de eixo direto e quadratura, a potência ativa, que é dada pela parte real da Equação (4.33), é necessária para o cálculo das equações diferenciais definidas no item a seguir.

4.3.3 SOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

As equações que caracterizam os regimes subtransitório e transitório de máquinas síncronas envolvem a resolução de equações diferenciais ordinárias de primeira ordem. Para que seja possível resolver um determinado sistema durante esse período, podem ser utilizados métodos de integração numérica. Tais métodos transformam a equação diferencial em equações algébricas, podendo estas serem

estáveis ou instáveis, mesmo quando a equação diferencial é estável. O sistema de equações diferenciais que deverá ser resolvido é indicado abaixo:

$$\frac{d\bar{\omega}}{dt} = \frac{1}{2H} (\bar{P}_m - \bar{P}_e) - \frac{D}{2H} (\bar{\omega} - 1) \quad (4.34)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_s (\bar{\omega} - 1) \quad (4.35)$$

$$\frac{d\bar{E}_d''}{dt} = \frac{1}{T_{q0}''} \left[-\bar{E}_d'' + (\bar{X}_q - \bar{X}_q'') \bar{I}_q \right] \quad (4.36)$$

$$\frac{d\bar{E}_q''}{dt} = \frac{1}{T_{d0}''} \left[-\bar{E}_q'' + \bar{E}_q' - (\bar{X}_d' - \bar{X}_d'') \bar{I}_d \right] \quad (4.37)$$

$$\frac{d\bar{E}_q'}{dt} = \frac{1}{T_{d0}'} \left\{ \bar{v}_f' - \left(\frac{\bar{X}_d - \bar{X}_d'}{\bar{X}_d - \bar{X}_l'} \right) \left[\bar{E}_q' \left(\frac{\bar{X}_d - \bar{X}_l'}{\bar{X}_d - \bar{X}_d'} \right) + (\bar{X}_d'' - \bar{X}_l'') \bar{I}_d - \bar{E}_q'' \right] \right\} \quad (4.38)$$

Onde:

$\bar{\omega}$: Velocidade Angular do Rotor [pu];

\bar{v}_f' : Tensão Aplicada no Enrolamento de Campo [pu].

Para a realização de simulações computacionais, recomenda-se utilizar o método de integração trapezoidal implícito para resolver as equações diferenciais acima descritas.

4.3.3.1 MÉTODO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO

Dentre os métodos de integração existentes para a solução de equações diferenciais, o método de integração trapezoidal implícito, de acordo com DOMMEL [2], possui simplicidade de implementação e é estável numericamente. Esse método possui a seguinte formulação:

$$x_{h+1} = x_h + \left(\frac{\dot{x}_{h+1} + \dot{x}_h}{2} \right) \Delta t \quad (4.39)$$

Onde:

x_{h+1} : Valor da Variável X no Instante $h+1$;

x_h : Valor da Variável X no Instante h ;

\dot{x}_{h+1} : Derivada da Variável X no Instante $h+1$;

\dot{x}_h : Derivada da Variável X no Instante h ;

h : Instante de tempo [s];

Δt : Passo de Integração [s].

Verifica-se que o método calcula a variável em um determinado instante a partir do valor calculado no instante anterior mais a média dos valores das derivadas nos instantes atual e anterior multiplicada pelo valor do passo de integração utilizado.

Organizando as equações de estado, definidas no item anterior, na forma matricial, temos:

$$\dot{X} = AX + BU + CZ \quad (4.40)$$

Onde:

\dot{X} : Matriz da Derivada das Variáveis de Estado;

A : Matriz de Constantes;

X : Matriz das Variáveis de Estado;

B : Matriz de Constantes;

U : Matriz de Constantes;

C : Matriz de Constantes;

Z : Matriz de Variáveis.

A partir da definição do método de integração trapezoidal, a equação a ser resolvida iterativamente é dada através da Equação (4.41).

$$X_{h+1}^q = -\left(A - \frac{2}{\Delta t} \cdot I_{mat}\right)^{-1} \cdot C \cdot Z_{h+1}^{q-1} - \left(A - \frac{2}{\Delta t} \cdot I_{mat}\right)^{-1} \left(A + \frac{2}{\Delta t} \cdot I_{mat}\right) \cdot X_h - \left(A - \frac{2}{\Delta t} \cdot I_{mat}\right)^{-1} \cdot C \cdot Z_h - 2 \cdot \left(A - \frac{2}{\Delta t} \cdot I_{mat}\right)^{-1} \cdot B \cdot U \quad (4.41)$$

Onde:

I_{mat} : Matriz Identidade;

q : Passo de Integração.

A resolução do método acima é feita percorrendo-se os seguintes passos:

1. Faz-se $h = 0$;
2. Faz-se $q = 1$;

3. A partir do valor inicial de cada variável de estado, definidas durante a fase de inicialização do gerador e relacionadas na matriz X_h , e das variáveis componentes da matriz Z_h , calcula-se o valor de X_{h+1}^q , considerando-se, na primeira iteração, que a matriz Z_{h+1}^q é obtida a partir dos valores de X_h ;
4. Obtido X_{h+1}^q , calcula-se a razão $\frac{X_{h+1}^q}{X_h}$;
5. Caso os termos dessa relação estejam na solução da inequação abaixo, onde $\varepsilon = 0,00001$, então $X_{h+1} = X_{h+1}^q$ e o processo de integração é finalizado;

$$1 - \varepsilon < \frac{X_{h+1}^1}{X_h} < 1 + \varepsilon \quad (4.42)$$

6. Caso a inequação não seja satisfeita, iniciam-se as iterações, incrementando-se o valor de q em uma unidade;
7. A partir dos valores calculados em X_{h+1}^q , calculam-se os valores que compõem a matriz Z_{h+1} ;
8. Em seguida, retorna-se a Equação (4.41) para o cálculo de X_{h+1}^{q+1} ;
9. Com o valor de X_{h+1}^{q+1} , a razão entre X_{h+1}^{q+1} e X_{h+1}^q é novamente verificada, retornando-se ao passo '5'.

Finalizadas as iterações, têm-se os valores de todas as variáveis de estado no primeiro passo de integração. O método é, então, repetido até que se atinja o tempo desejado de simulação do Sistema. No caso deste trabalho, as simulações são de 10 s ou 15 s e o passo de integração é de 0,0001 s, ou seja, são realizados 100000 e 150000 passos de integração respectivamente.

5 DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES

5.1 INTRODUÇÃO

As simulações efetuadas, baseadas na modelagem dos equipamentos e proteção definida anteriormente, são descritas neste Capítulo. Para as verificações de perda de sincronismo das máquinas e da resposta de atuação da proteção, as seguintes faltas são simuladas:

- Curto circuito trifásico em uma das linhas de transmissão;
- Perda de excitação da máquina por curto circuito no enrolamento de campo;
- Abertura acidental do disjuntor do circuito do enrolamento de campo.

A tela de inicialização dos dados de um determinado caso a ser gerado é mostrada na Figura 5.1.

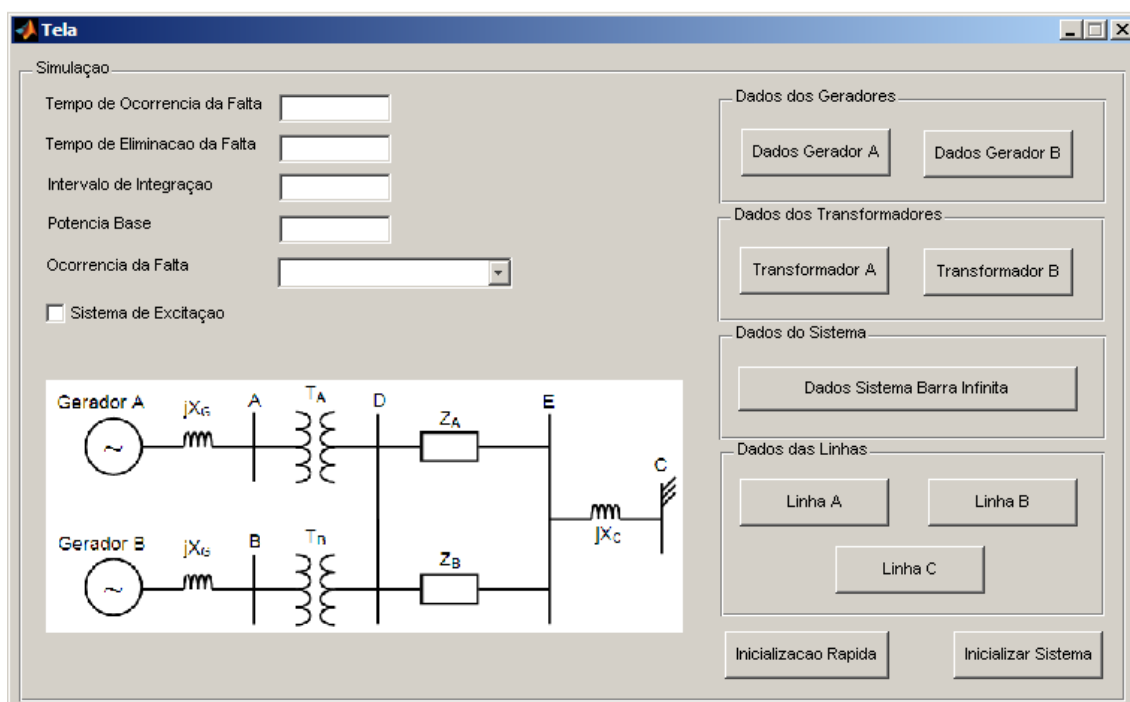


Figura 5.1 – Tela de Inicialização dos Parâmetros

Nessa tela, parâmetros como instante de ocorrência da falta, instante de eliminação da falta, passo de integração, potência base do sistema, parâmetros dos equipamentos (geradores, transformadores e linhas de transmissão), dados da fonte equivalente e um dos três casos a ser simulado são inseridos. Optando-se por simular o caso de curto circuito trifásico em uma das linhas, é necessário inserir, em valor percentual, o ponto da linha onde ocorre a falta.

5.2 CONJUNTO DE CASOS 0

O conjunto inicial de casos é gerado para definir, a partir da simulação de um caso crítico de operação como ocorrência de um curto-circuito trifásico no início de uma das linhas de transmissão, os tempos que são necessários para definição da lógica de proteção contra perda de sincronismo dos Esquemas Mho e *Blinder Duplo*. Todos os casos são simulados com ambos os geradores despachando 1,00 pu de potência ativa e instante de ocorrência da falta em 0,50 s.

5.2.1 CASO A

O primeiro caso simulado é a ocorrência do curto-circuito trifásico e sua eliminação 100 ms após sua ocorrência. A Tabela 5.1 apresenta os parâmetros desse caso.

Tabela 5.1 – Caso 0.A: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)	t_{ef} (s)
0.A	1,00 / 1,00	×	Curto trifásico a 1% do início de uma das linhas	0,50	0,60

A Figura 5.2 mostra o comportamento do deslocamento angular de uma das máquinas. Verifica-se que o sistema, após aplicação e eliminação da falta com a abertura de uma das linhas, retorna a uma condição estável.

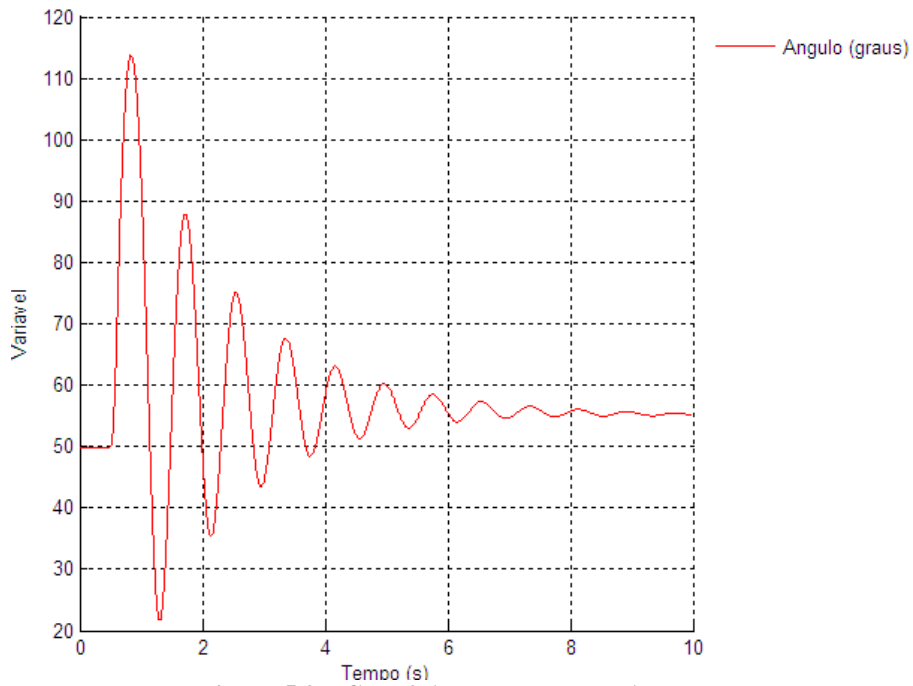


Figura 5.2 – Caso 0.A: Deslocamento Angular

A Figura 5.3 mostra o comportamento da potência ativa e da tensão terminal em uma das máquinas. Verifica-se novamente que o sistema, após o distúrbio, retorna a uma condição estável com os valores de potência ativa aproximadamente igual ao valor inicial (1,00 pu) e tensão terminal com novo valor, após a oscilação, abaixo do nominal.

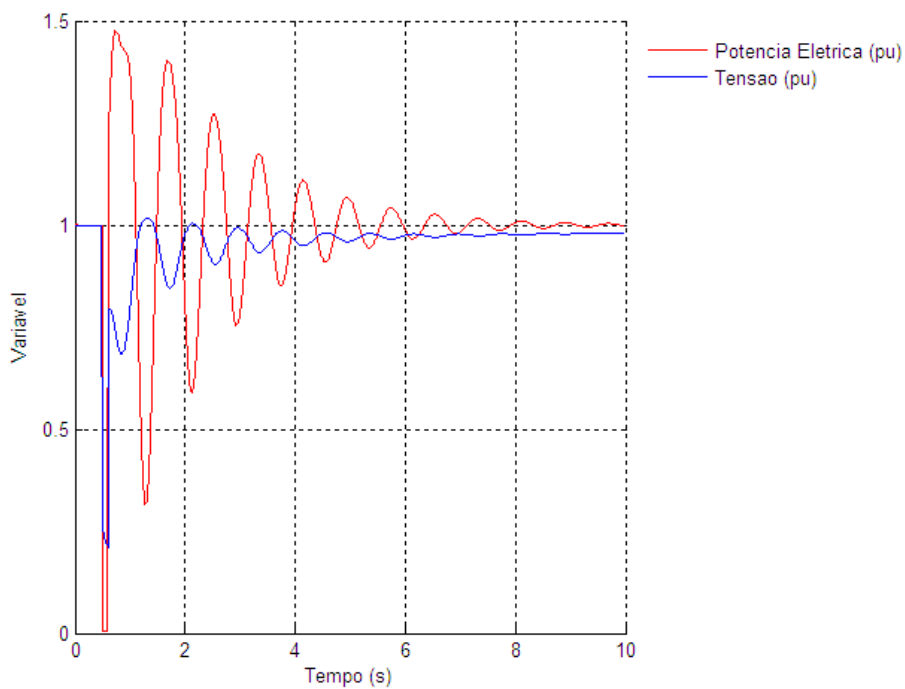


Figura 5.3 – Caso 0.A: Potência e Tensão Terminal

5.2.2 CASO B

O segundo caso simulado é análogo ao primeiro, porém a eliminação da falta ocorre 200 ms após sua ocorrência. A Tabela 5.2 apresenta os parâmetros deste caso.

Tabela 5.2 – Caso 0.B: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)	t_{ef} (s)
0.B	1,00 / 1,00	×	Curto trifásico a 1% do início de uma das linhas	0,50	0,70

A Figura 5.4 mostra o comportamento do deslocamento angular de uma das máquinas. Verifica-se que o sistema, após aplicação e eliminação da falta com a abertura de uma das linhas, também torna-se instável, não retornando novamente a uma condição de equilíbrio.

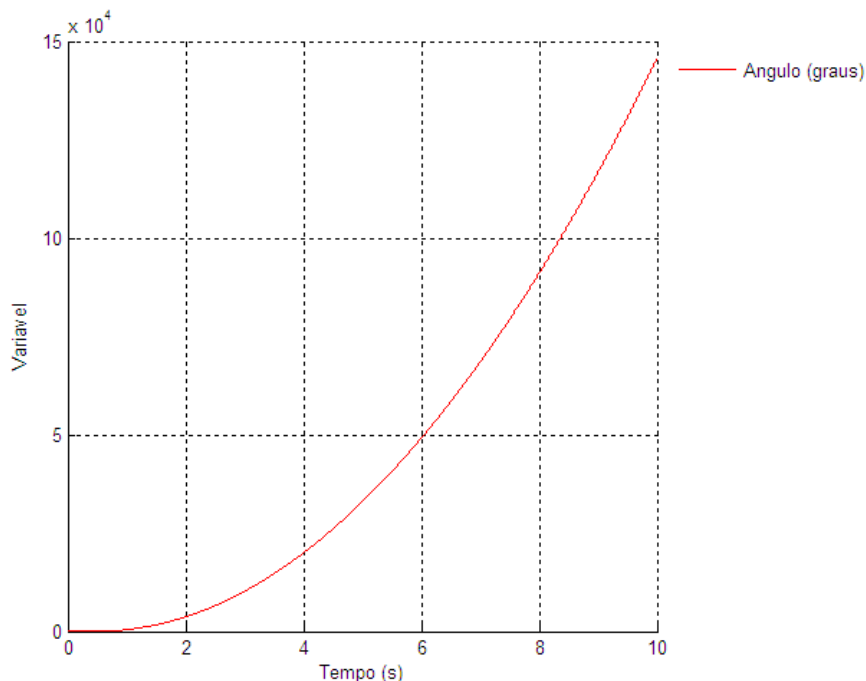


Figura 5.4 – Caso 0.B: Deslocamento Angular

A Figura 5.5 mostra o comportamento da potência ativa e da tensão terminal em uma das máquinas. Ratifica-se que o sistema, após o distúrbio, não retorna a uma condição estável.

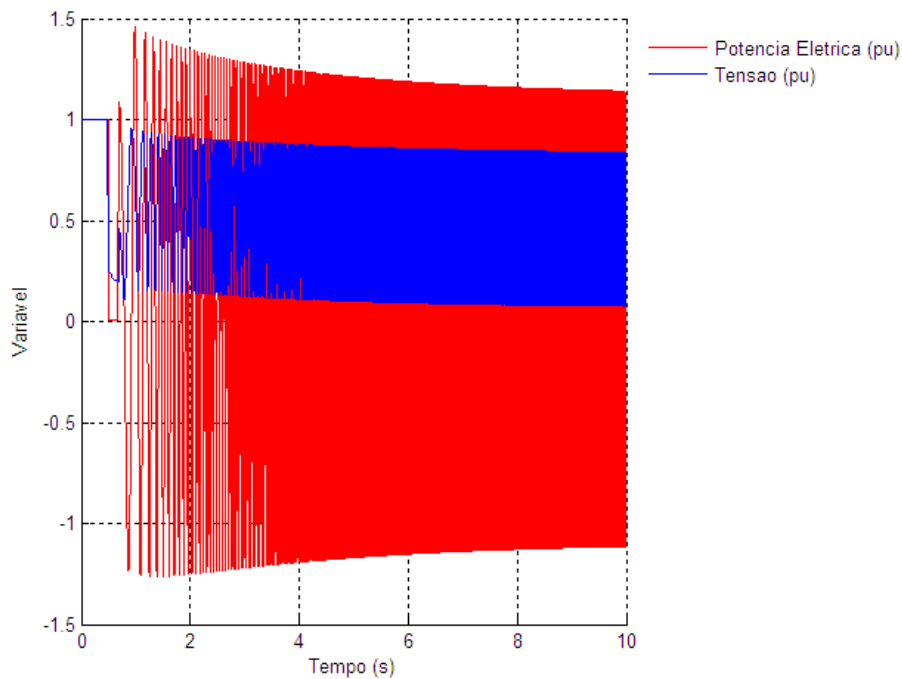


Figura 5.5 – Caso 0.B: Potência e Tensão Terminal

5.2.3 CASO C

O terceiro caso simulado é análogo aos dois primeiros, porém a eliminação da falta ocorre 300 ms após sua ocorrência. A Tabela 5.3 apresenta os parâmetros deste caso.

Tabela 5.3 – Caso 0.C: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)	t_{ef} (s)
0.C	1,00 / 1,00	×	Curto trifásico a 1% do início de uma das linhas	0,50	0,80

A Figura 5.6 mostra o comportamento do deslocamento angular de uma das máquinas. Verifica-se que o sistema, após aplicação e eliminação da falta com a abertura de uma das linhas, torna-se instável, não retornando a uma condição de equilíbrio.

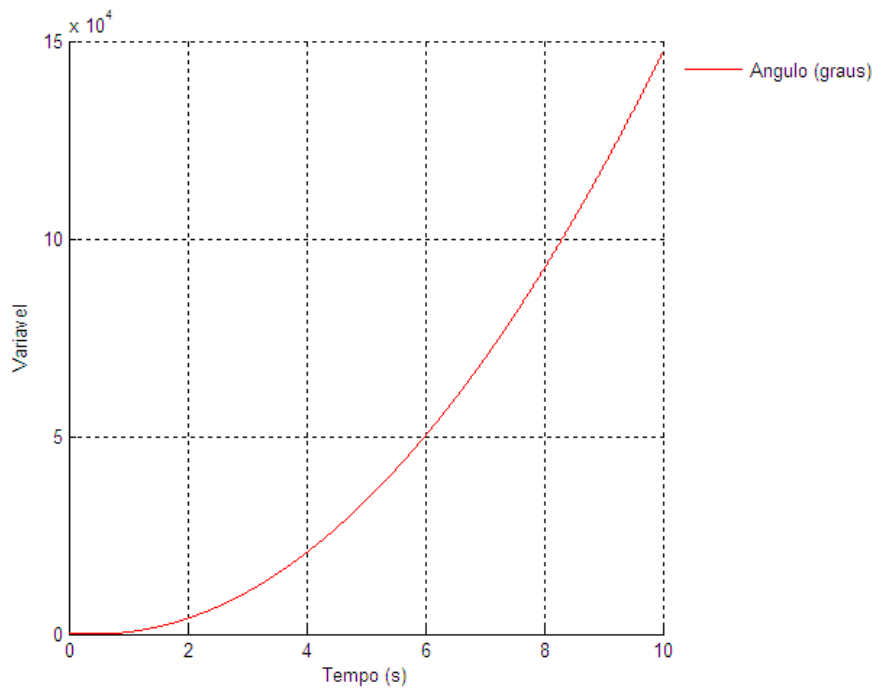


Figura 5.6 – Caso 0.C: Deslocamento Angular

A Figura 5.7 mostra o comportamento da potência ativa e da tensão terminal em uma das máquinas. Ratifica-se que o sistema, após o distúrbio, não retorna a uma condição estável.

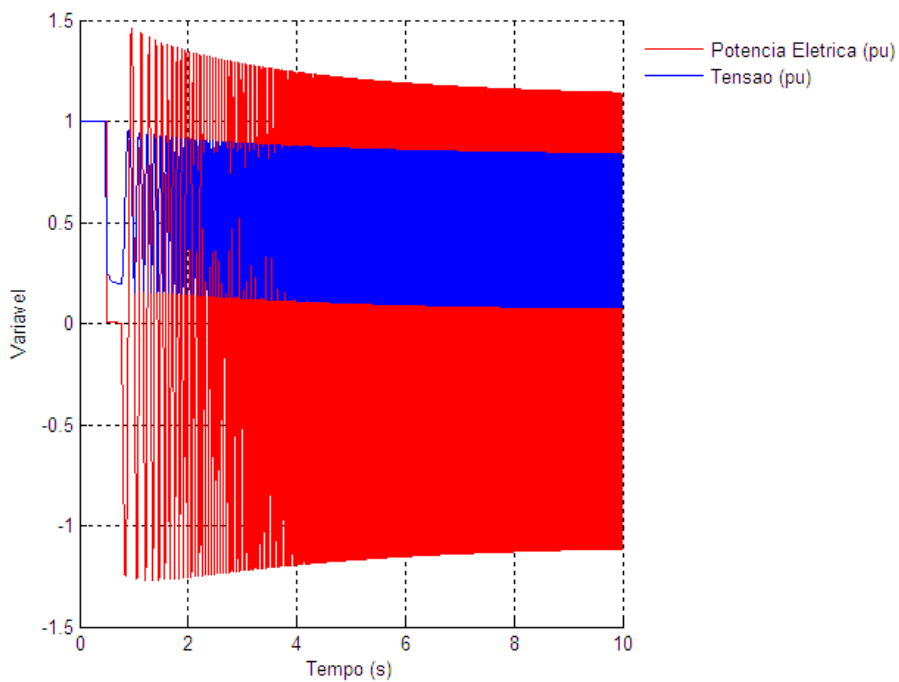


Figura 5.7 – Caso 0.C: Potência e Tensão Terminal

Este caso será utilizado para definir os tempos em que a proteção contra a perda de sincronismo atuará em caso de instabilidade.

A Figura 5.8 apresenta o círculo referente ao elemento Mho e a trajetória da impedância com pontos notáveis destacados.

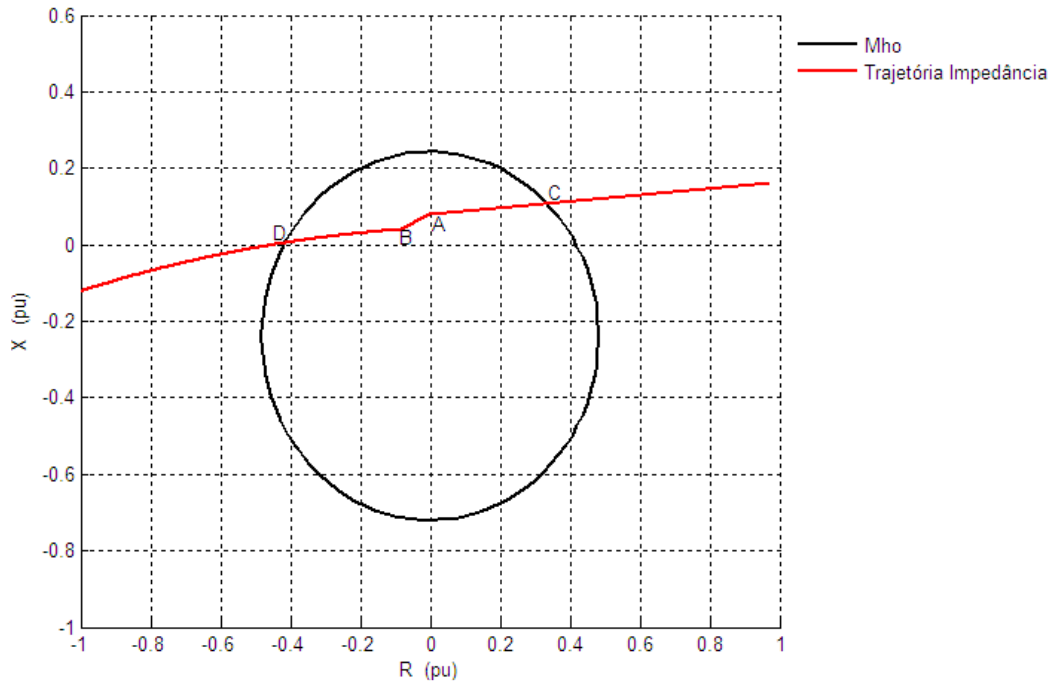


Figura 5.8 – Caso 0.C: Esquema Mho

A Tabela 5.4 apresenta as informações sobre os pontos notáveis.

Tabela 5.4 – Caso 0.C: Pontos Notáveis - Mho

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	49,71
B	Instante de extinção da falta	0,80	210,45
C	Intersecção com o Elemento Mho	0,50	49,71
D	Intersecção com o Elemento Mho	0,85	273,27

Dessa forma, verifica-se que a impedância permanece internamente ao elemento Mho por 350 ms, não retornando após sua saída.

Para o Esquema *Blinder* Simples, a Figura 5.9 apresenta a resposta do sistema com os pontos de interesse identificados.

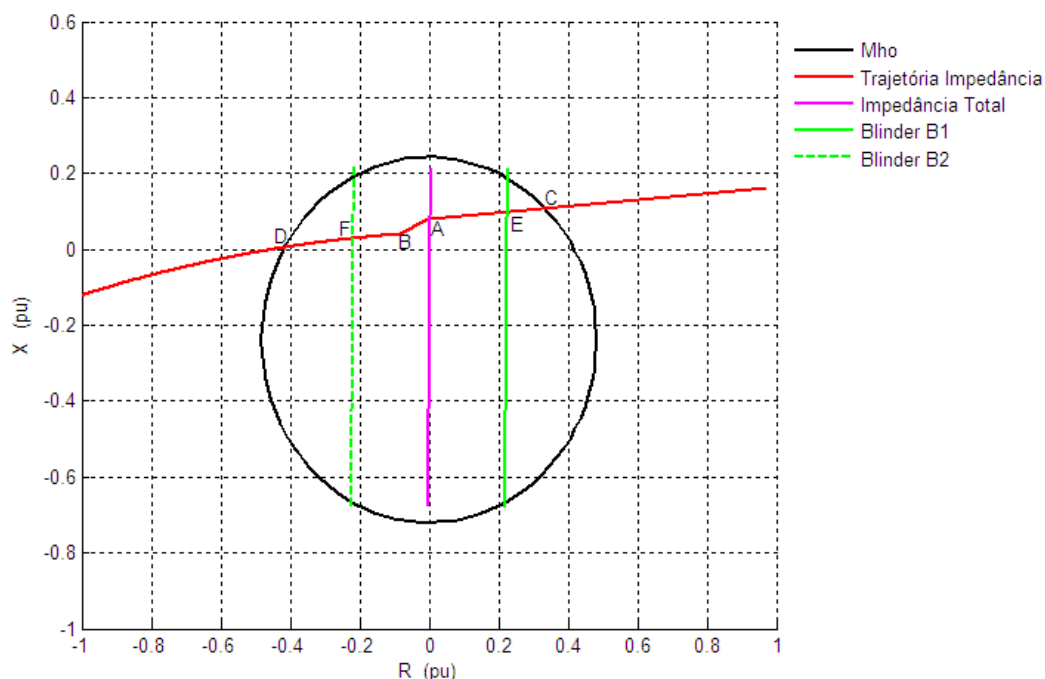


Figura 5.9 – Caso 0.C: Esquema *Blinder* Simples

A partir do apresentado, verifica-se que a trajetória da impedância cruza o *blinder* 'B1' no ponto 'E' e, após extinção da falta, cruza o *blinder* 'B2' no ponto 'F'. As informações pertinentes aos pontos destacados são apresentadas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Caso 0.C: Pontos Notáveis – *Blinder* Simples

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	49,71
B	Instante de extinção da falta	0,80	210,45
C	Intersecção com o Elemento Mho	0,50	49,71
D	Intersecção com o Elemento Mho	0,85	273,27
E	Intersecção com o Blinder 'B1'	0,50	49,71
F	Intersecção com o Blinder 'B2'	0,83	242,37

A partir da Tabela 5.5, verifica-se que a trajetória da impedância permanece entre os *blindings* por 330 ms.

Finalmente, a resposta para o Esquema *Blinder Duplo* é apresentada na Figura 5.10.

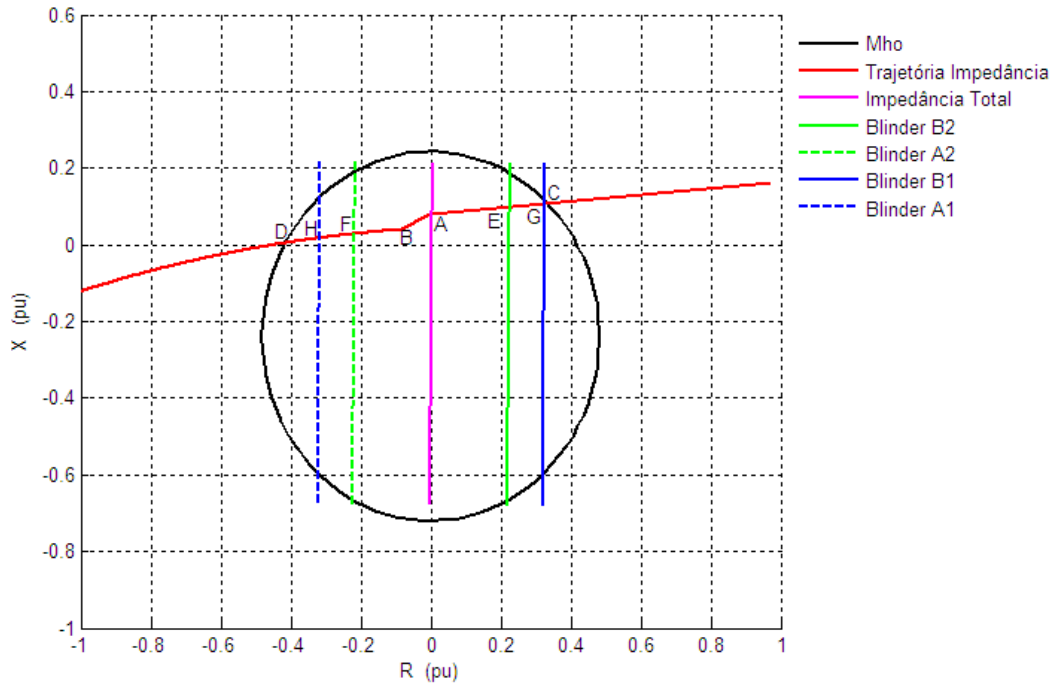


Figura 5.10 – Caso 0.C: Esquema *Blinder Duplo*

As informações pertinentes aos pontos destacados são apresentadas na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Caso 0.C: Pontos Notáveis – *Blinder Duplo*

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	49,71
B	Instante de extinção da falta	0,80	210,45
C	Intersecção com o Elemento Mho	0,50	49,71
D	Intersecção com o Elemento Mho	0,85	273,27
E	Intersecção com o Blinder ‘B2’	0,50	49,71
F	Intersecção com o Blinder ‘A2’	0,83	242,37
G	Intersecção com o Blinder ‘B1’	0,50	49,71
H	Intersecção com o Blinder ‘A1’	0,84	260,01

A partir da Tabela 5.6, verifica-se que a trajetória da impedância cruza os blinders 'B1' e 'B2' de forma instantânea e o tempo entre os blinders 'A1' e 'A2' por 10 ms.

Dessa forma, o ajuste da proteção contra perda de sincronismo para os casos que serão simulados a partir do próximo item será efetuado de acordo com a Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Ajuste da Proteção

Esquema	Δt (ms)	Proteção Atuará ?
Mho	≥ 280	Sim
Mho	< 280	Não
<i>Blinder Simples</i>	≥ 264	Sim
<i>Blinder Simples</i>	< 264	Não
<i>Blinder Duplo</i>	≥ 8	Sim
<i>Blinder Duplo</i>	< 8	Não

Essa Tabela sugere que caso a trajetória da impedância percorra o elemento Mho em um tempo superior a 80 % do valor definido no caso '0.C', a proteção contra perda de sincronismo atuará. Caso contrário, a proteção não atuará. Os demais Esquemas são definidos de forma análoga.

5.3 CONJUNTO DE CASOS 1

O primeiro conjunto de casos a ser simulado é a aplicação de um curto-circuito trifásico em uma das linhas de transmissão. Dentro desse conjunto, serão simulados quatro casos com variação no despacho de geração, com diferentes tempos de atuação da proteção da linha onde ocorre o defeito e também com variação do ponto da linha onde ocorre a falta.

5.3.1 CASO A

Nesse caso, ambos os geradores estão conectados ao sistema através de seus respectivos transformadores elevadores, despachando 75% da potência nominal (135 MW) e um curto circuito trifásico é aplicado no ponto médio de uma das linhas de transmissão. A ocorrência da falta é aplicada no instante de tempo $t_{of} = 0,50s$ e a proteção da linha atua em $t_{pr} = 200ms$. Dessa forma, a proteção da linha atua no instante $t_{ef} = 0,70s$, retirando-a de operação. A Tabela 5.8 resume os parâmetros desse caso.

Tabela 5.8 – Caso 1.A: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)	t_{ef} (s)
1.A	0,75 / 0,75	✓	Curto trifásico a 50% do extremo de uma das linhas	0,50	0,70

A Figura 5.11 mostra o comportamento do deslocamento angular de uma das máquinas.

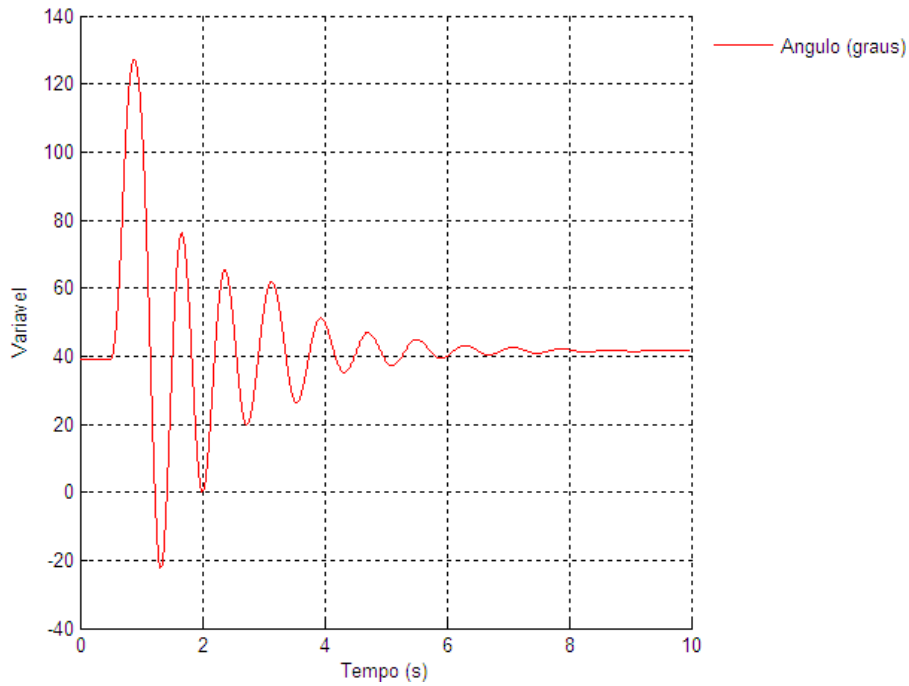


Figura 5.11 – Caso 1.A: Deslocamento Angular

Visualiza-se a partir do gráfico que, após a ocorrência da perturbação, o sistema retorna a uma condição estável com um ângulo próximo a $41,5^\circ$, diferente do valor inicial em torno de $39,0^\circ$.

O comportamento da potência elétrica e da tensão terminal é apresentado na Figura 5.12 e também indica o retorno a uma condição de estabilidade após alguns segundos de oscilação.

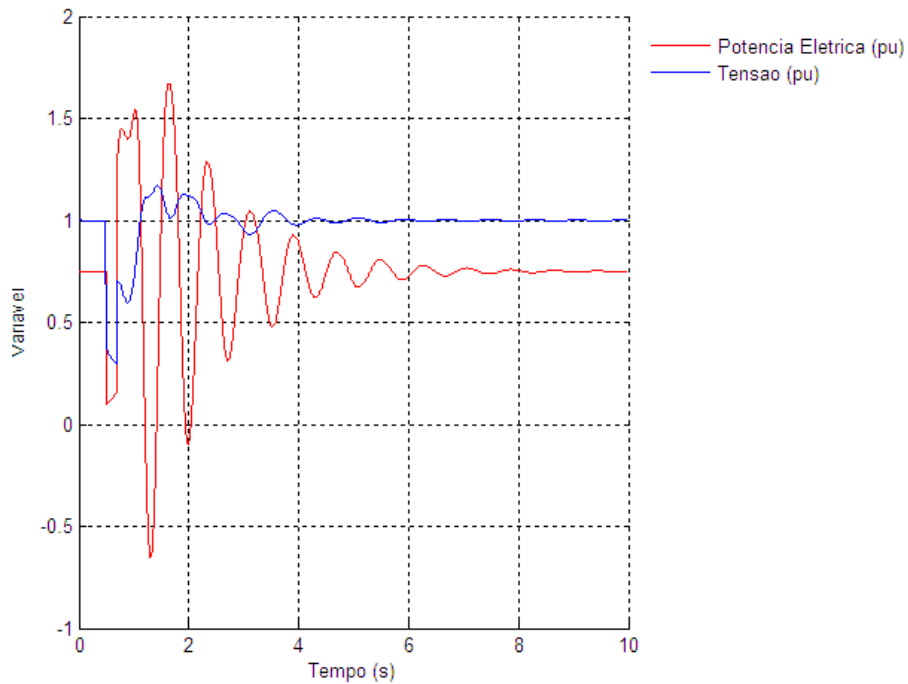


Figura 5.12 – Caso 1.A: Potência e Tensão Terminal

Observa-se que os valores da potência elétrica da tensão terminal oscilam durante alguns segundos e retornam à condição inicial de 0,75 pu de despacho de potência ativa e 1,00 pu de tensão terminal.

Após verificar a estabilidade através do comportamento das variáveis deslocamento angular, tensão e potência elétrica, espera-se que a proteção não atue, visto que não houve perda de sincronismo da máquina.

A Figura 5.13 apresenta a resposta do sistema, a partir da trajetória da impedância, em relação ao Elemento Mho.

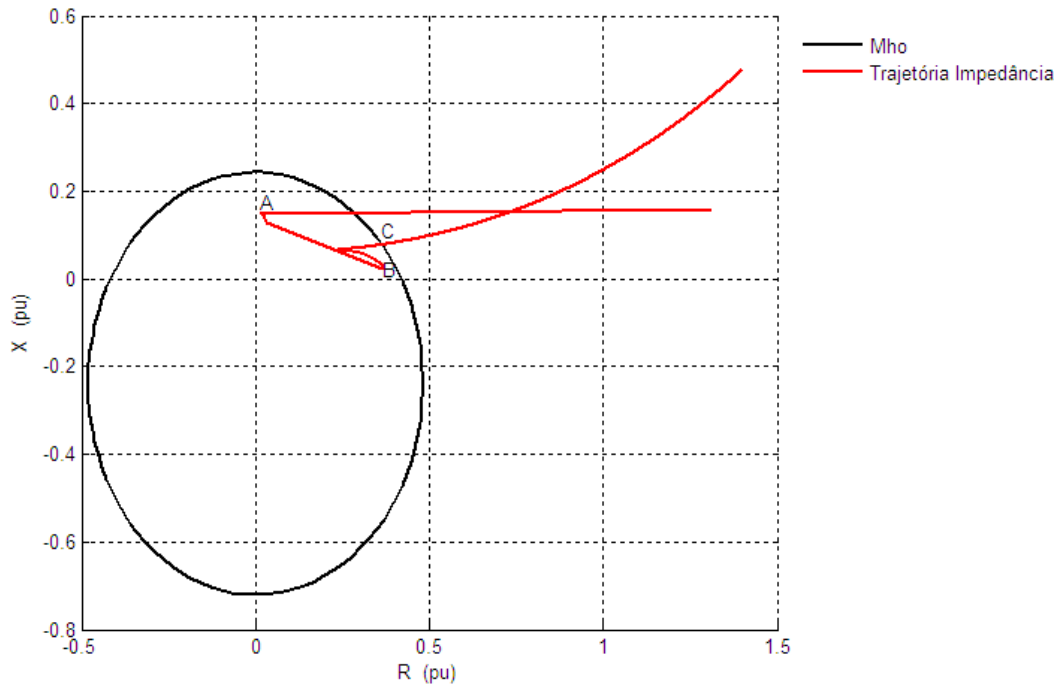


Figura 5.13 – Caso 1.A: Esquema Mho

O sistema está, inicialmente, em seu ponto de carga com os seguintes valores de tensão e corrente terminais:

$$V = (0,9664 + j0,2570)pu \quad (5.1)$$

$$I = (0,7483 + j0,1044)pu \quad (5.2)$$

Logo, a impedância vista pelos terminais é dada por:

$$Z = \frac{V}{I} = (1,3138 + j0,1600)pu \quad (5.3)$$

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai instantaneamente de seu ponto de operação, definido como ponto de carga, e atinge o ponto ‘A’ internamente ao elemento Mho. Durante a operação do sistema sob falta, o deslocamento angular sofre variação e, no instante de extinção da falta, a trajetória atinge o ponto ‘B’, deixando o

elemento Mho no ponto 'C'. Os pontos marcados na Figura 5.13 são definidos na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Caso 1.A: Pontos Notáveis - Mho

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	38,97
B	Instante de extinção da falta	0,70	84,67
C	Intersecção com o Elemento Mho	1,03	103,77

Como a transição para o Elemento Mho é instantânea e após décimos de segundo a trajetória sai do Elemento pelo mesmo lado que entrou, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

O Esquema *Blinder* Simples é mostrado na Figura 5.14. Como a trajetória da impedância cruza apenas o *blinder* 'B1', a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

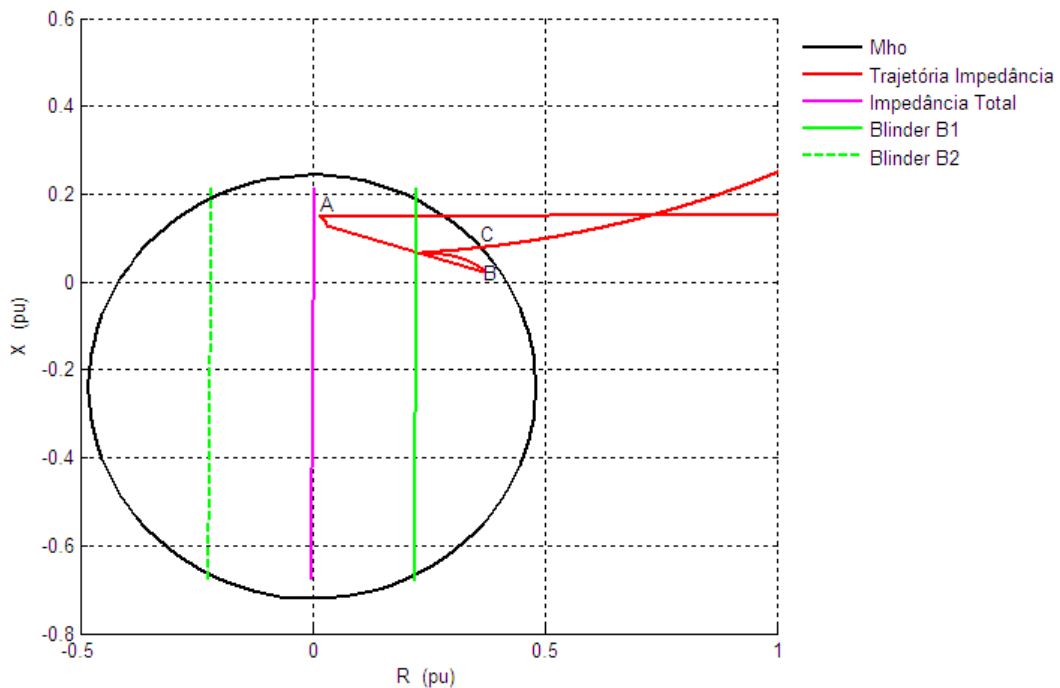


Figura 5.14 – Caso 1.A: Esquema *Blinder* Simples

A utilização do Esquema *Blinder* Duplo tem como resultado a Figura 5.15.

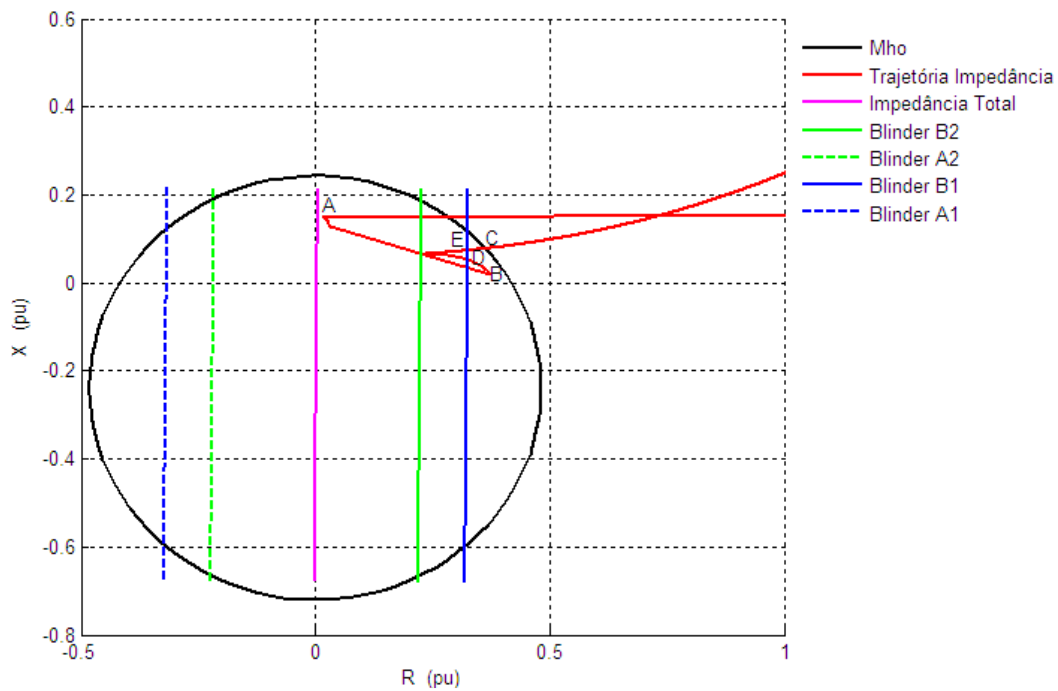


Figura 5.15 – Caso 1.A: Esquema *Blinder Duplo*

Os pontos marcados na Figura 5.15 são definidos na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Caso 1.A: Pontos Notáveis – *Blinder Duplo*

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	38,97
B	Instante de extinção da falta	0,70	84,67
D	Intersecção com o Blinder B1	0,75	104,39
E	Intersecção com o Blinder B1	1,01	109,90
C	Intersecção com o Elemento Mho	1,03	103,77

A trajetória da impedância apenas cruza de forma instantânea o *blinder* ‘B2’ e, dessa forma, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

5.3.2 CASO B

Nesse caso, ambos os geradores estão conectados ao sistema através de seus respectivos transformadores elevadores, despachando 50% da potência nominal (90 MW) e um curto circuito trifásico é aplicado e extinto 320 ms após sua ocorrência. A tensão de campo da máquina é constante durante toda a simulação, ou seja, o sistema de excitação da máquina comporta-se como uma bateria. A Tabela 5.11 resume os parâmetros desse caso.

Tabela 5.11 – Caso 1.B: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)	t_{ef} (s)
1.B	0,50 / 0,50	×	Curto trifásico a 25% do início da linha B	0,50	0,82

A Figura 5.16 mostra o comportamento do deslocamento angular de uma das máquinas.

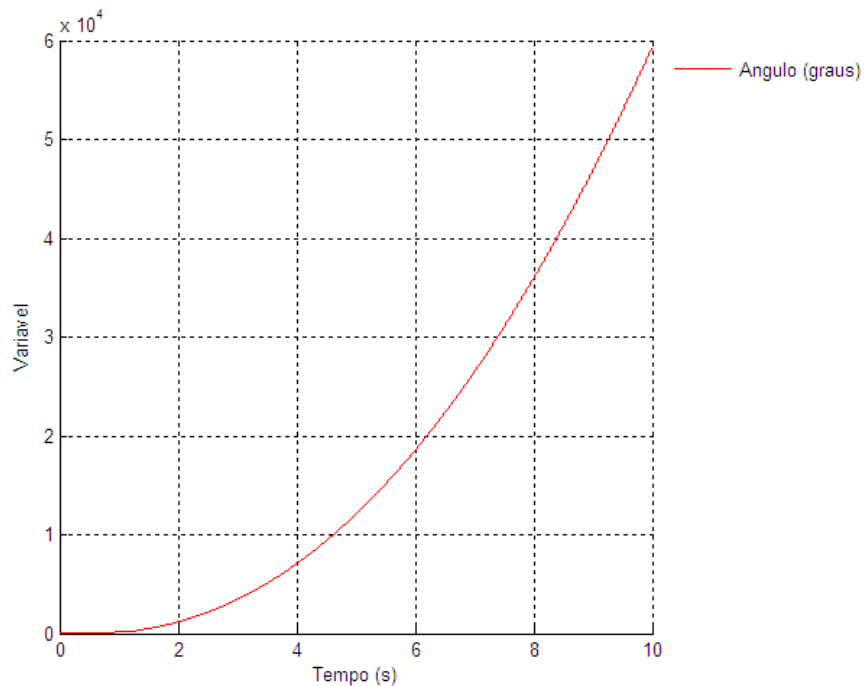


Figura 5.16 – Caso 1.B: Deslocamento Angular

A partir da resposta do gráfico, em que o deslocamento angular cresce indefinidamente, conclui-se que o sistema é instável.

Os comportamentos da potência e tensão terminal são apresentados na Figura 5.17 e também indicam uma condição de instabilidade.

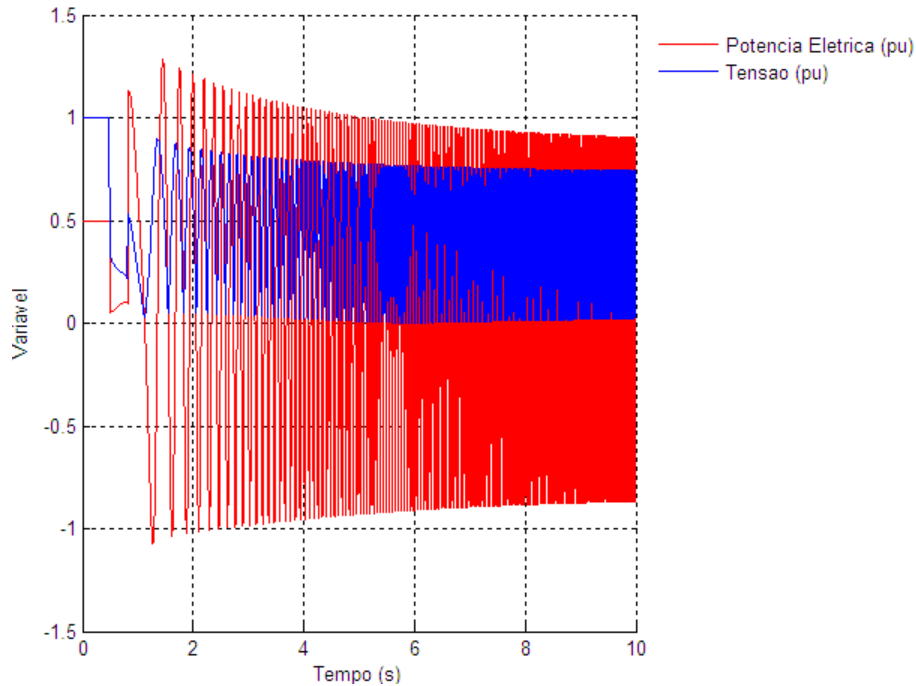


Figura 5.17 – Caso 1.B: Potência e Tensão Terminal

Após verificar a instabilidade através do comportamento das variáveis deslocamento angular, tensão e potência elétrica, espera-se que a proteção de perda de sincronismo atue, retirando o gerador de operação.

Para o Esquema Mho, a Figura 5.18 mostra as duas intersecções entre a curva da trajetória da impedância e o elemento de proteção.

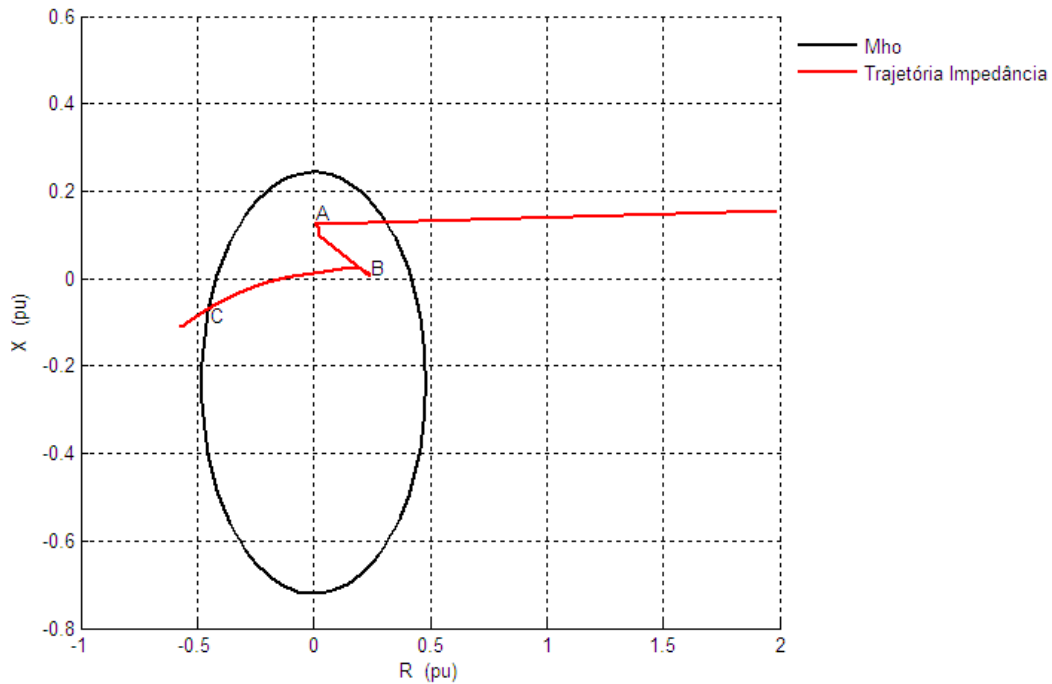


Figura 5.18 – Caso 1.B: Esquema Mho

Nesse caso, o sistema está, inicialmente, em seu ponto de carga com os seguintes valores de tensão e corrente terminais:

$$V = (0,9852 + j0,1714)pu \quad (5.4)$$

$$I = (0,4992 + j0,0475)pu \quad (5.5)$$

Logo, a impedância vista pelos terminais é dada por:

$$Z = \frac{V}{I} = (1,9881 + j0,1541)pu \quad (5.6)$$

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai instantaneamente de seu ponto de operação, definido como ponto de carga, e atinge o ponto ‘A’ internamente ao elemento Mho. Durante a operação do sistema sob falta, o deslocamento angular sofre variação e, no instante de extinção da falta, a trajetória atinge o ponto ‘B’. Em seguida,

a trajetória da impedância percorre o Elemento, saindo do mesmo no ponto 'C'. Os pontos marcados na Figura 5.18 são definidos na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Caso 1.B: Pontos Notáveis - Mho

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	26,97
B	Instante de extinção da falta	0,82	106,01
C	Intersecção com o Elemento Mho	1,29	271,85

Como a trajetória cruza o Elemento, a proteção atuará, retirando o gerador de operação.

A Figura 5.19 apresenta o Esquema *Blinder* Simples. Como o sistema é instável, a trajetória da impedância move-se da direita para a esquerda, cruza ambos os *blind*ers nos pontos 'D' e 'E', respectivamente, cruza a reta de impedância total no ponto 'F' e deixa o elemento Mho no ponto 'C'.

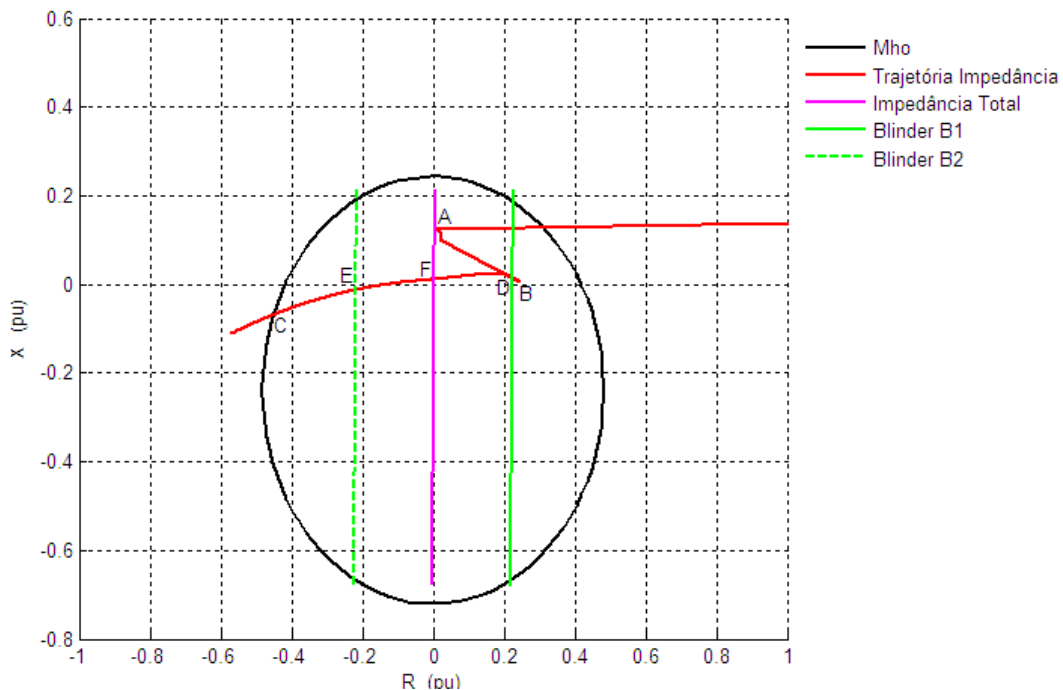


Figura 5.19 – Caso 1.B: Esquema *Blinder* Simples

Os pontos marcados na Figura 5.19 são definidos na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Caso 1.B: Pontos Notáveis – *Blinder* Simples

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	26,96
B	Instante de extinção da falta	0,82	106,01
D	Intersecção com o <i>Blinder</i> B1	0,86	122,97
F	Intersecção com a Reta de Impedância Total	1,12	184,63
E	Intersecção com <i>Blinder</i> B2	1,24	237,12
C	Intersecção com o elemento Mho	1,29	271,85

Optando-se pela atuação da proteção no instante de cruzamento do segundo *blinder*, a proteção do gerador atuará 420 ms após a abertura da linha. Caso a atuação seja na saída do elemento Mho, a proteção atuará 470 ms após a abertura da linha.

Finalmente, a Figura 5.20 apresenta o Esquema *Blinder* Duplo.

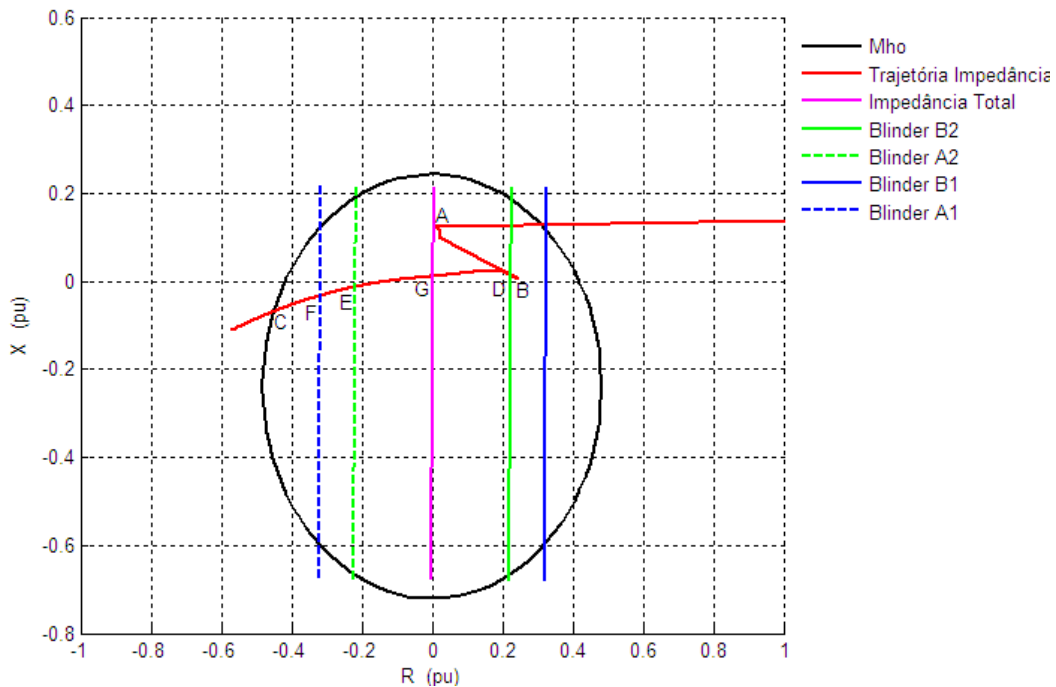


Figura 5.20 – Caso 1.B: Esquema *Blinder* Duplo

Os pontos marcados são definidos na Tabela 5.14.

Tabela 5.14 – Caso 1.B: Pontos Notáveis – Blinder Duplo

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	26,96
B	Instante de extinção da falta	0,82	106,01
D	Intersecção com o <i>Blinder</i> B2	0,86	122,97
G	Intersecção com a Reta de Impedância Total	1,12	184,63
E	Intersecção com <i>Blinder</i> A2	1,24	237,12
F	Intersecção com <i>Blinder</i> A1	1,27	254,68
C	Intersecção com o elemento Mho	1,29	271,85

Como a impedância permanece entre os *blindings* ‘A1’ e ‘A2’ por 30 ms, tempo superior aos 8 ms definidos na Tabela 5.7, a proteção atuará retirando o gerador de operação.

5.3.3 CASO C

O terceiro caso do primeiro conjunto é análogo ao segundo, porém o sistema de excitação é incluído no modelo da máquina síncrona. A Tabela 5.15 resume os parâmetros desse caso.

Tabela 5.15 – Caso 1.C: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)	t_{ef} (s)
1.C	0,50 / 0,50	✓	Curto trifásico a 25% do início da linha B	0,50	0,82

A Figura 5.21 mostra o comportamento do deslocamento angular de uma das máquinas.

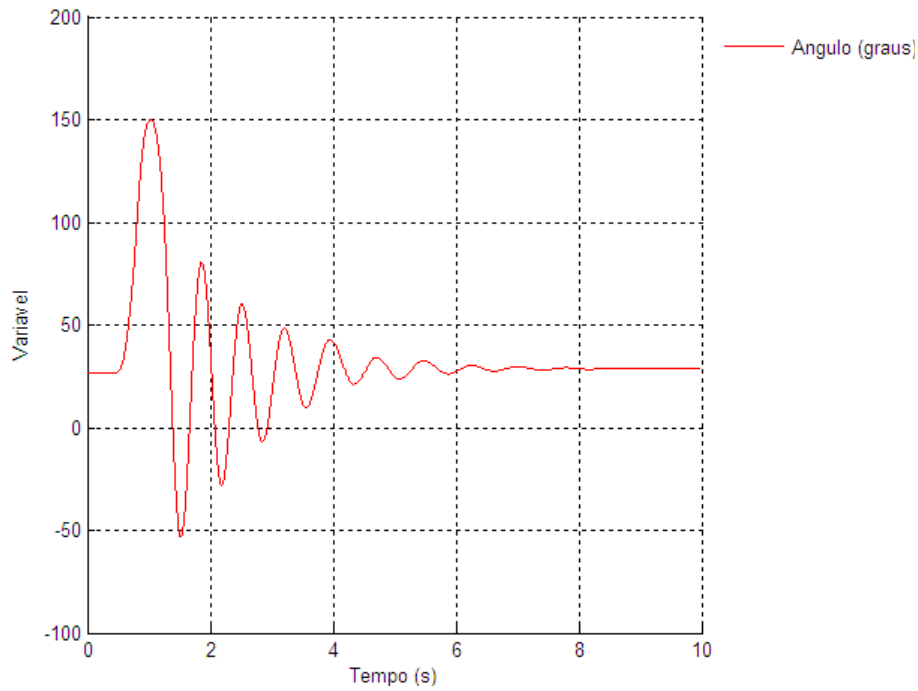


Figura 5.21 – Caso 1.C: Deslocamento Angular

Visualiza-se a partir do gráfico que, após a ocorrência da perturbação, o sistema retorna a uma condição estável com um ângulo próximo a $28,8^\circ$, diferente do valor inicial em torno de $26,7^\circ$.

Os comportamentos da potência e tensão terminal são apresentados na Figura 5.22 e também indicam o retorno a uma condição de estabilidade, após alguns segundos de oscilação, com valores finais iguais aos valores iniciais.

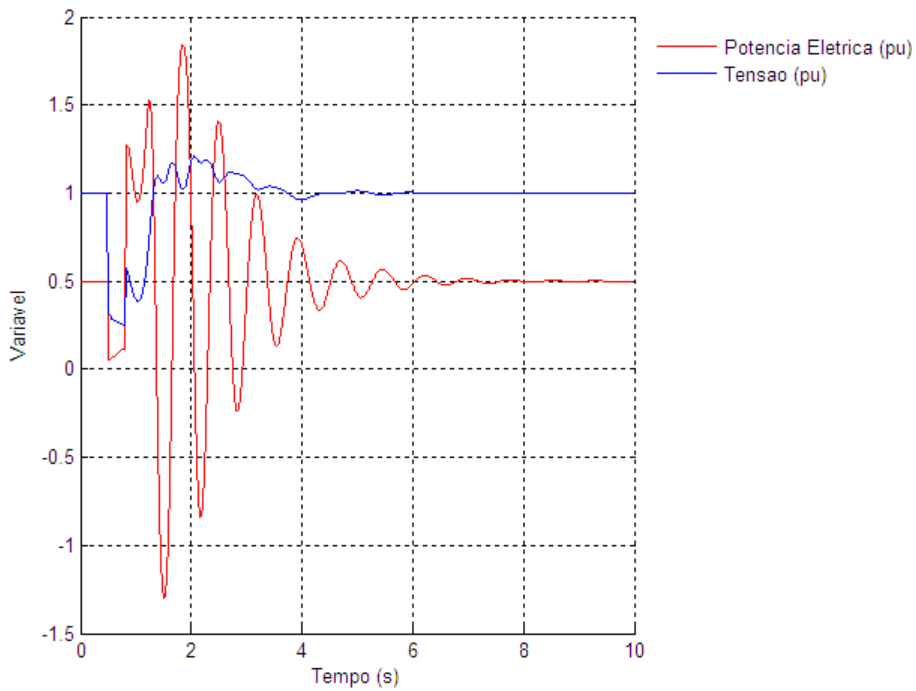


Figura 5.22 – Caso 1.C: Potência e Tensão Terminal

Após verificar a estabilidade através do comportamento das variáveis deslocamento angular, tensão e potência elétrica, espera-se que a proteção de perda de sincronismo não atue.

Para o Esquema Mho, a Figura 5.23 mostra as duas intersecções entre a curva da trajetória da impedância e o elemento de proteção.

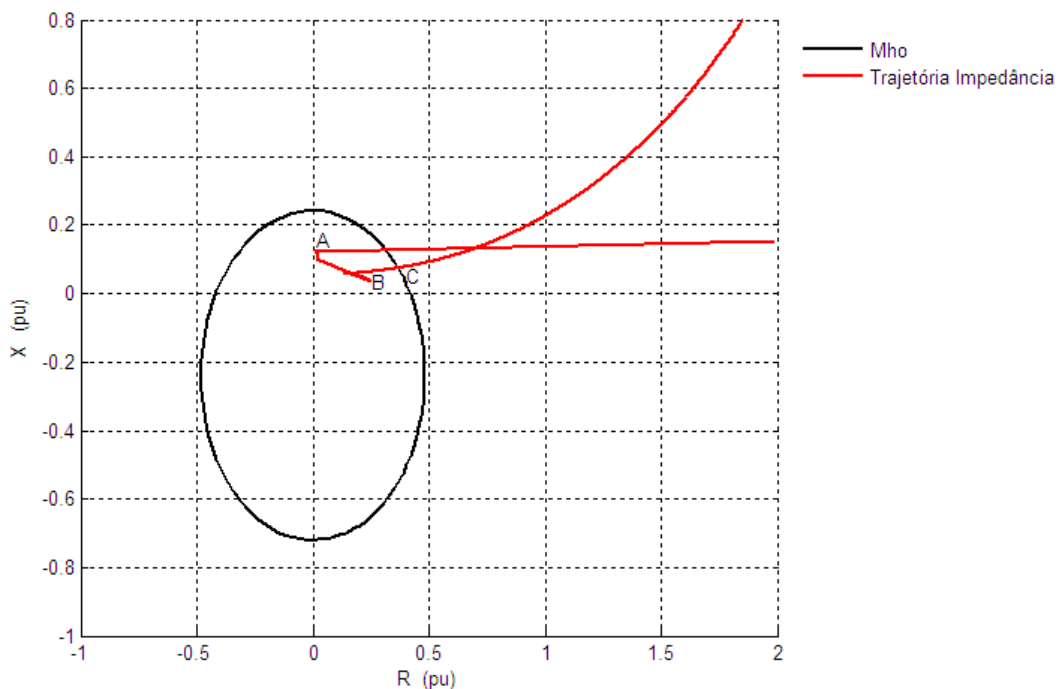


Figura 5.23 – Caso 1.C: Esquema Mho

O sistema está, inicialmente, em seu ponto de carga com os seguintes valores de tensão e corrente terminais:

$$V = (0,9852 + j0,1714)pu \quad (5.7)$$

$$I = (0,4992 + j0,0475)pu \quad (5.8)$$

Logo, a impedância vista pelos terminais é dada por:

$$Z = \frac{V}{I} = (1,9881 + j0,1541)pu \quad (5.9)$$

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai instantaneamente de seu ponto de operação, definido como ponto de carga, e atinge o ponto 'A' internamente ao elemento Mho. Durante a operação do sistema sob falta, o deslocamento angular sofre variação e, no instante de extinção da falta, a trajetória atinge o ponto 'B', deixando o elemento Mho no ponto 'C'. Os pontos marcados na Figura 5.23 são definidos na Tabela 5.16 .

Tabela 5.16 – Caso 1.C: Pontos Notáveis - Mho

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	26,96
B	Instante de extinção da falta	0,82	105,54
C	Intersecção com o Elemento Mho	1,25	101,75

Como a transição para o Elemento Mho é instantânea e após décimos de segundo a trajetória sai do Elemento pelo mesmo lado que entrou, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

A Figura 5.24 apresenta o Esquema *Blinder* Simples. Como o sistema é estável, a trajetória da impedância não cruza ambos os blinders.

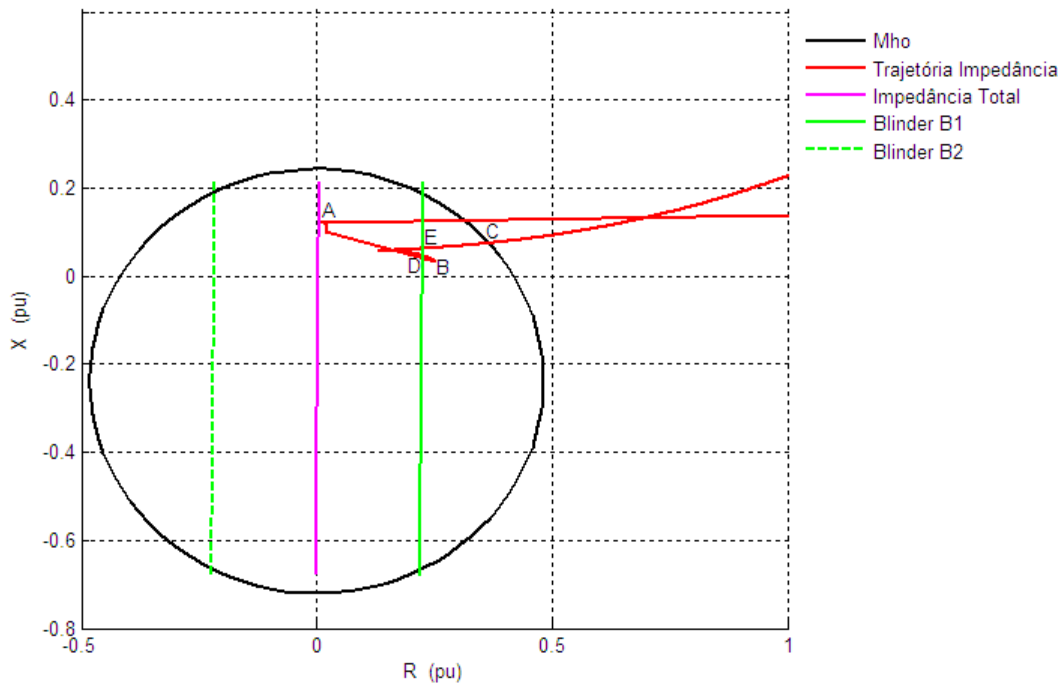


Figura 5.24 – Caso 1.C: Esquema *Blinder* Simples

Os pontos marcados na Figura 5.24 são definidos na Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Caso 1.C: Pontos Notáveis – *Blinder* Simples

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	26,96
B	Instante de extinção da falta	0,82	105,54
D	Intersecção com o <i>Blinder</i> B1	0,86	122,93
E	Intersecção com o <i>Blinder</i> B1	1,19	126,88
C	Intersecção com o elemento Mho	1,25	101,75

Finalmente, a Figura 5.25 apresenta o Esquema *Blinder* Duplo.

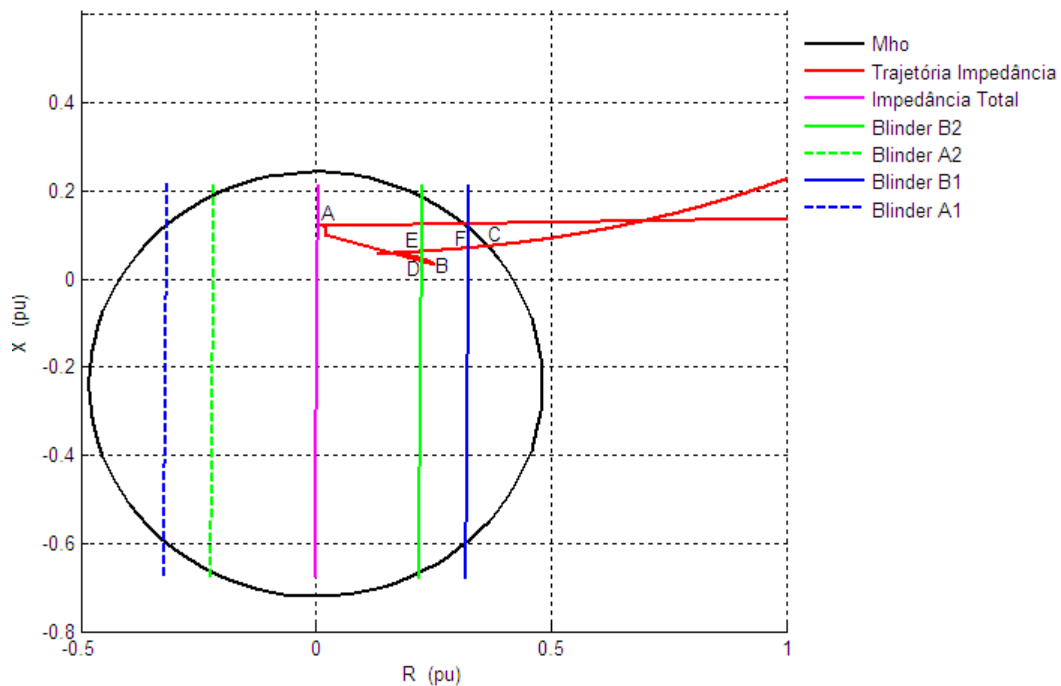


Figura 5.25 – Caso 1.C: Esquema *Blinder Duplo*

Os pontos marcados na Figura 5.25 são definidos na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Caso 1.C: Pontos Notáveis – *Blinder Duplo*

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	26,96
B	Instante de extinção da falta	0,82	105,54
D	Intersecção com o <i>Blinder B2</i>	0,86	122,93
E	Intersecção com o <i>Blinder B2</i>	1,19	126,88
F	Intersecção com o <i>Blinder B1</i>	1,24	108,09
C	Intersecção com o elemento Mho	1,25	101,75

Nesse caso, como a trajetória não cruza o conjunto de *blindings* do semi-plano esquerdo de resistência, a proteção não atuará.

5.3.4 CASO D

Nesse caso, ambos os geradores estão conectados ao sistema através de seus respectivos transformadores elevadores, despachando 80% da potência nominal (144 MW) e um curto-circuito trifásico é aplicado em uma das linhas de transmissão e extinto 200 ms após sua ocorrência. A Tabela 5.19 resume os parâmetros desse caso.

Tabela 5.19 – Caso 1.D: Curto trifásico em uma das linhas de transmissão

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)	t_{ef} (s)
1.D	0,80 / 0,80	×	Curto trifásico a 20% do início da linha B	0,50	0,70

A Figura 5.26 mostra o comportamento do deslocamento angular de uma das máquinas.

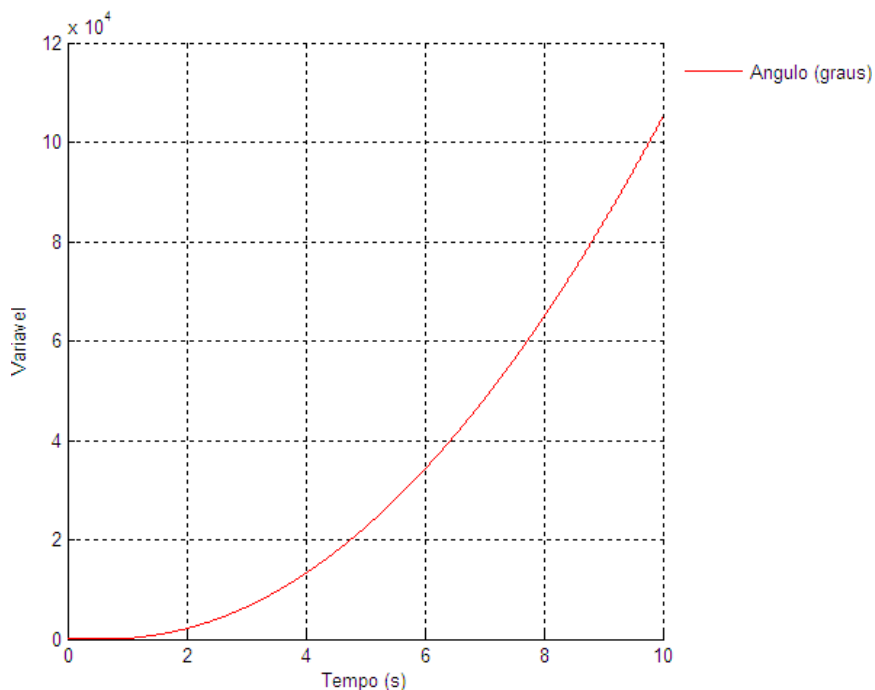


Figura 5.26 – Caso 1.D: Deslocamento Angular

A partir da resposta do gráfico, em que o deslocamento angular cresce indefinidamente, conclui-se que o sistema é instável.

Os comportamentos da potência e da tensão terminal são apresentados na Figura 5.27 e também indicam uma condição de instabilidade.

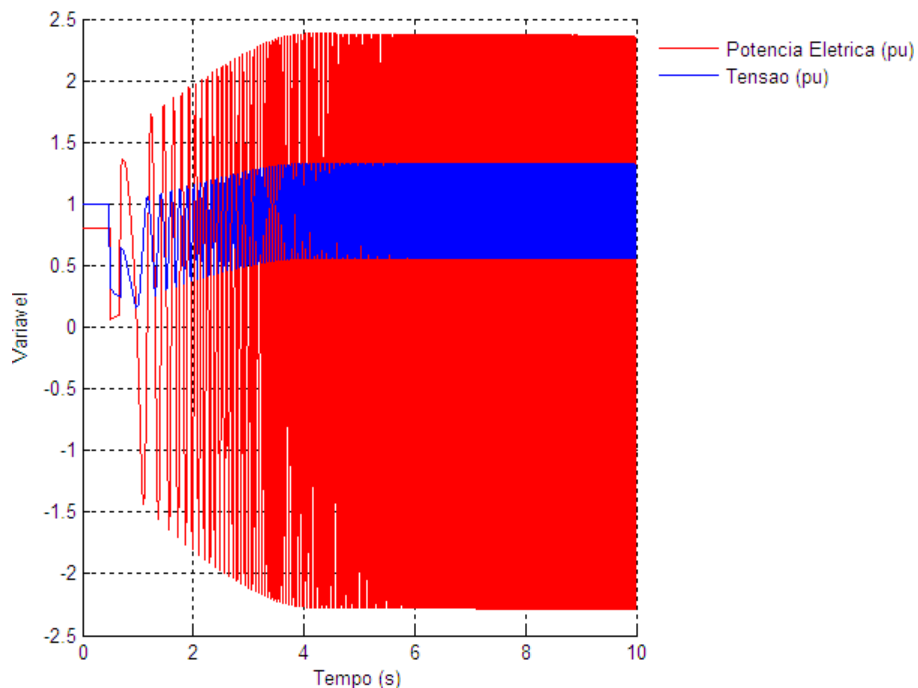


Figura 5.27 – Caso 1.D: Potência e Tensão Terminal

Após verificar a instabilidade através do comportamento das variáveis deslocamento angular, tensão e potência elétrica, espera-se que a proteção de perda de sincronismo atue, retirando o gerador de operação.

Para o Esquema Mho, a Figura 5.28 mostra as duas intersecções entre a curva da trajetória da impedância e o elemento de proteção.

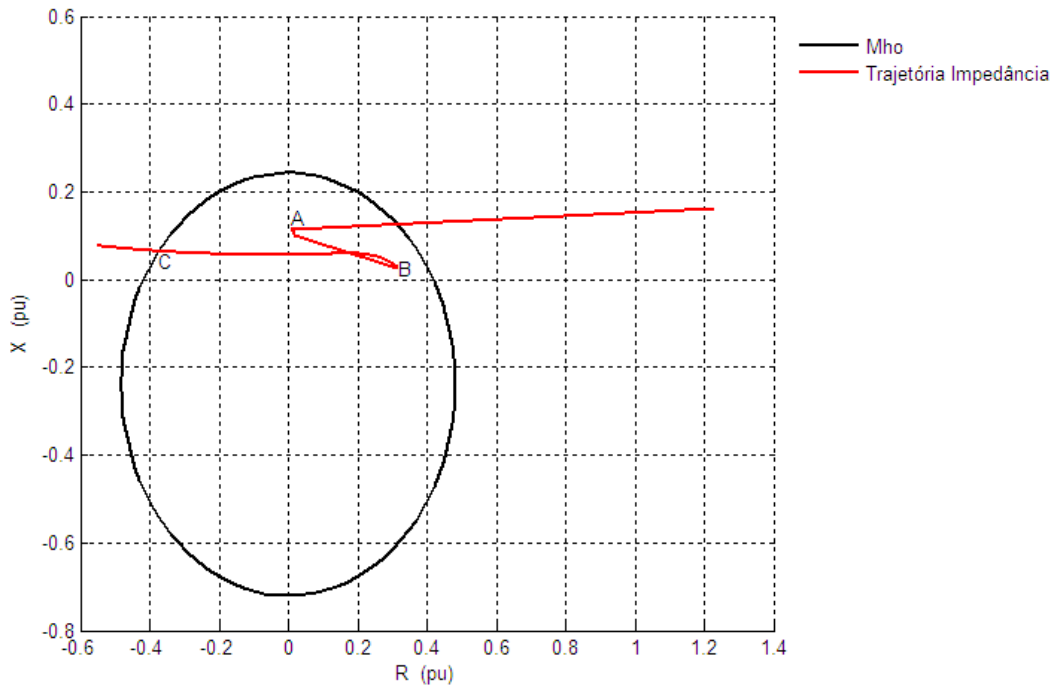


Figura 5.28 – Caso 1.D: Esquema Mho

Nesse caso, o sistema está, inicialmente, em seu ponto de carga com os seguintes valores de tensão e corrente terminais:

$$V = (0,9617 + j0,2741)pu \quad (5.10)$$

$$I = (0,7980 + j0,1186)pu \quad (5.11)$$

Logo, a impedância vista pelos terminais é dada por:

$$Z = \frac{V}{I} = (1,2290 + j0,1607)pu \quad (5.12)$$

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai instantaneamente de seu ponto de operação, definido como ponto de carga, e atinge o ponto ‘A’ internamente ao elemento Mho. Durante a operação do sistema sob falta, o deslocamento angular sofre variação e, no instante de extinção da falta, a trajetória atinge o ponto ‘B’. Em seguida,

a trajetória da impedância percorre o Elemento, saindo do mesmo no ponto 'C'. Os pontos marcados na Figura 5.28 são definidos na Tabela 5.20.

Tabela 5.20 – Caso 1.D: Pontos Notáveis - Mho

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Instante de extinção da falta	0,70	93,24
C	Intersecção com o Elemento Mho	1,10	265,45

Como a trajetória cruza o Elemento, a proteção atuará, retirando o gerador de operação.

A Figura 5.29 apresenta o Esquema *Blinder* Simples. Como o sistema é instável, a trajetória da impedância move-se da direita para a esquerda, cruza ambos os *blind*ers nos pontos 'D' e 'E', respectivamente, cruza a reta de impedância total no ponto 'F' e deixa o elemento Mho no ponto 'C'.

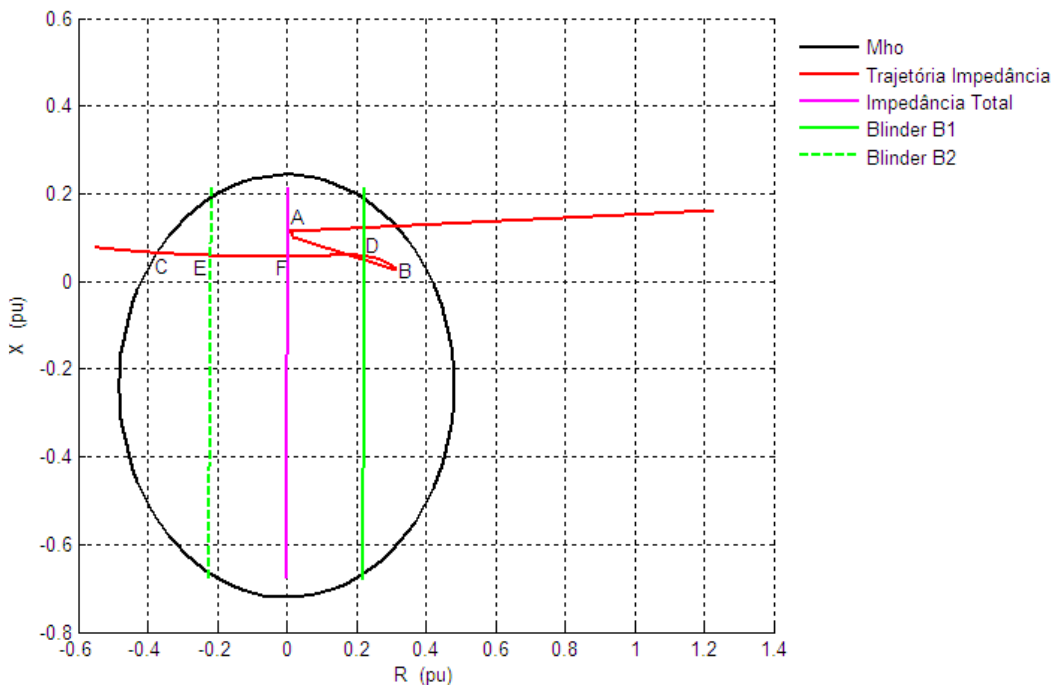


Figura 5.29 – Caso 1.D: Esquema *Blinder* Simples

Os pontos marcados na Figura 5.29 são definidos na Tabela 5.21.

Tabela 5.21 – Caso 1.D: Pontos Notáveis – *Blinder* Simples

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Instante de extinção da falta	0,70	93,24
D	Intersecção com o <i>Blinder</i> B1	0,78	126,98
F	Intersecção com a Reta de Impedância Total	0,98	185,16
E	Intersecção com <i>Blinder</i> B2	1,08	239,50
C	Intersecção com o elemento Mho	1,10	265,45

Optando-se pela atuação da proteção no instante de cruzamento do segundo *blinder*, a proteção do gerador atuará 380 ms após a abertura da linha. Caso a atuação seja na saída do elemento Mho, a proteção atuará 400 ms após a abertura da linha.

Finalmente, a Figura 5.30 apresenta o Esquema *Blinder* Duplo.

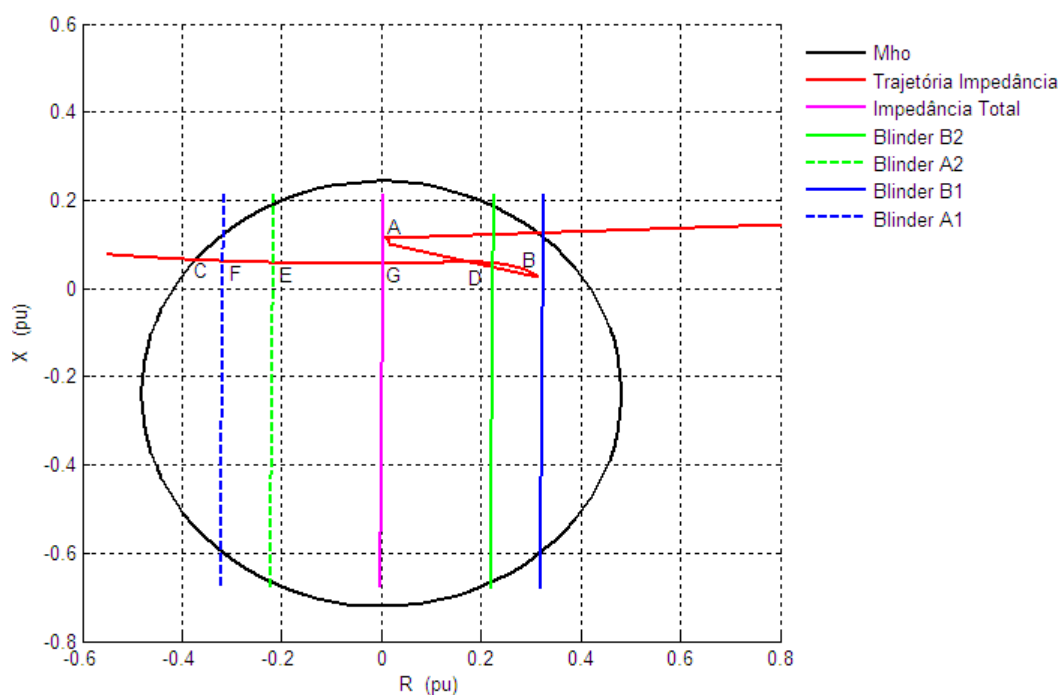


Figura 5.30 – Caso 1.D: Esquema *Blinder* Duplo

Os pontos marcados na Figura 5.30 são definidos na Tabela 5.22.

Tabela 5.22 – Caso 1.D: Pontos Notáveis – *Blinder Duplo*

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Instante de extinção da falta	0,70	93,24
D	Intersecção com o <i>Blinder B2</i>	0,78	126,98
G	Intersecção com a Reta de Impedância Total	0,98	185,16
E	Intersecção com <i>Blinder A2</i>	1,08	239,50
F	Intersecção com <i>Blinder A1</i>	1,09	257,31
C	Intersecção com o elemento Mho	1,10	265,45

Como a impedância permanece entre os *blindings* ‘A1’ e ‘A2’ por 10 ms, tempo superior aos 8 ms definidos na Tabela 5.7, a proteção atuará retirando o gerador de operação.

5.4 CONJUNTO DE CASOS 2

O conjunto de casos 2 apresenta dois casos cujas faltas são a perda de excitação de uma das máquinas através de um curto-circuito no enrolamento de campo. Para realizar tais simulações, faz-se a tensão de campo ser igual a zero no instante de falta.

5.4.1 CASO A

A simulação é efetuada aplicando-se a falta no enrolamento de campo do Gerador A, enquanto que o Gerador B permanece em operação normal. A Tabela 5.23 fornece os parâmetros para a simulação.

Tabela 5.23 – Caso 2.A: Curto-circuito no enrolamento de campo

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)
2.A	0,80 / 0,80 pu	×	Curto-circuito no enrolamento de campo	0,50

Ao aplicar um curto-circuito no enrolamento de campo de um dos geradores, a tensão transitória de eixo em quadratura, E'_q , que depende da tensão aplicada no enrolamento de campo, é progressivamente reduzida conforme apresenta a Figura 5.31.

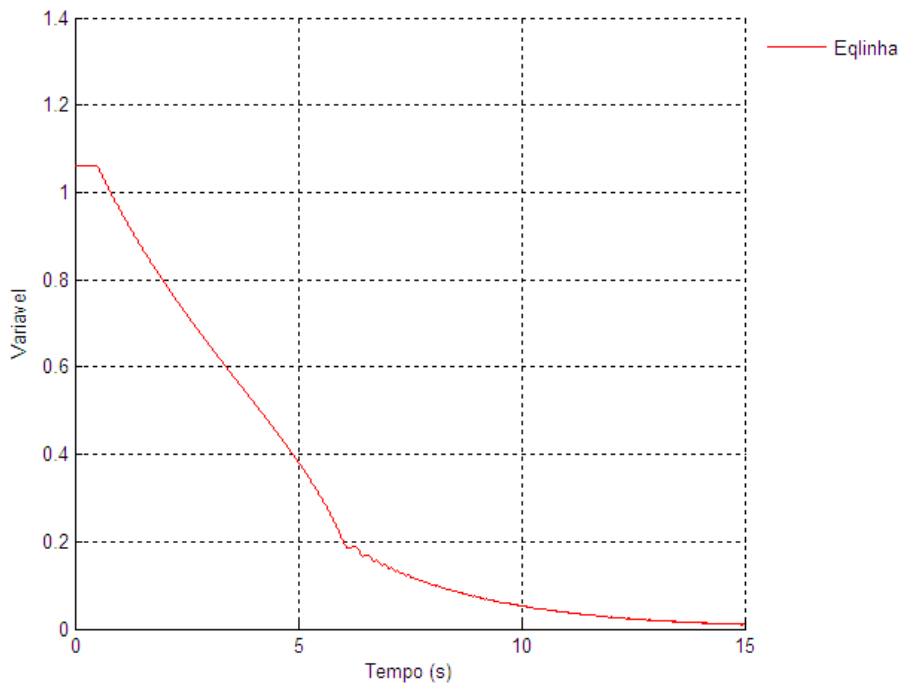


Figura 5.31 – Caso 2.A: E'_q – Gerador A

Situação análoga ocorre com o Gerador B, porém sua taxa de redução é menor quando comparada com o Gerador A. A Figura 5.32 apresenta a resposta da tensão transitória de eixo em quadratura do Gerador B.

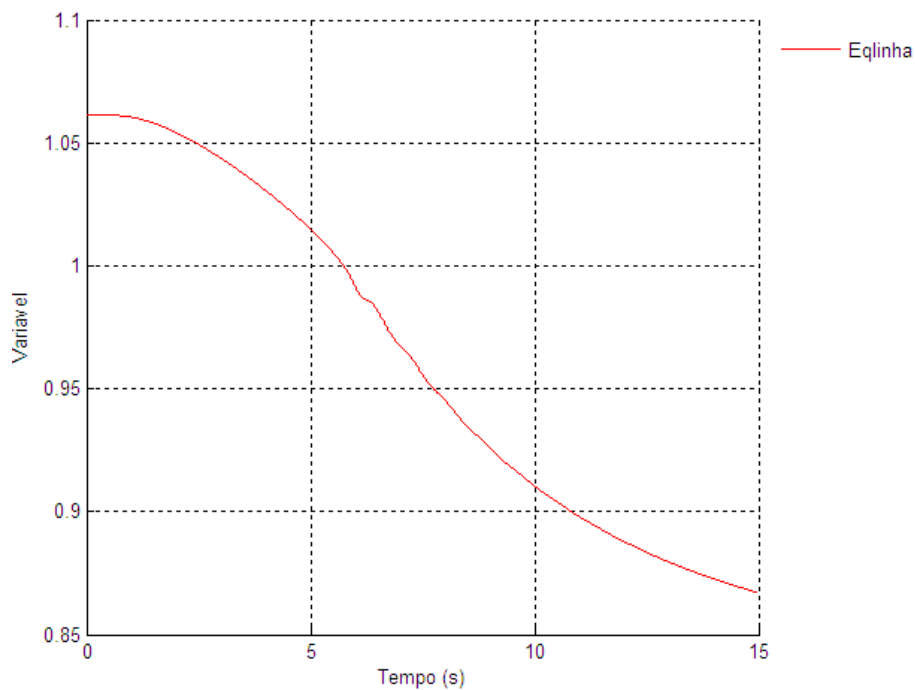


Figura 5.32 – Caso 2.A: E'_q – Gerador B

A Figura 5.33 apresenta as curvas de potência ativa e tensão terminal do Gerador A. Pode-se observar que a potência elétrica oscila, a partir de 10 s de simulação, em torno do valor zero e a tensão terminal oscila em torno de 0,55 pu aproximadamente.

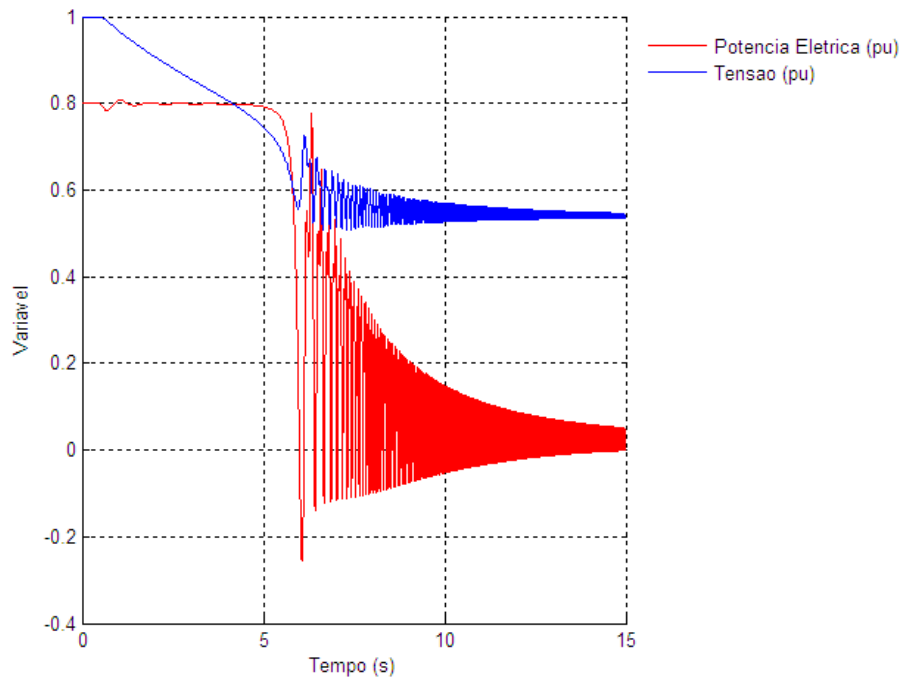


Figura 5.33 – Caso 2.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador A

As respostas do Gerador B para potência ativa e tensão terminal são apresentadas na Figura 5.34. É possível verificar que a potência elétrica oscila em torno de seu valor inicial, 0,80 pu, porém a tensão terminal, como esperado, decresce, atingindo valores em torno de 0,725 pu.

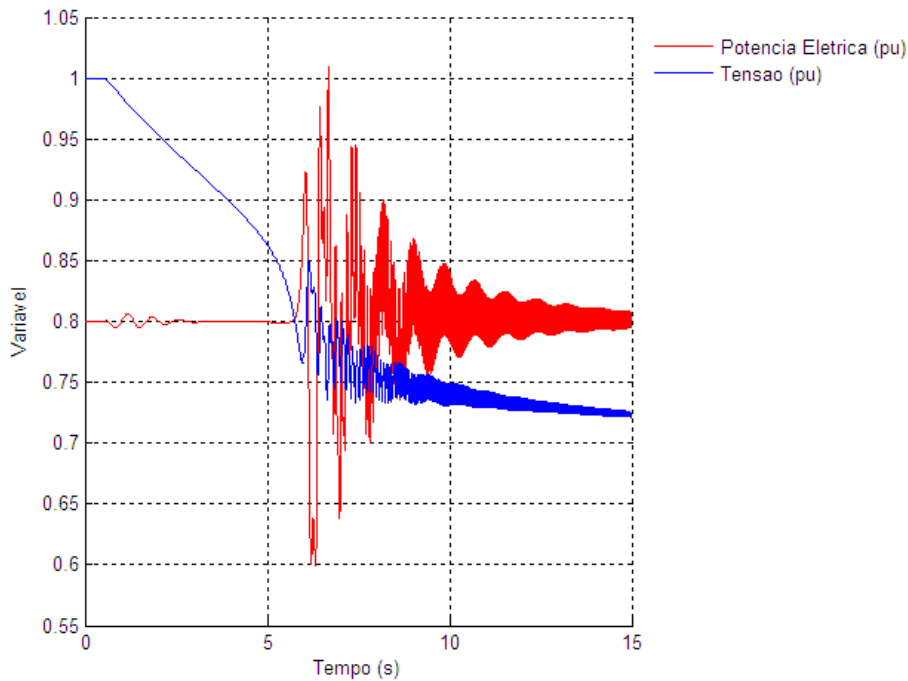


Figura 5.34 – Caso 2.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador B

A partir da resposta da potência elétrica do Gerador A, apresentada na Figura 5.33, é possível inferir que o deslocamento angular desse Gerador crescerá indefinidamente, visto que a potência mecânica é constante e a potência elétrica oscila em torno do eixo das abscissas. A Figura 5.35 apresenta o comportamento esperado.

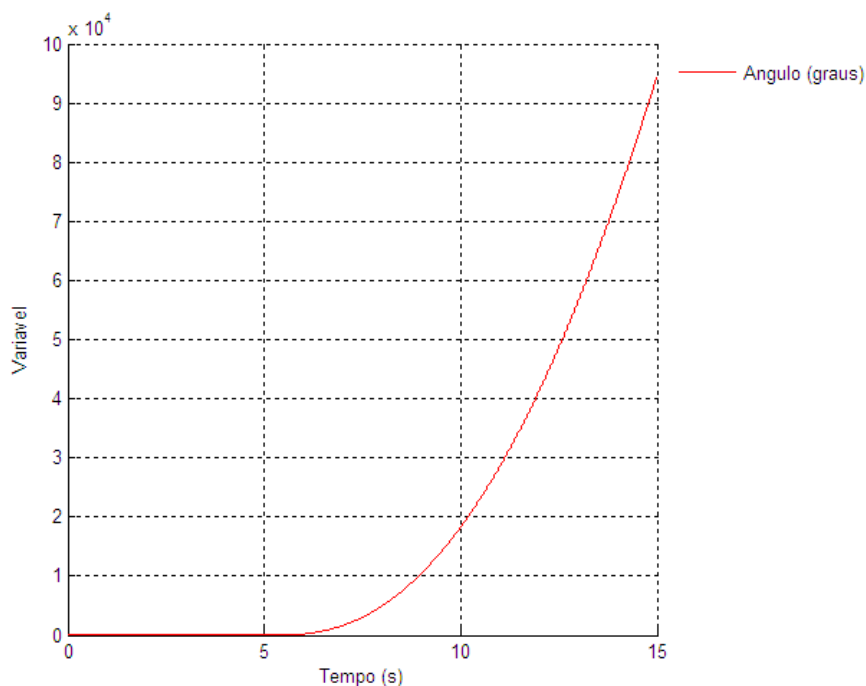


Figura 5.35 – Caso 2.A: Deslocamento Angular – Gerador A

Em relação ao Gerador B, a curva de deslocamento angular é apresentada na Figura 5.36. Apesar de oscilar com elevada frequência até o instante $t = 10s$, a curva permanece com pequena taxa de crescimento, indicando sua instabilidade.

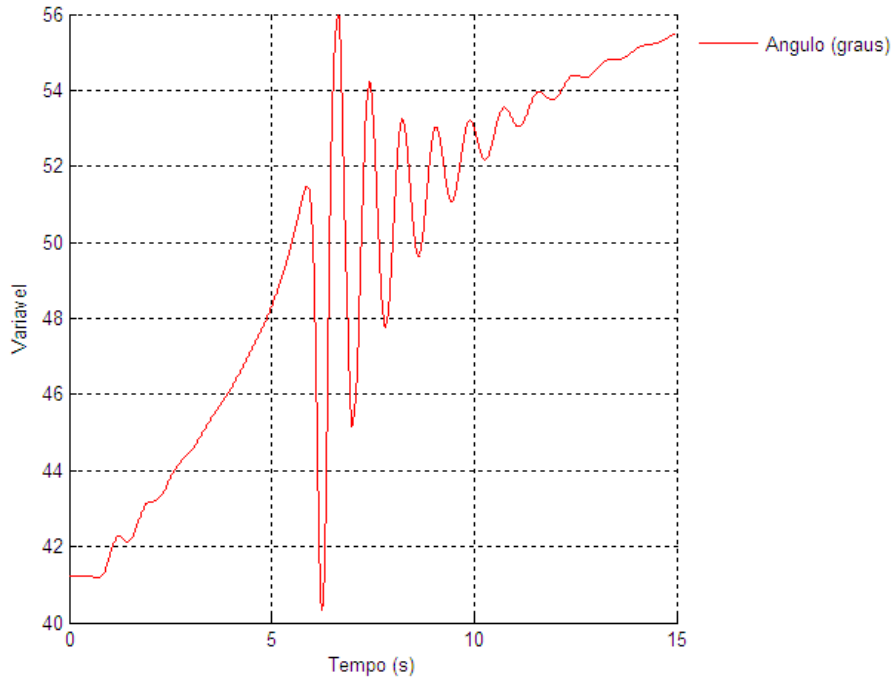


Figura 5.36 – Caso 2.A: Deslocamento Angular – Gerador B

Para o Esquema Mho, a Figura 5.37 indica que a trajetória da impedância cruza o elemento de proteção apenas uma vez.

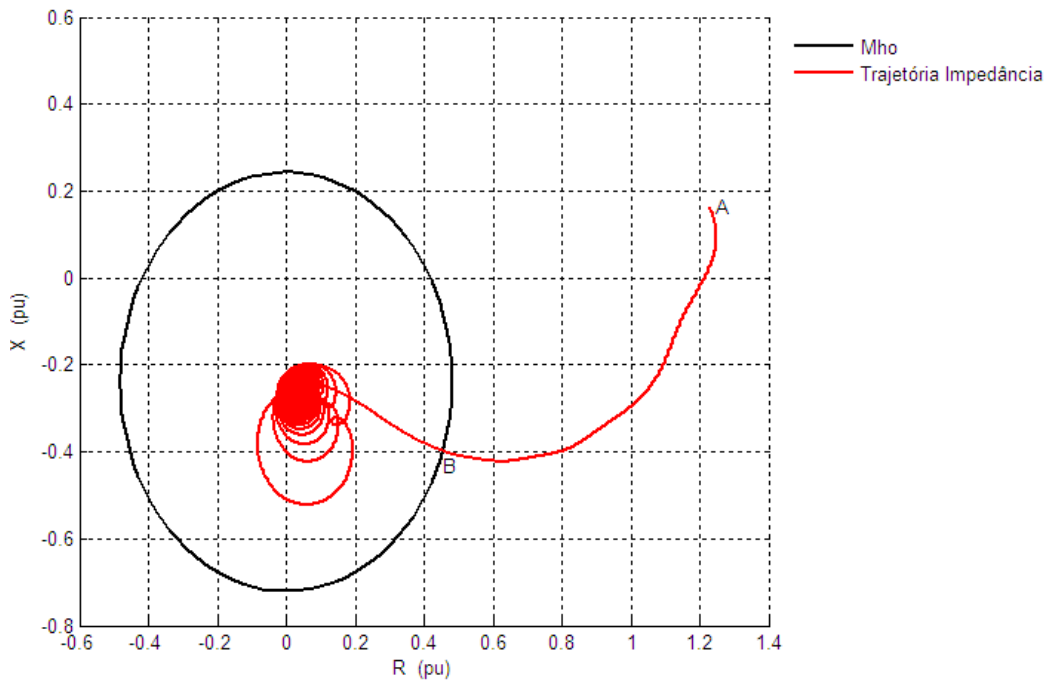


Figura 5.37 – Caso 2.A: Esquema Mho – Gerador A

Nesse caso, o sistema está, inicialmente, em seu ponto de carga com os seguintes valores de tensão e corrente terminais:

$$V = (0,9617 + j0,2741)pu \quad (5.13)$$

$$I = (0,7980 + j0,1186)pu \quad (5.14)$$

Logo, a impedância vista pelos terminais é dada por:

$$Z = \frac{V}{I} = (1,2290 + j0,1607)pu \quad (5.15)$$

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai de seu ponto de operação, ponto ‘A’ na Figura 5.37, e, após alguns segundos, atinge o Elemento Mho no ponto ‘B’, permanecendo internamente a ele. Os pontos marcados na Figura 5.37 são definidos na Tabela 5.24.

Tabela 5.24 – Caso 2.A: Pontos Notáveis – Gerador A – Mho

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o Elemento Mho	4,15	87,27

Como a trajetória não cruza o Elemento Mho na face oposta, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

A Figura 5.38 apresenta a resposta do sistema para o Esquema *Blinder* Simples.

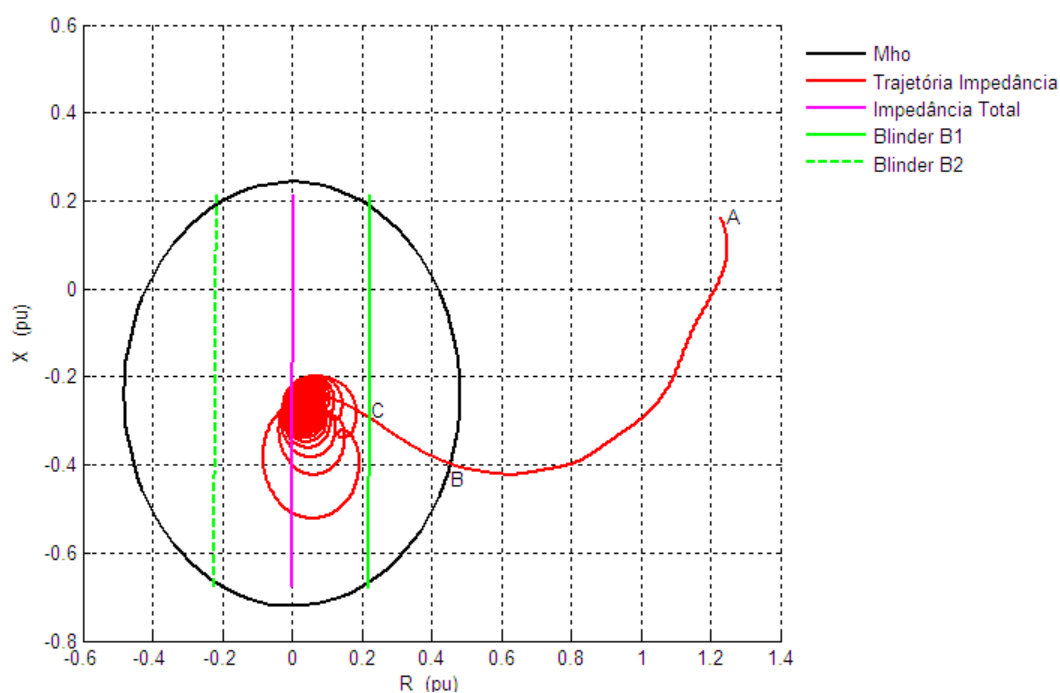


Figura 5.38 – Caso 2.A: Esquema *Blinder* Simples – Gerador A

Os pontos marcados na Figura 5.38 são definidos na Tabela 5.25.

Tabela 5.25 – Caso 2.A: Pontos Notáveis – Gerador A – *Blinder* Simples

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o Elemento Mho	4,15	87,27
C	Intersecção com o Blinder B1	5,58	132,81

Como a trajetória não cruza o *blinder* 'B2', a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

Finalmente, a Figura 5.39 apresenta o Esquema *Blinder Duplo*.

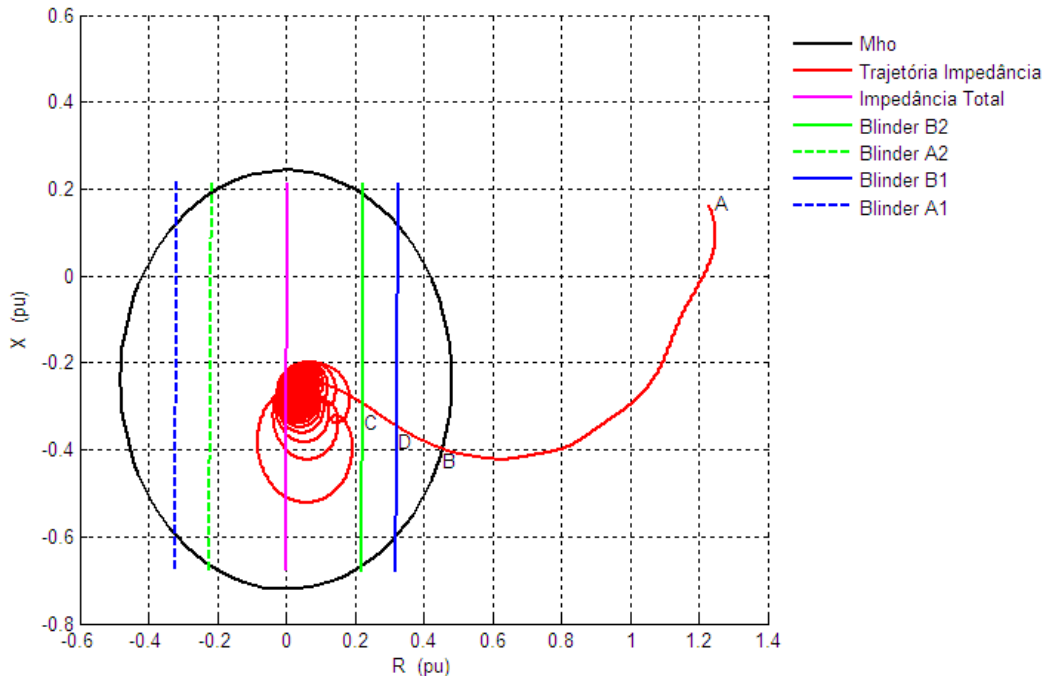


Figura 5.39 – Caso 2.A: Esquema *Blinder Duplo* – Gerador A

Os pontos marcados na Figura 5.39 são definidos na Tabela 5.26.

Tabela 5.26 – Caso 2.A: Pontos Notáveis – Gerador A – *Blinder Duplo*

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o Elemento Mho	4,15	87,27
C	Intersecção com o Blinder B2	5,58	132,81
D	Intersecção com o Blinder B1	5,07	109,31

Apesar de permanecer entre os *blindings* 'B1' e 'B2' por um intervalo de tempo superior ao definido na Tabela 5.7, a trajetória da impedância não cruza o outro conjunto de *blinder*. Logo, a proteção não atuará.

As curvas referentes às proteções do Gerador B são apresentadas a seguir.

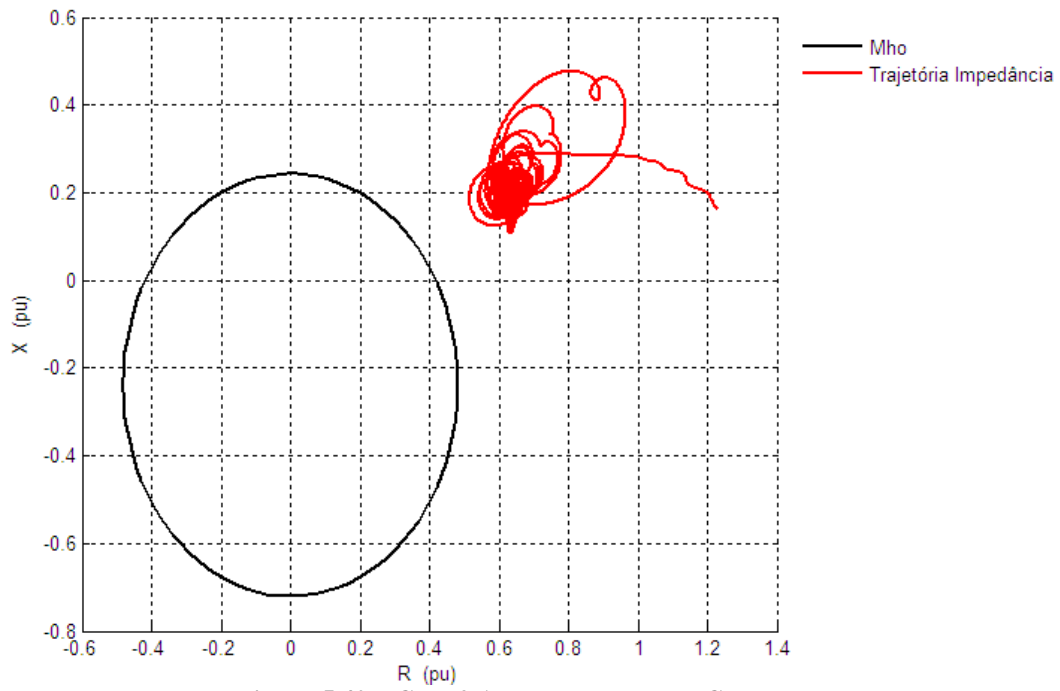


Figura 5.40 – Caso 2.A: Esquema Mho – Gerador B

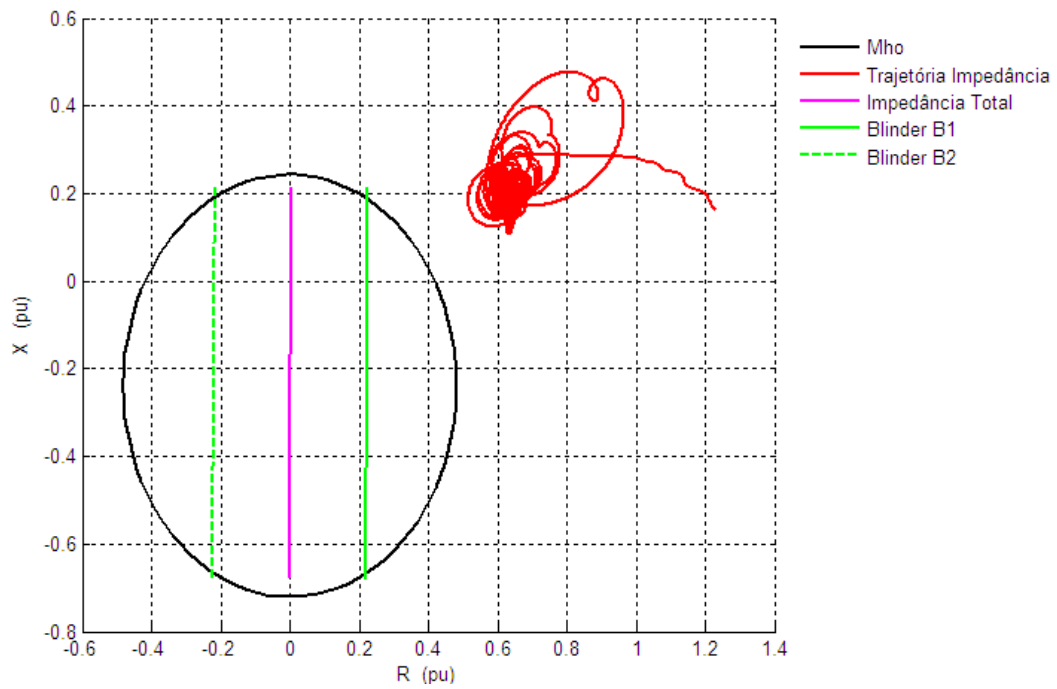


Figura 5.41 – Caso 2.A: Esquema *Blinder* Simples – Gerador B

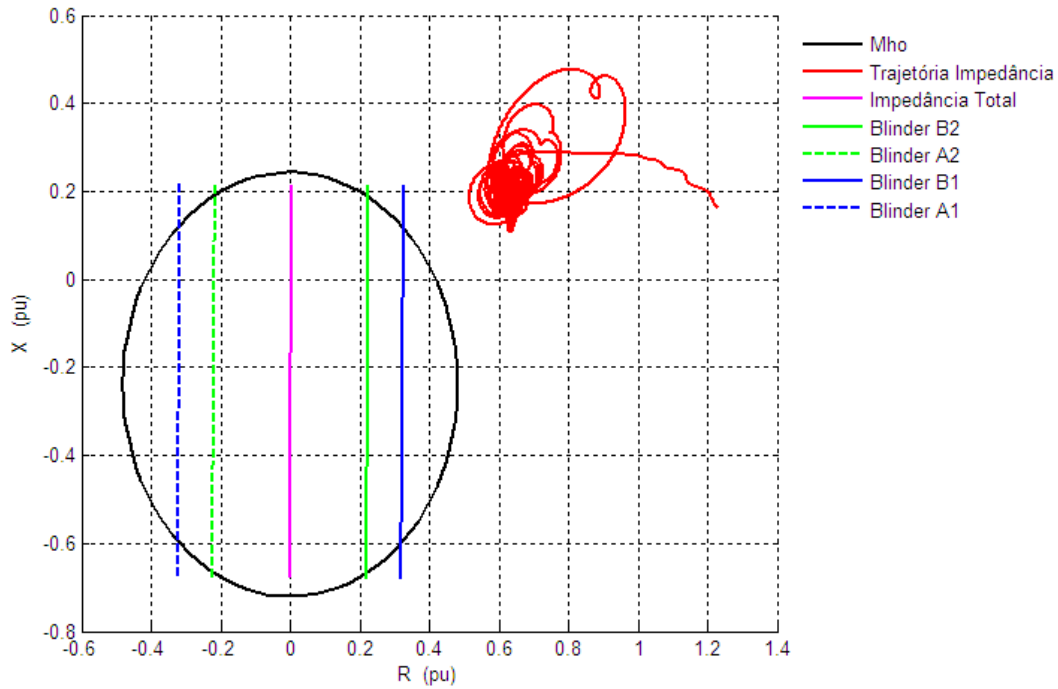


Figura 5.42 – Caso 2.A: Esquema *Blinder Duplo* – Gerador B

Observa-se que a trajetória da impedância não cruza nenhum dos elementos de proteção. Logo, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

5.4.2 CASO B

Esse caso é análogo ao anterior, porém o sistema de excitação encontra-se em operação. A Tabela 5.27 fornece os parâmetros para a simulação.

Tabela 5.27 – Caso 2.B: Curto-circuito no enrolamento de campo

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)
2.B	0,80 / 0,80 pu	✓	Curto-circuito no enrolamento de campo	0,50

Ao aplicar um curto-circuito no enrolamento de campo de um dos geradores, a tensão transitória de eixo em quadratura, E_q' , que depende da tensão aplicada no enrolamento de campo, é progressivamente reduzida, conforme apresenta a Figura 5.43.

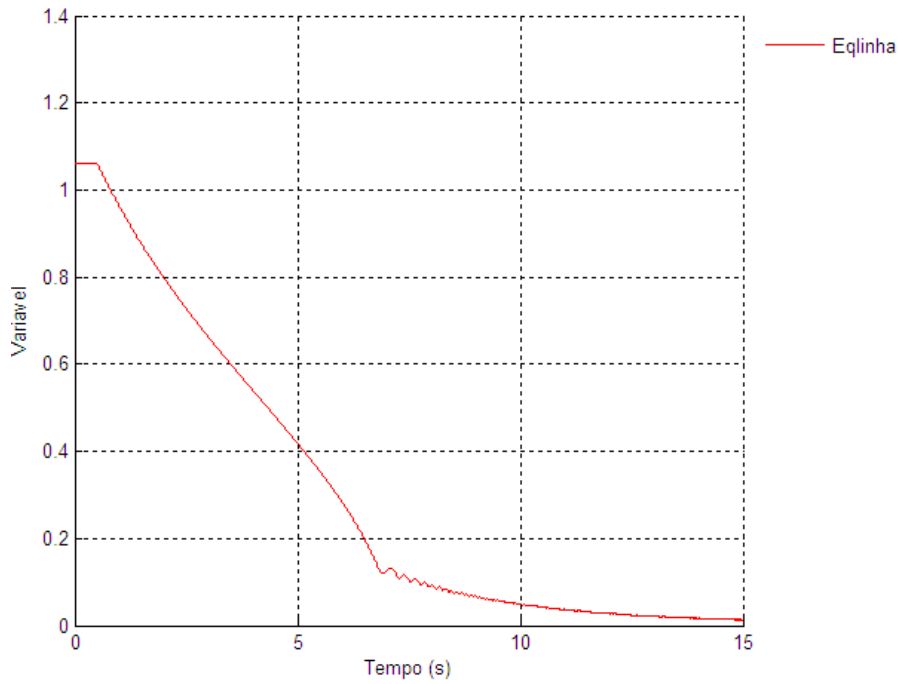


Figura 5.43 – Caso 2.B: E'_q – Gerador A

Situação contrária ocorre com o Gerador B, que, devido à atuação do sistema de excitação, a tensão transitória de eixo direto aumenta até atingir um valor, mantendo-se constante a partir desse valor. A Figura 5.44 apresenta a resposta da tensão transitória de eixo em quadratura do Gerador B.

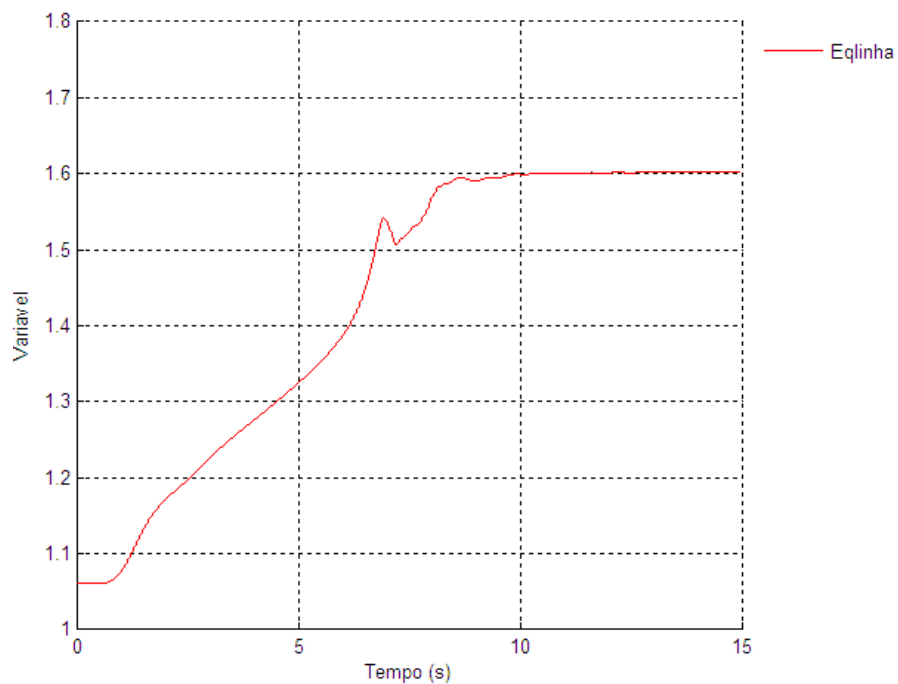


Figura 5.44 – Caso 2.B: E'_q – Gerador B

A Figura 5.45 apresenta as curvas de potência ativa e tensão terminal do Gerador A. Pode-se observar que a potência elétrica oscila, a partir de 10 s de simulação, em torno de 0,1 pu e a tensão terminal oscila em torno de 0,65 pu aproximadamente.

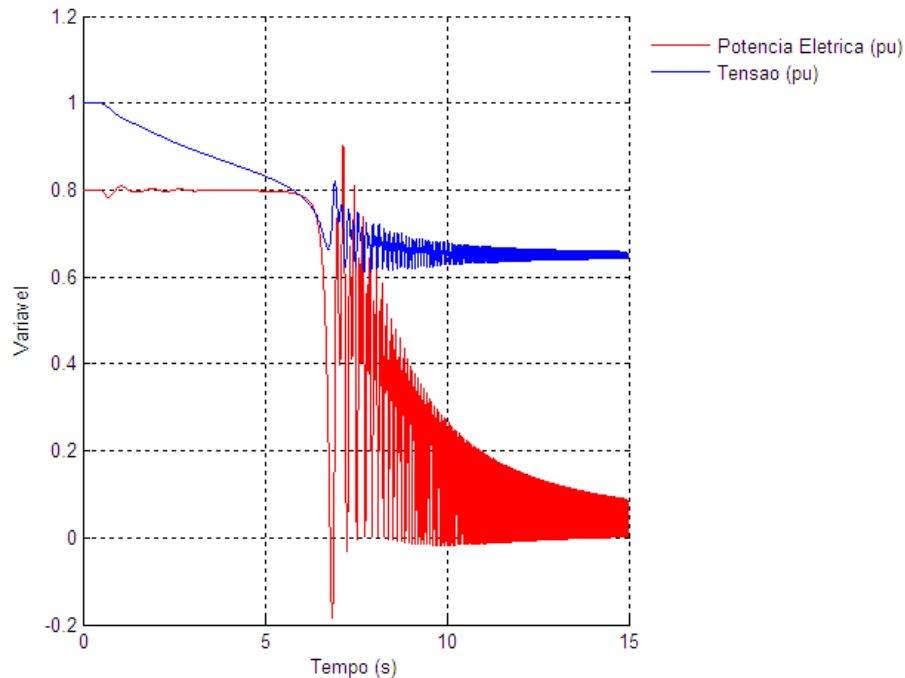


Figura 5.45 – Caso 2.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador A

As respostas do Gerador B para potência ativa e tensão terminal são apresentadas na Figura 5.46. É possível verificar que a potência elétrica oscila em torno de seu valor inicial, 0,80 pu, e a tensão terminal, como esperado com a atuação do sistema de excitação, aproxima-se de seu valor inicial de 1,00 pu.

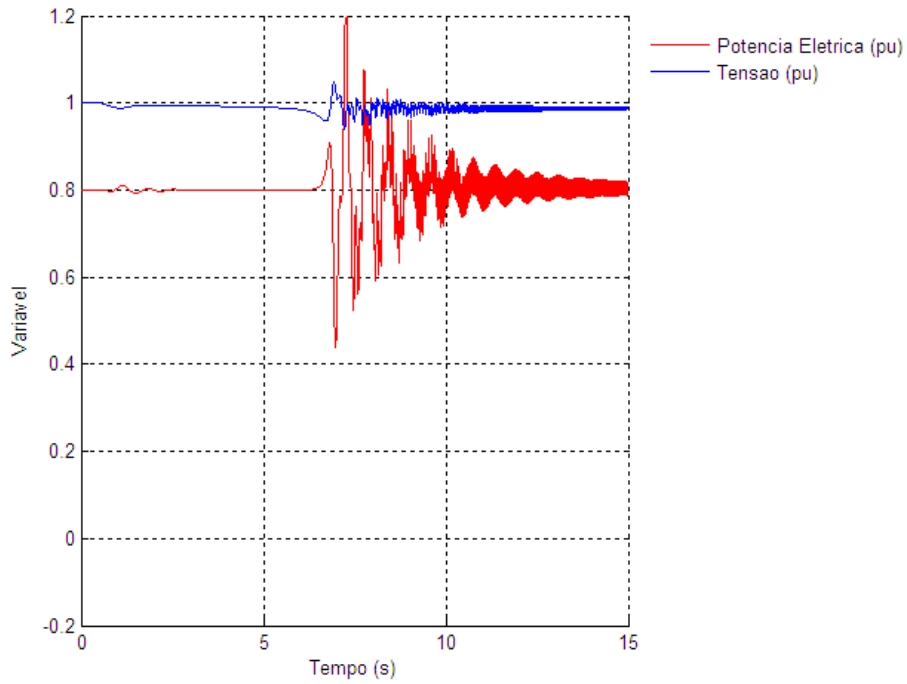


Figura 5.46 – Caso 2.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador B

A partir da resposta da potência elétrica do Gerador A, apresentada na Figura 5.45, é possível inferir que o deslocamento angular desse Gerador crescerá indefinidamente, visto que a potência mecânica é constante e a potência elétrica oscila em torno de um valor bastante reduzido. A Figura 5.47 apresenta o comportamento esperado.

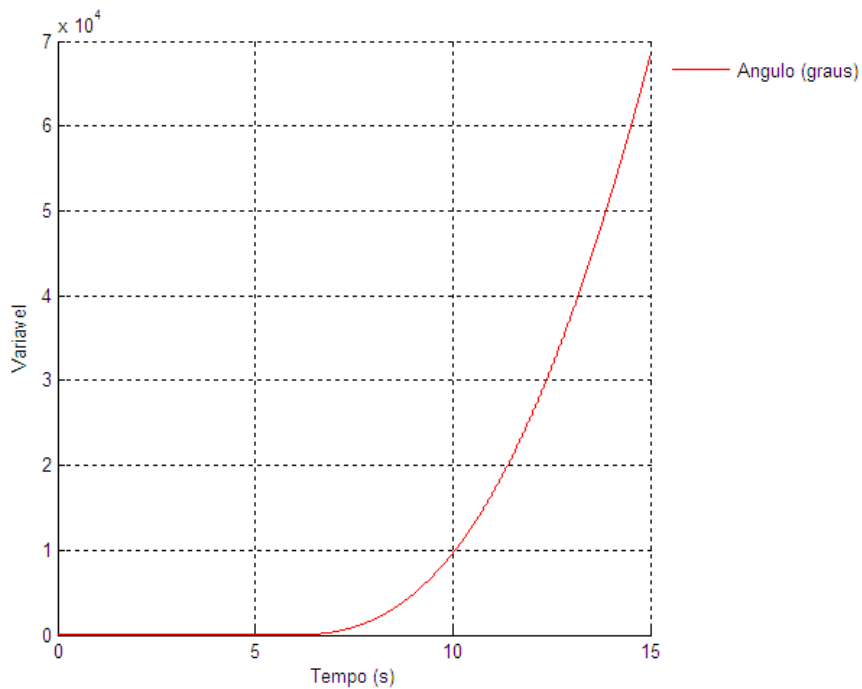


Figura 5.47 – Caso 2.B: Deslocamento Angular – Gerador A

Em relação ao Gerador B, a curva de deslocamento angular é apresentada na Figura 5.48. Verifica-se que como a potência elétrica, apresentada na Figura 5.46, oscila em torno de seu valor inicial, de 0,80 pu, o deslocamento angular oscila com baixa amplitude em torno de um novo ponto de operação, conforme pode-se identificar abaixo.

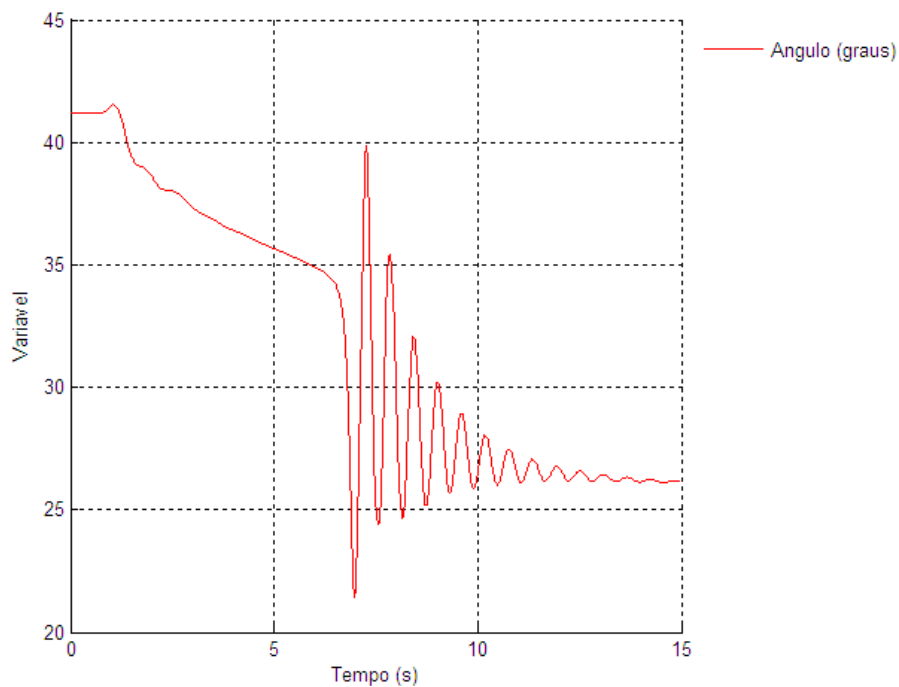


Figura 5.48 – Caso 2.B: Deslocamento Angular – Gerador B

Para o Esquema Mho, a Figura 5.49 indica que a trajetória da impedância cruza o elemento de proteção apenas uma vez.

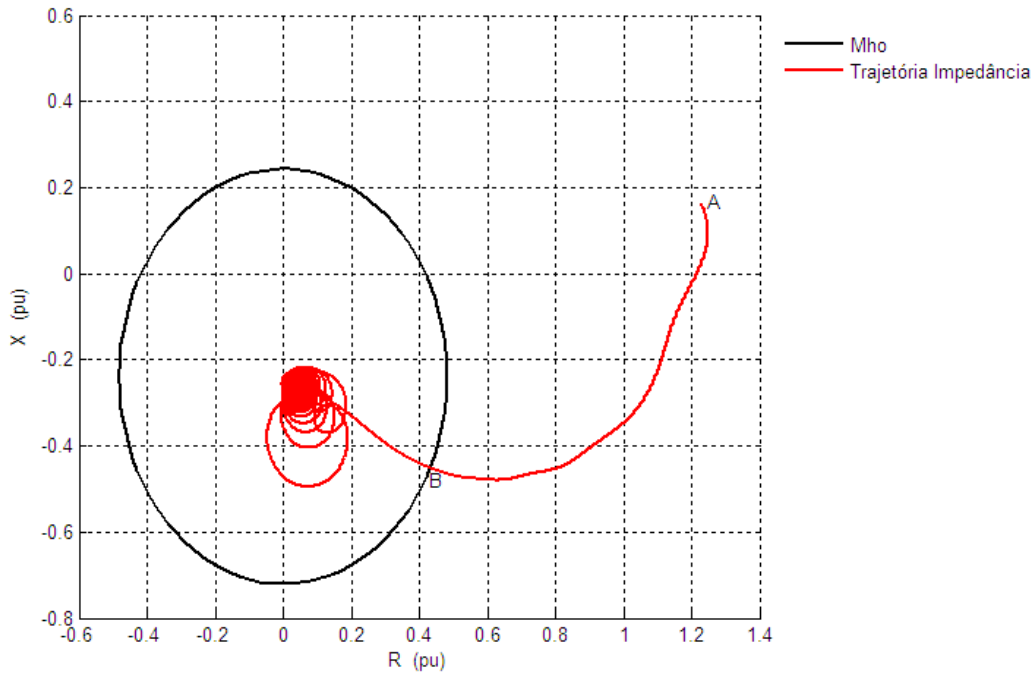


Figura 5.49 – Caso 2.B: Esquema Mho – Gerador A

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai de seu ponto de operação, ponto ‘A’ na Figura 5.37, e, após alguns segundos, atinge o Elemento Mho no ponto ‘B’, permanecendo internamente a ele. Os pontos marcados na Figura 5.49 são definidos na Tabela 5.28.

Tabela 5.28 – Caso 2.B: Pontos Notáveis – Gerador A – Mho

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21°
B	Intersecção com o Elemento Mho	4,46	86,16°

Como a trajetória não cruza o Elemento Mho na face oposta, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

A Figura 5.50 apresenta a resposta do sistema para o Esquema *Blinder* Simples.

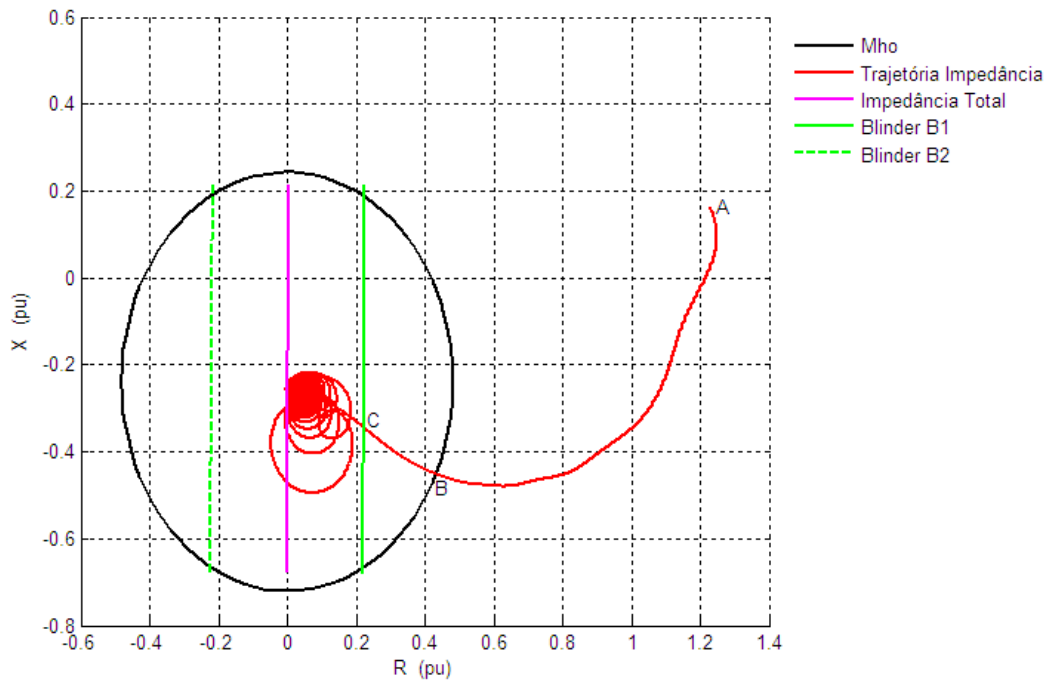


Figura 5.50 – Caso 2.B: Esquema *Blinder* Simples – Gerador A

Os pontos marcados na Figura 5.50 são definidos na Tabela 5.29.

Tabela 5.29 – Caso 2.B: Pontos Notáveis – Gerador A – *Blinder* Simples

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o Elemento Mho	4,46	86,16
C	Intersecção com o Blinder B1	6,25	129,68

Como a trajetória não cruza o *blinder* ‘B2’, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

Finalmente, a Figura 5.51 apresenta o Esquema *Blinder* Duplo.

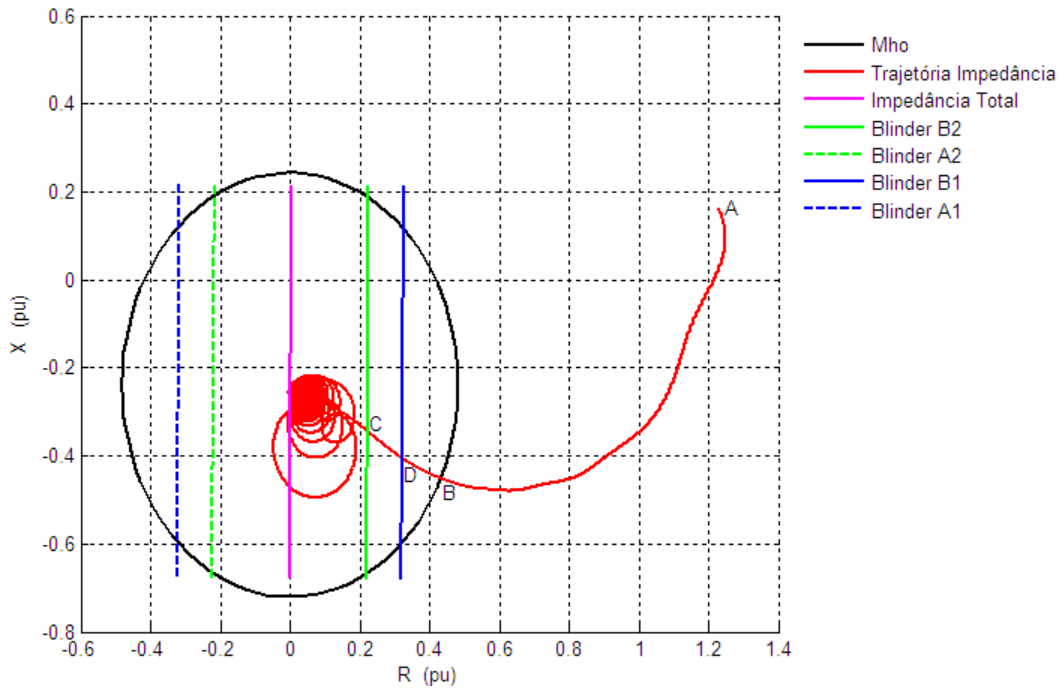


Figura 5.51 – Caso 2.B: Esquema *Blinder Duplo* – Gerador A

Os pontos marcados na são definidos na Tabela 5.30.

Tabela 5.30 – Caso 2.B: Pontos Notáveis – Gerador A – *Blinder Duplo*

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o Elemento Mho	4,46	86,16
C	Intersecção com o Blinder B2	6,25	129,68
D	Intersecção com o Blinder B1	5,48	104,86

Apesar de permanecer entre os *blindings* ‘B1’ e ‘B2’ por um intervalo de tempo superior ao definido na Tabela 5.7, a trajetória da impedância não cruza o outro conjunto de *blinder*. Logo, a proteção não atuará.

As curvas referentes às proteções do Gerador B são apresentadas a seguir.

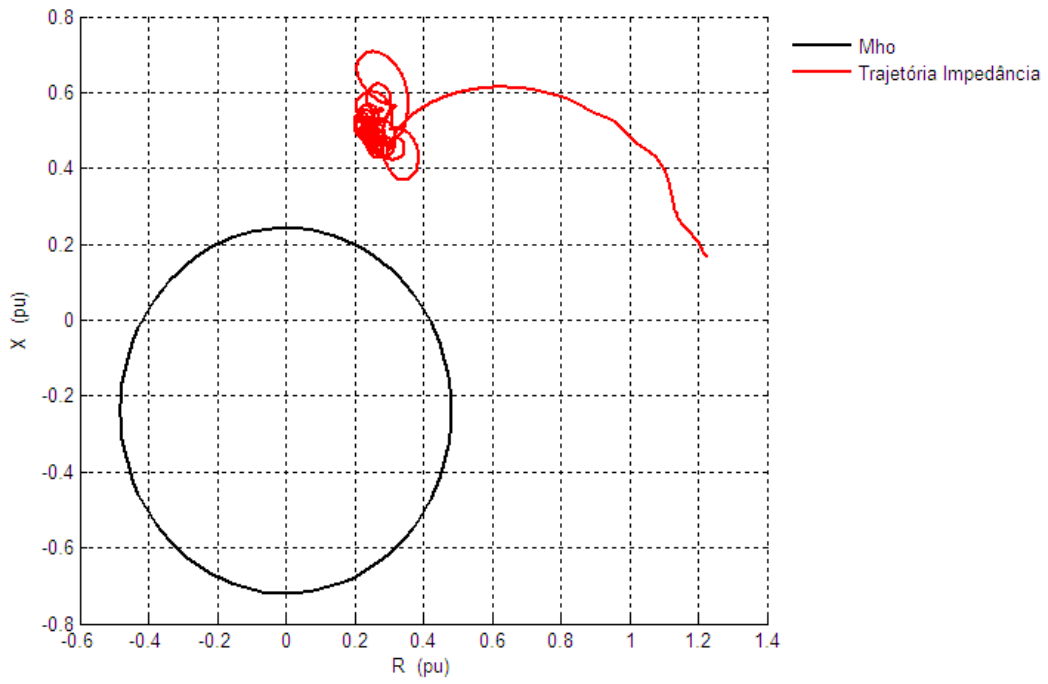


Figura 5.52 – Caso 2.B: Esquema Mho – Gerador B

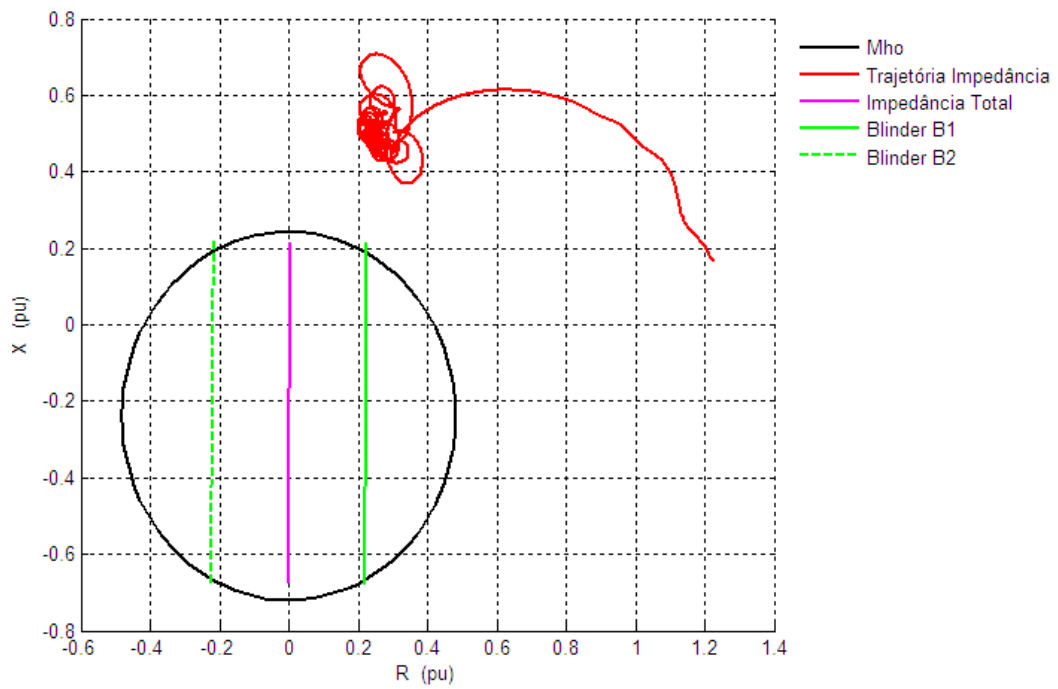


Figura 5.53 – Caso 2.B: Esquema *Blinder* Simples – Gerador B

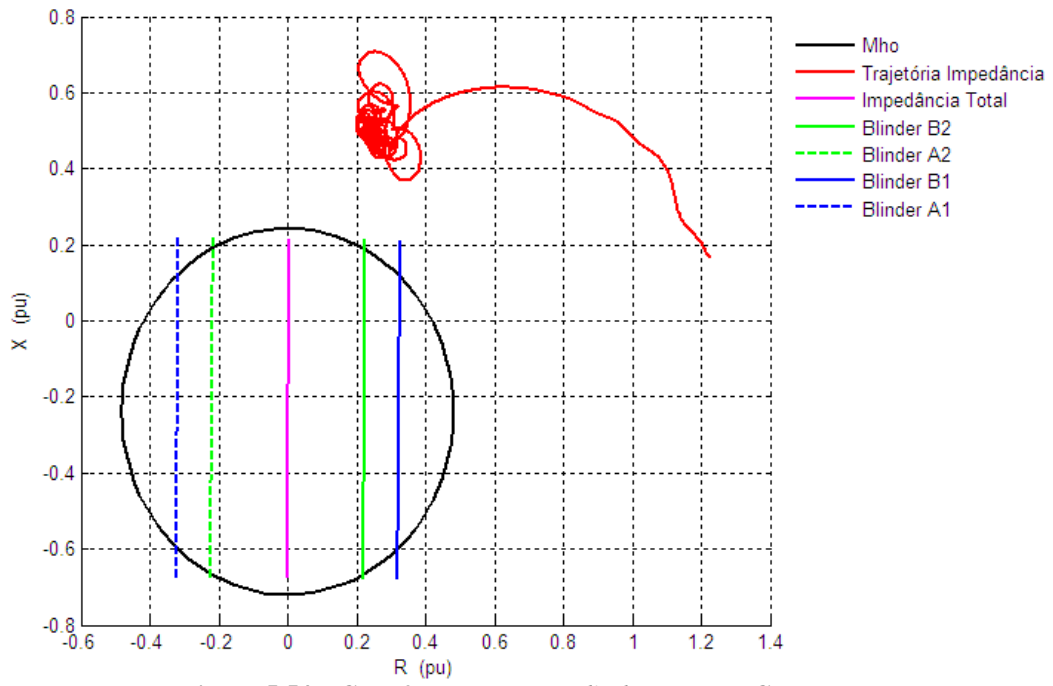


Figura 5.54 – Caso 2.B: Esquema *Blinder Duplo* – Gerador B

5.5 CONJUNTO DE CASOS 3

Finalmente, o conjunto de casos 3 apresenta dois casos cujas faltas aplicadas são a abertura accidental do circuito de campo de um dos geradores. Na ocorrência de abertura accidental do circuito de campo, um resistor, conectado em paralelo com o enrolamento de campo, fecha o circuito e esse efeito faz com que a tensão aplicada ao campo seja reduzida.

5.5.1 CASO A

A simulação referente a esse caso é realizada através da abertura do circuito de campo do Gerador A, enquanto que o Gerador B permanece em operação normal. A Tabela 5.31 indica os parâmetros utilizados para a simulação desse caso.

Tabela 5.31 – Caso 3.A: Abertura accidental do circuito de campo

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)
3.A	0,80 / 0,80	×	Abertura accidental do circuito de campo do Gerador A	0,50

Conforme descrito acima, o efeito da abertura accidental do circuito de campo do Gerador A é reduzir a tensão aplicada no enrolamento de campo e, conseqüentemente, o valor da tensão terminal também é reduzido. Assim, a potência elétrica também é reduzida e o Gerador A acelera, visto que a potência de aceleração é diferente de zero.

Nesse caso de simulação, é interessante apresentar o comportamento da tensão transitória de eixo em quadratura, E'_q , visto que está diretamente ligado ao

comportamento da tensão de campo aplicada ao gerador. A Figura 5.55 mostra que, logo após a aplicação da falta, seu valor é reduzido, oscilando em torno de zero.

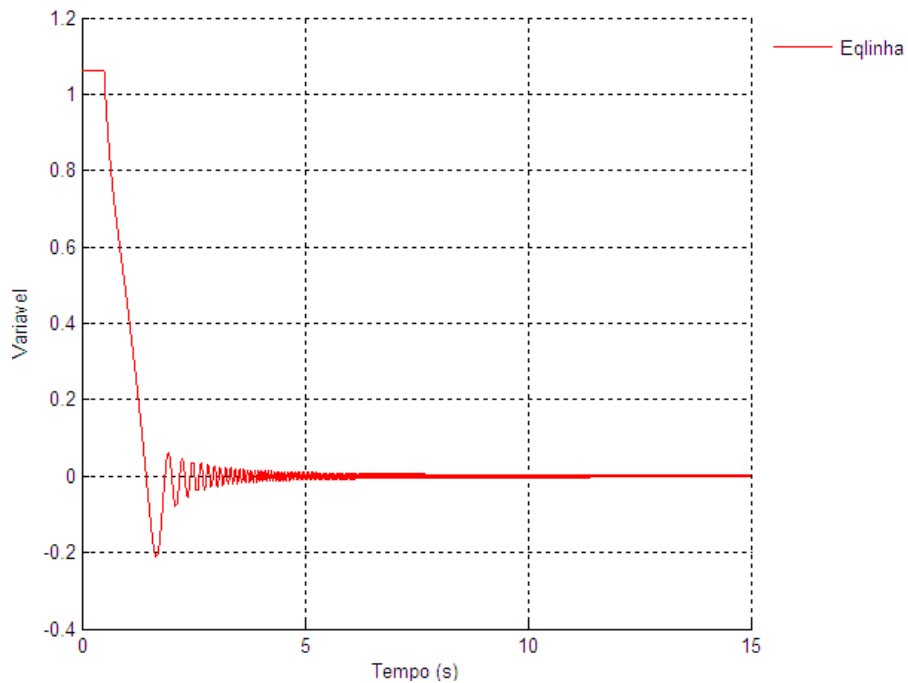


Figura 5.55 – Caso 3.A: E'_q – Gerador A

A Figura 5.56 mostra o efeito no Gerador B que, sem atuação do sistema de excitação, tem seu valor reduzido gradativamente.

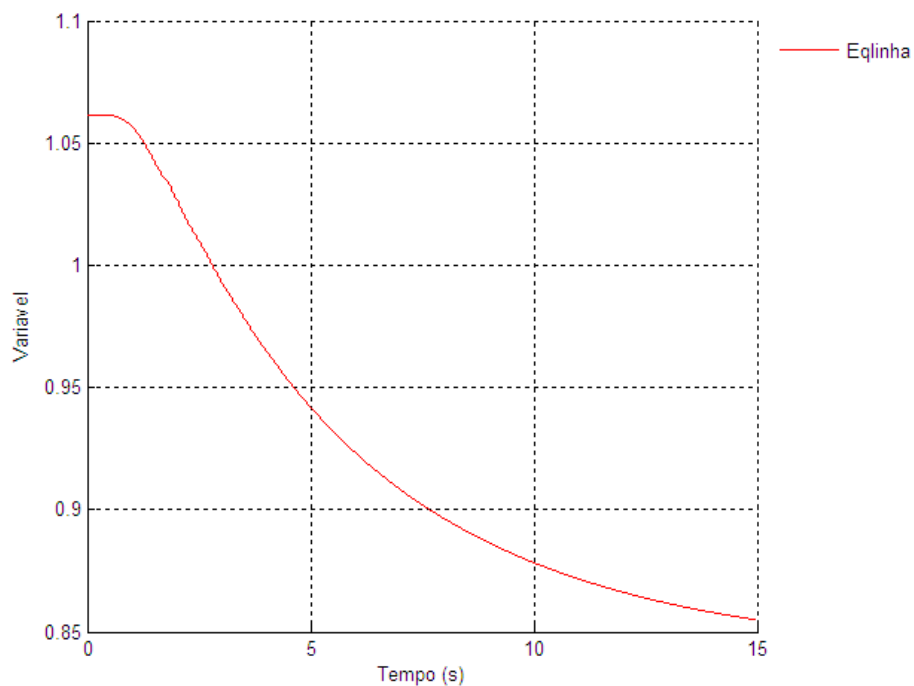


Figura 5.56 – Caso 3.A: E'_q – Gerador B

A tensão terminal do Gerador A, conforme citado anteriormente, é reduzida e, após alguns segundos, oscila em um valor inferior a 0,55 pu. Já a potência elétrica tem seu valor reduzido rapidamente, oscilando, a partir de 4 s de simulação, em valores inferiores a 0,1 pu conforme apresentado na Figura 5.57.

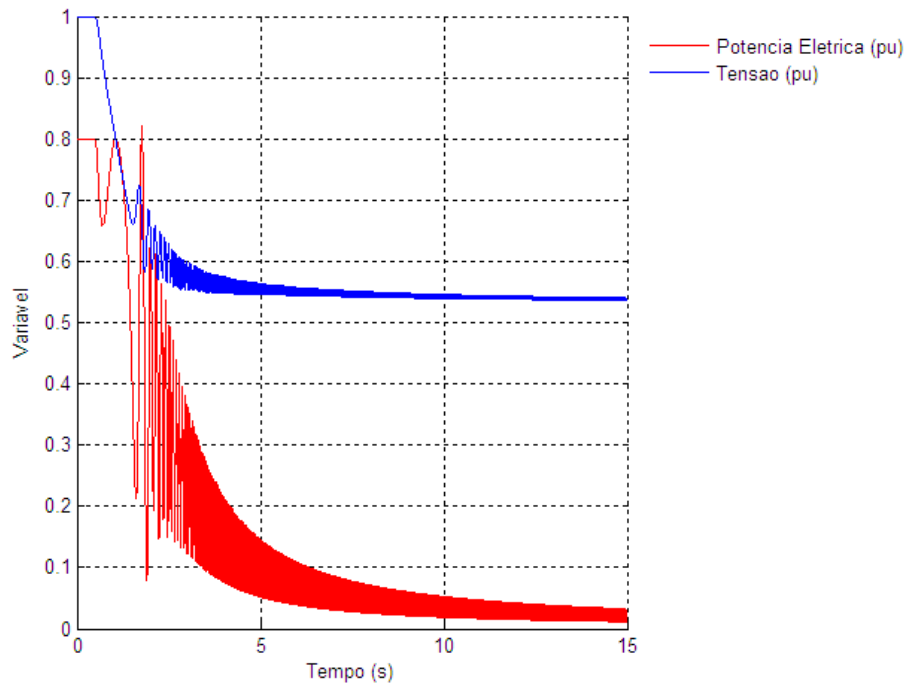


Figura 5.57 – Caso 3.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador A

O Gerador B, analogamente ao Gerador A, tem sua tensão reduzida, porém oscila em valores mais elevados, em torno de 0,73 pu. Por outro lado, também despachando 0,80 pu de potência ativa inicialmente, a potência desse Gerador oscila em torno de seu valor inicial. A Figura 5.58 apresenta os comportamentos descritos.

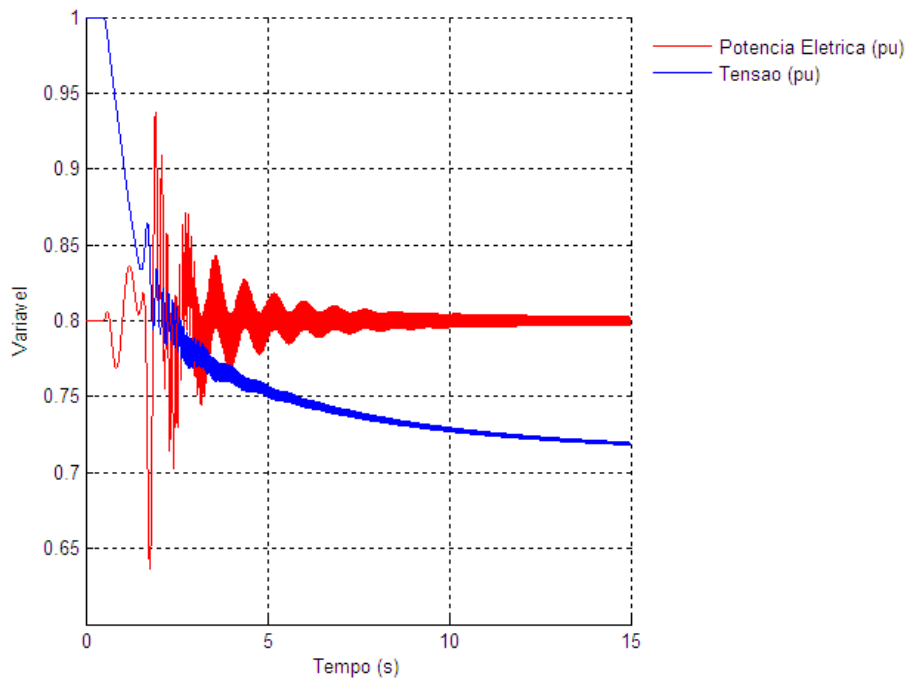


Figura 5.58 – Caso 3.A: Potência e Tensão Terminal – Gerador B

A Figura 5.59 apresenta o comportamento do deslocamento angular do Gerador A que é crescente durante todo o tempo de simulação.

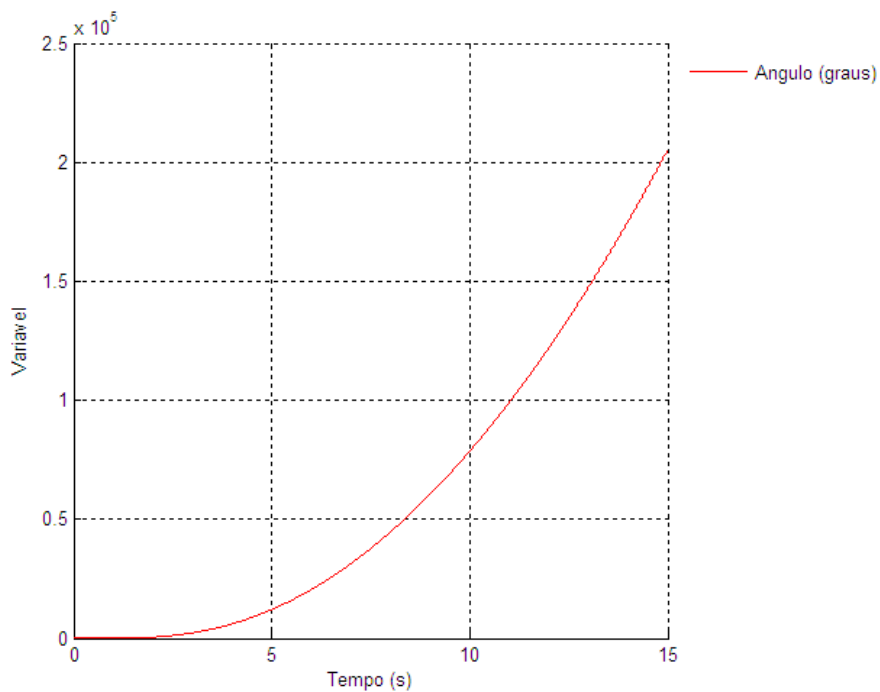


Figura 5.59 – Caso 3.A: Deslocamento Angular – Gerador A

A perturbação causada pela abertura acidental do circuito de campo do Gerador A causa oscilação no Gerador B conforme pode ser verificada pela Figura 5.60.

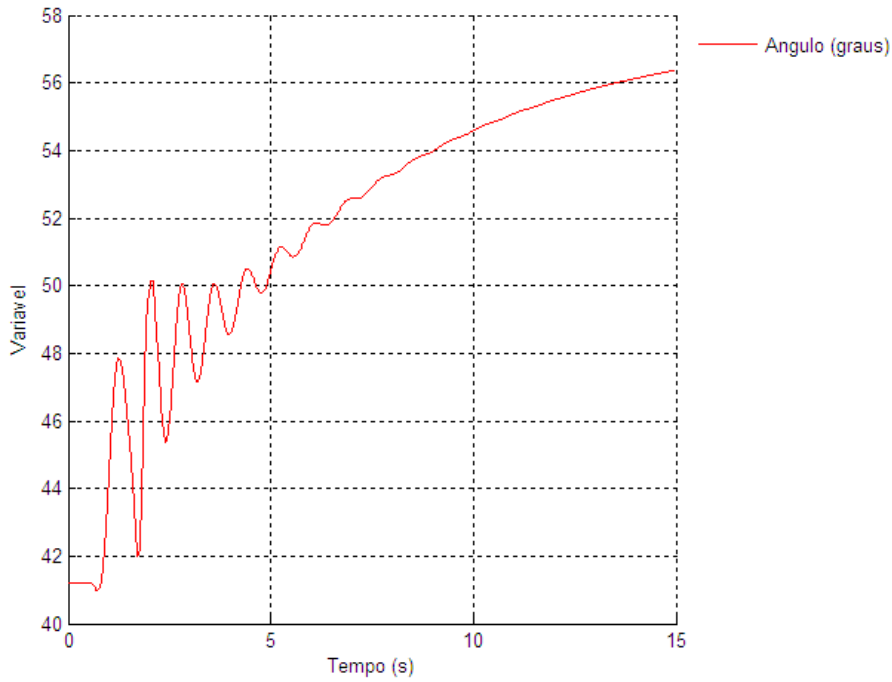


Figura 5.60 – Caso 3.A: Deslocamento Angular – Gerador B

Apesar de a Figura 5.59 indicar uma instabilidade angular do Gerador A, a trajetória da impedância cruza o Elemento Mho e permanece dentro de seus limites. A Figura 5.61 apresenta o comportamento descrito.

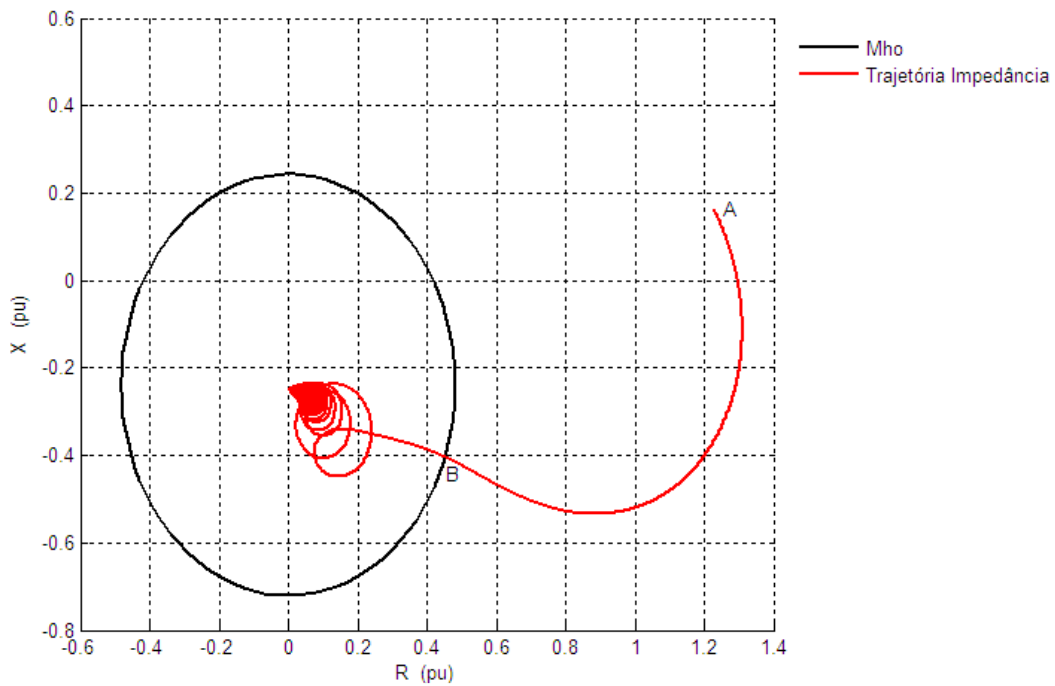


Figura 5.61 – Caso 3.A: Esquema Mho – Gerador A

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai de seu ponto de operação, ponto 'A' na Figura 5.61, e, após alguns segundos, atinge o Elemento Mho no ponto 'B', permanecendo internamente a ele. Os pontos marcados na Figura 5.61 são definidos na Tabela 5.32.

Tabela 5.32 – Caso 3.A: Pontos Notáveis – Mho – Gerador A

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21°
B	Intersecção com o elemento Mho	1,04	84,32°

Como a trajetória não cruza o Elemento Mho na face oposta, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

A resposta ao Esquema *Blinder* Simples do Gerador A é apresentada na Figura 5.62. Como a trajetória da impedância não cruza o segundo *blinder*, 'B2', a proteção contra a perda de sincronismo não atuará.

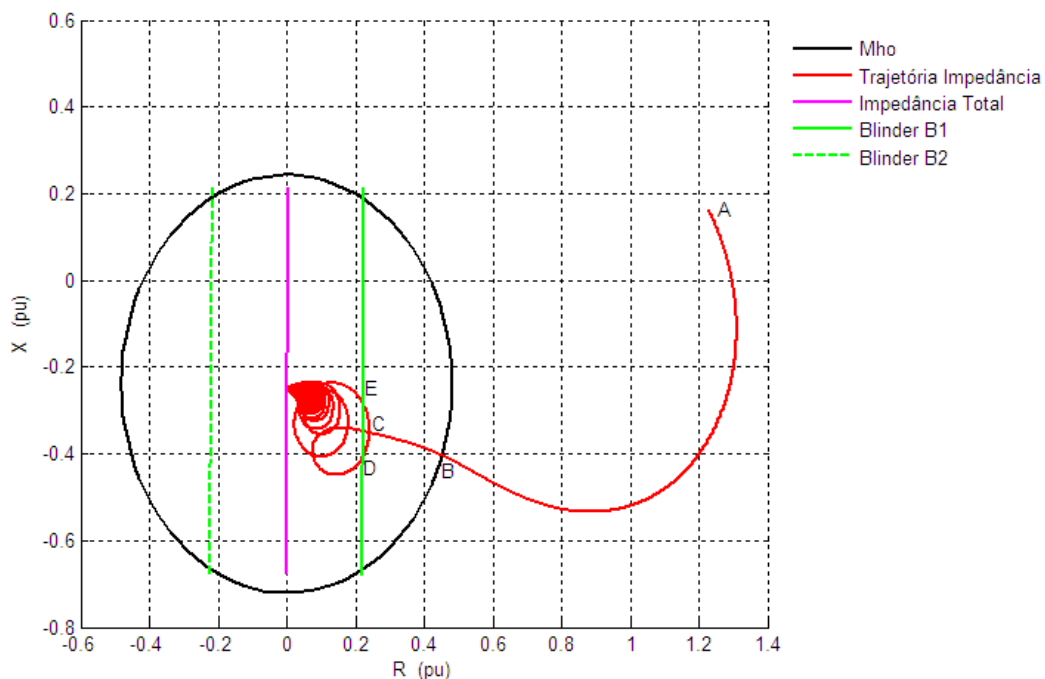


Figura 5.62 – Caso 3.A: Esquema *Blinder* Simples – Gerador A

A Tabela 5.33 apresenta os pontos notáveis desse caso.

Tabela 5.33 – Caso 3.A: Pontos Notáveis – *Blinder* Simples – Gerador A

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o elemento Mho	1,04	84,32
C	Intersecção com o Blinder B1	1,36	134,10
D	Intersecção com o Blinder B1	1,70	274,30
E	Intersecção com o Blinder B1	1,75	311,42

Finalmente, a Figura 5.63 apresenta o Esquema *Blinder* Duplo.

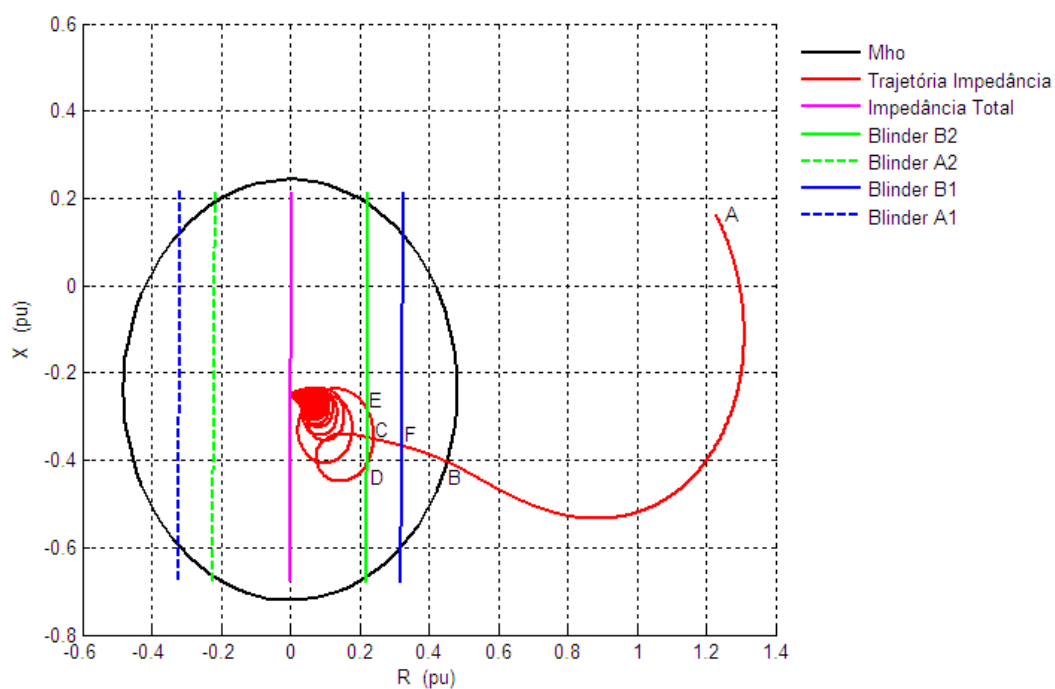


Figura 5.63 – Caso 3.A: Esquema *Blinder* Duplo – Gerador A

A Tabela 5.34 apresenta os pontos notáveis desse caso.

Tabela 5.34 – Caso 3.A: Pontos Notáveis – Blinder Simples – Gerador A

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o elemento Mho	1,04	84,32
C	Intersecção com o Blinder B2	1,36	134,10
D	Intersecção com o Blinder B2	1,70	274,30
E	Intersecção com o Blinder B2	1,75	311,42
F	Intersecção com o Blinder B1	1,20	108,44

Apesar de permanecer entre os *blindings* ‘B1’ e ‘B2’ por um intervalo de tempo superior ao definido na Tabela 5.7, a trajetória da impedância não cruza o outro conjunto de *blinder*. Logo, a proteção não atuará.

Conforme observado na Figura 5.60, o deslocamento angular do Gerador B oscila, porém tende a um valor finito. Dessa forma, não há intersecção com o Elemento Mho conforme apresentam a Figura 5.64, Figura 5.65 e Figura 5.66.

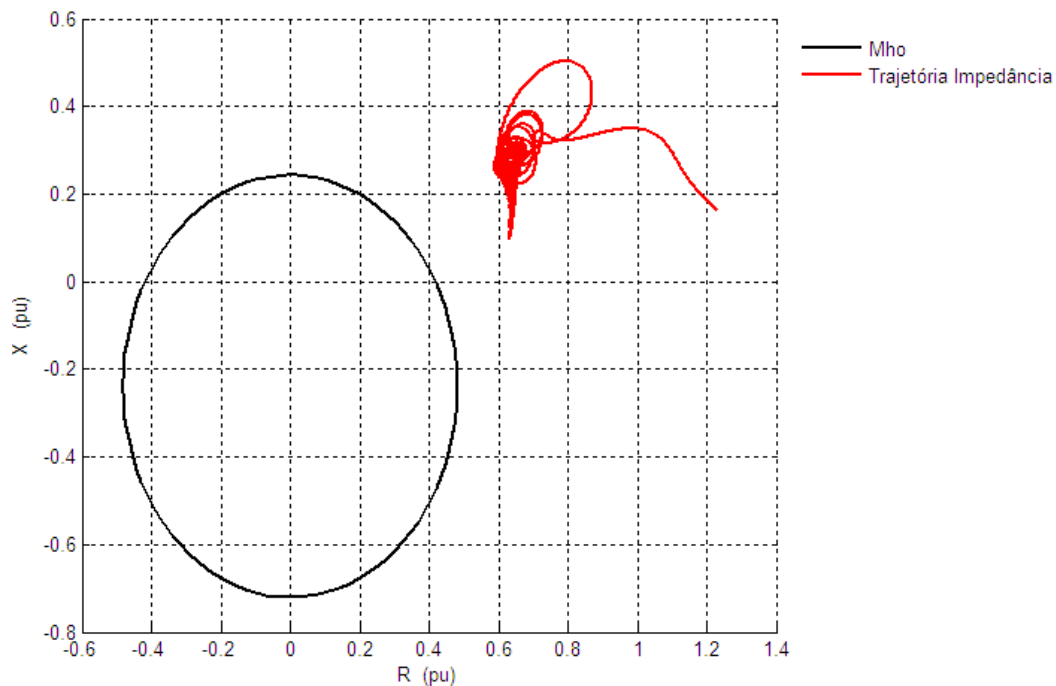


Figura 5.64 – Caso 3.A: Esquema Mho – Gerador B

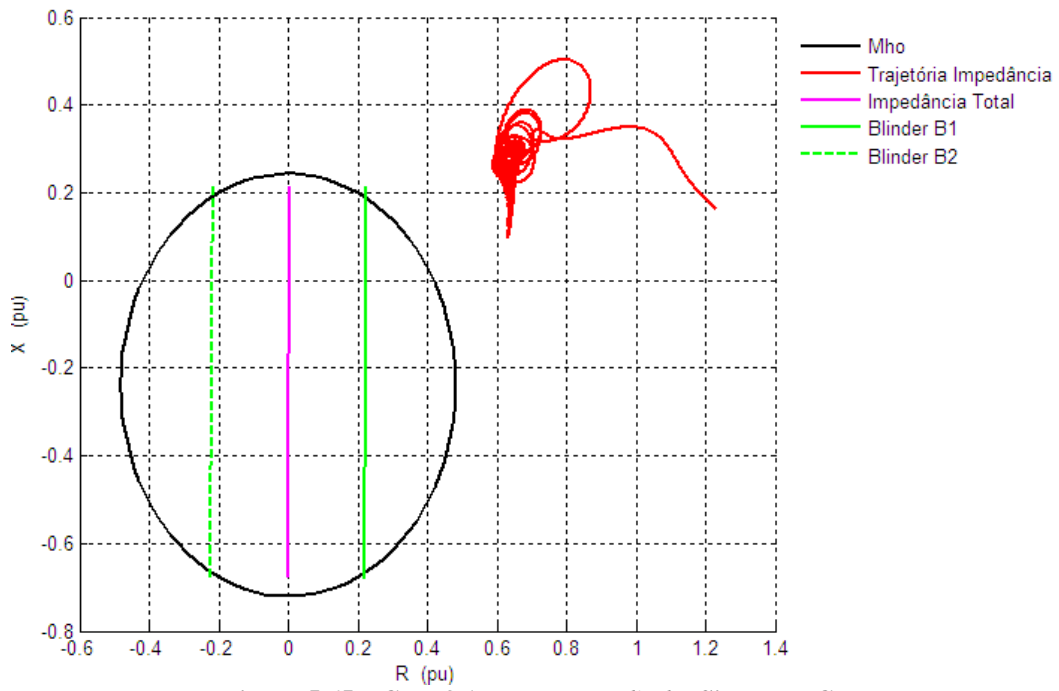


Figura 5.65 – Caso 3.A: Esquema *Blinder* Simples – Gerador B

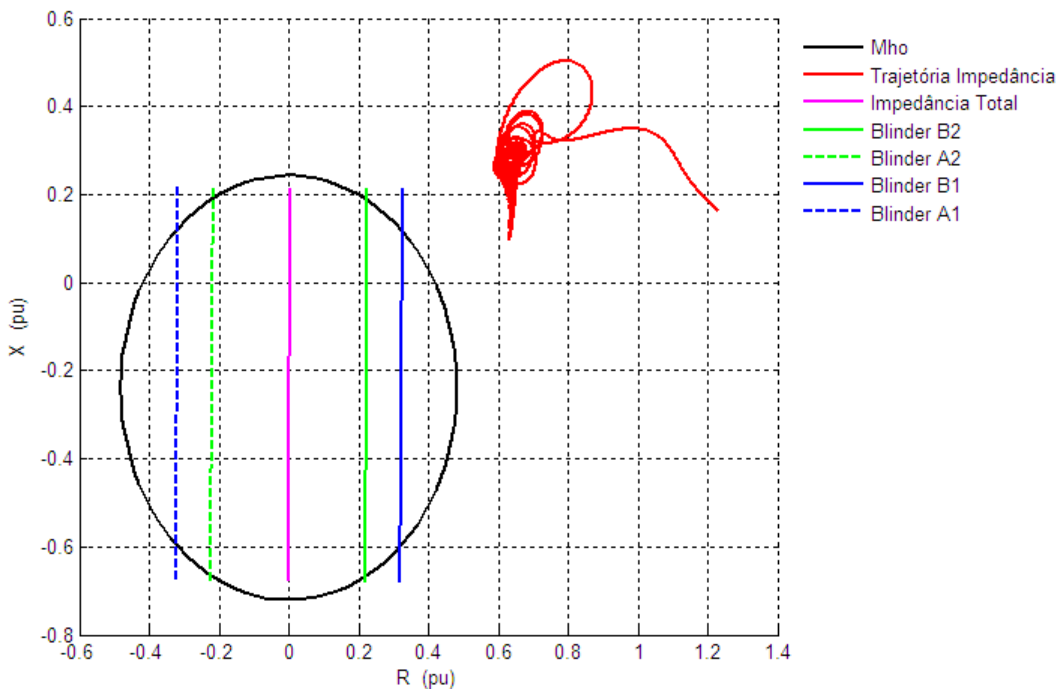


Figura 5.66 – Caso 3.A: Esquema *Blinder* Duplo – Gerador B

5.5.2 CASO B

A simulação referente a esse caso é análoga ao caso anterior, porém com operação do sistema de excitação. A Tabela 5.35 indica os parâmetros utilizados para a simulação desse caso.

Tabela 5.35 – Caso 3.B: Abertura acidental do circuito de campo

Caso	Geradores A / B (pu)	Sistema Excitação	Falta Aplicada	t_{of} (s)
3.B	0,80 / 0,80	✓	Abertura acidental do circuito de campo do Gerador A	0,50

Também, nesse caso de simulação, é interessante apresentar o comportamento da tensão transitória de eixo em quadratura, E'_q , visto que está diretamente ligado ao comportamento da tensão de campo aplicada ao gerador. A Figura 5.67 mostra que, logo após a aplicação da falta, seu valor é reduzido, atingindo valores inferiores a 0,20 pu.

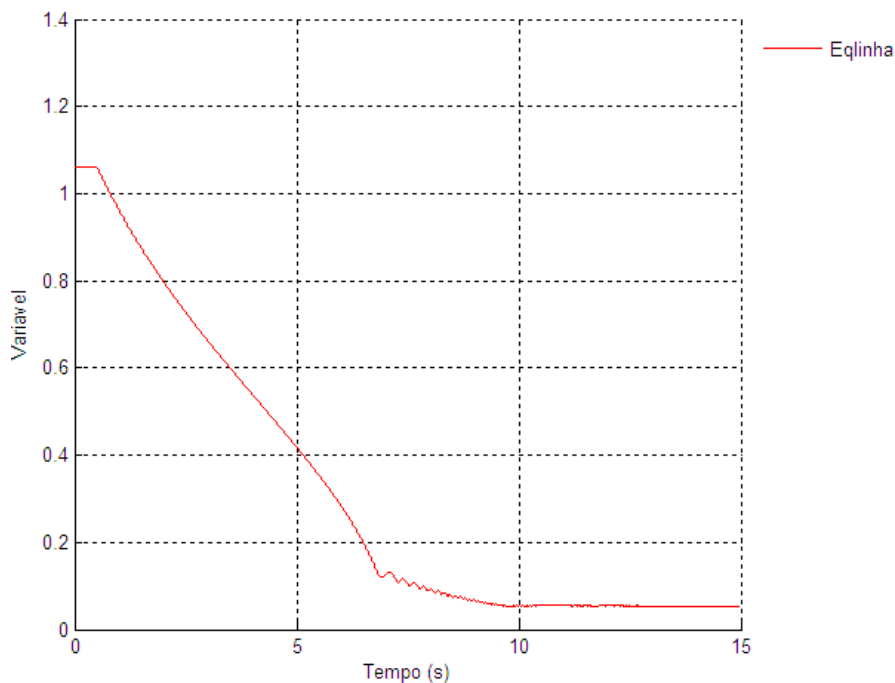


Figura 5.67 – Caso 3.B: E'_q – Gerador A

Situação contrária ocorre com o Gerador B que, devido à atuação do sistema de excitação, a tensão transitória de eixo direto aumenta até atingir um determinado valor, mantendo-se constante a partir de então. A Figura 5.68 apresenta a resposta da tensão transitória de eixo em quadratura do Gerador B.

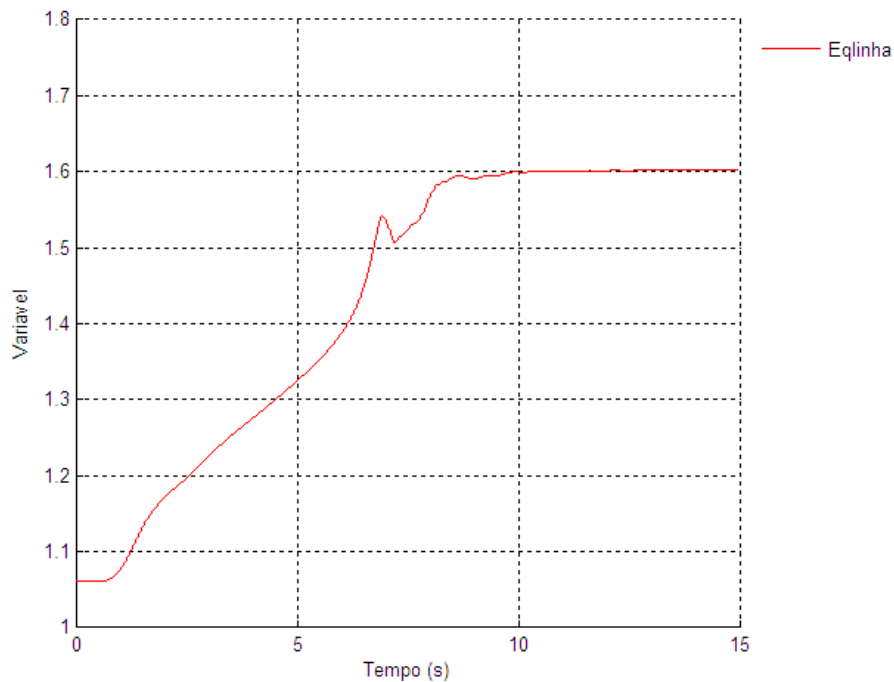


Figura 5.68 – Caso 3.B: E'_q – Gerador B

A tensão terminal do Gerador A, conforme citado anteriormente, é reduzida e, após alguns segundos, oscila em um valor inferior a 0,70 pu. Já a potência elétrica tem seu valor reduzido e, a partir de 10 s de simulação, oscila em torno do valor zero conforme apresentado na Figura 5.69.

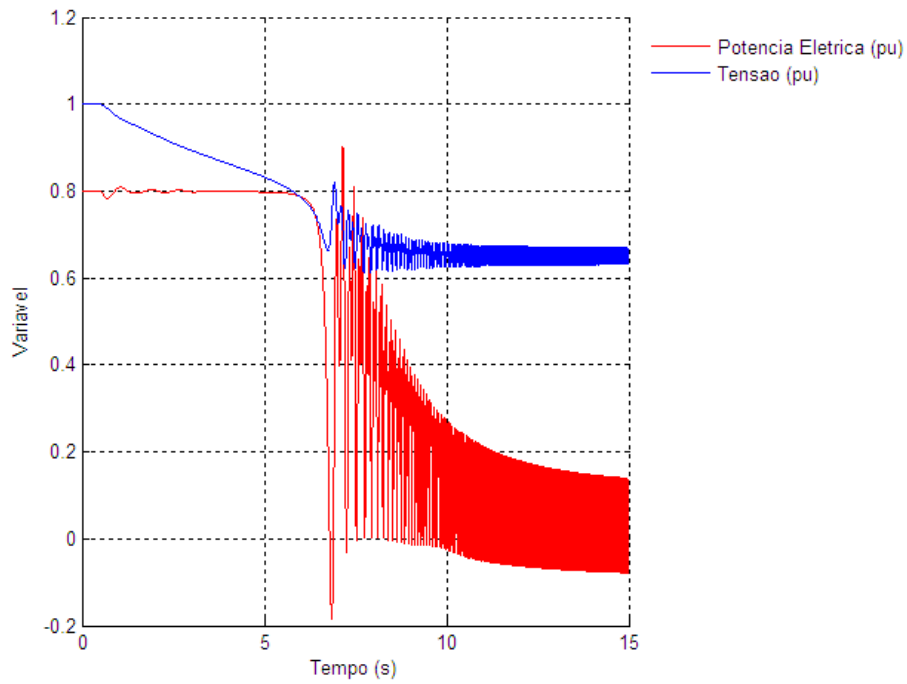


Figura 5.69 – Caso 3.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador A

O Gerador B, com atuação do sistema de excitação, oscila em valores bastantes próximos de 1,00 pu. Já a potência elétrica, após alguns segundos com amplitude elevada, oscila em torno de seu valor inicial, 0,80 pu. A Figura 5.70 apresenta os comportamentos descritos.

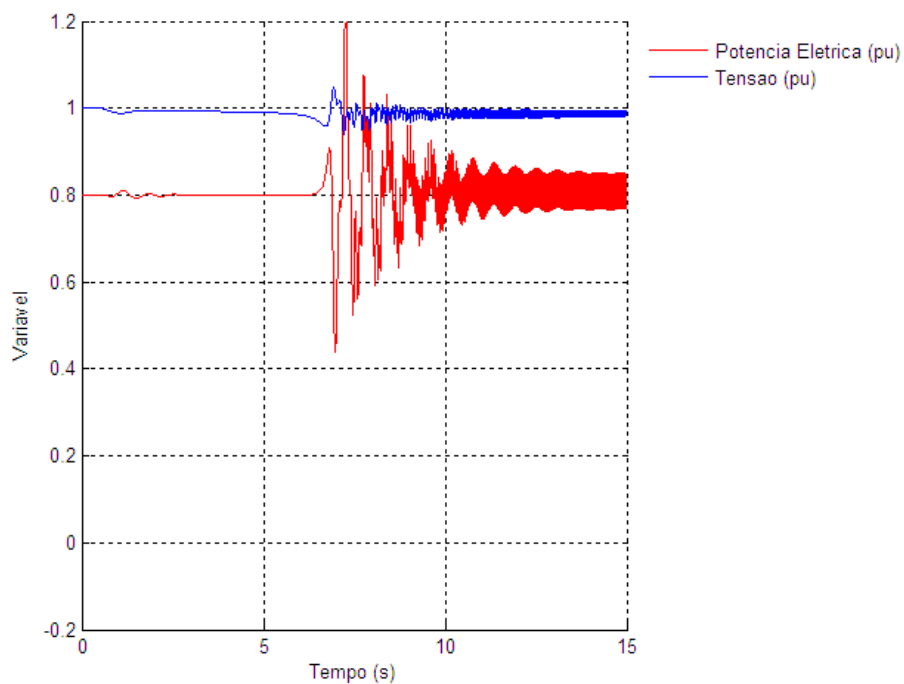


Figura 5.70 – Caso 3.B: Potência e Tensão Terminal – Gerador B

Como a potência elétrica permanece constante até o sexto segundo de simulação, o deslocamento angular também permanece constante. A partir desse instante, a potência oscila e, conseqüentemente, o gerador acelera e seu deslocamento angular passa a ser crescente. A Figura 5.71 apresenta o comportamento do deslocamento angular do Gerador A.

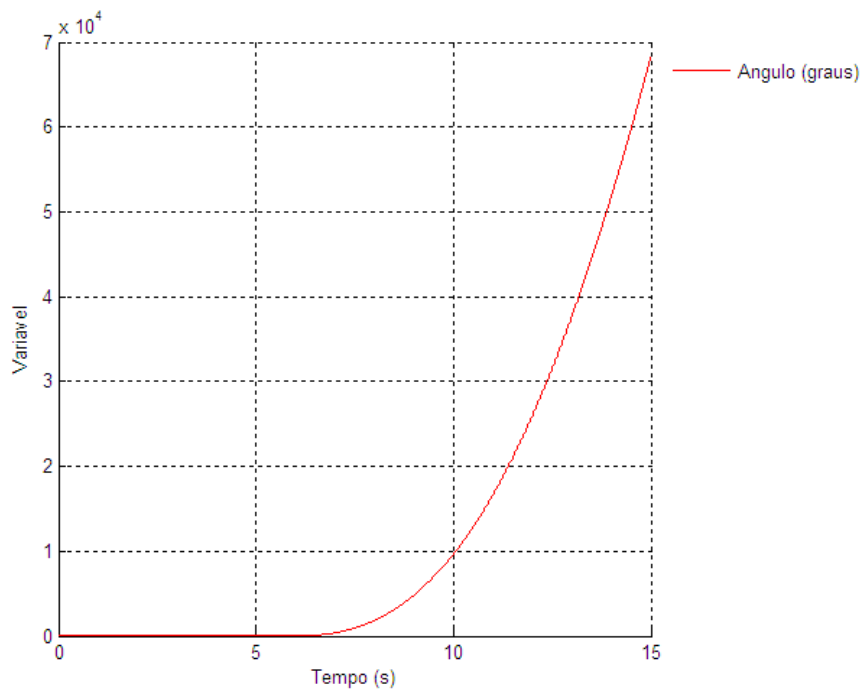


Figura 5.71 – Caso 3.B: Deslocamento Angular – Gerador A

A perturbação causada pela abertura acidental do circuito de campo do Gerador A causa oscilação no Gerador B, tendendo, no final do tempo de simulação, a um valor de equilíbrio conforme pode ser verificado pela Figura 5.72.

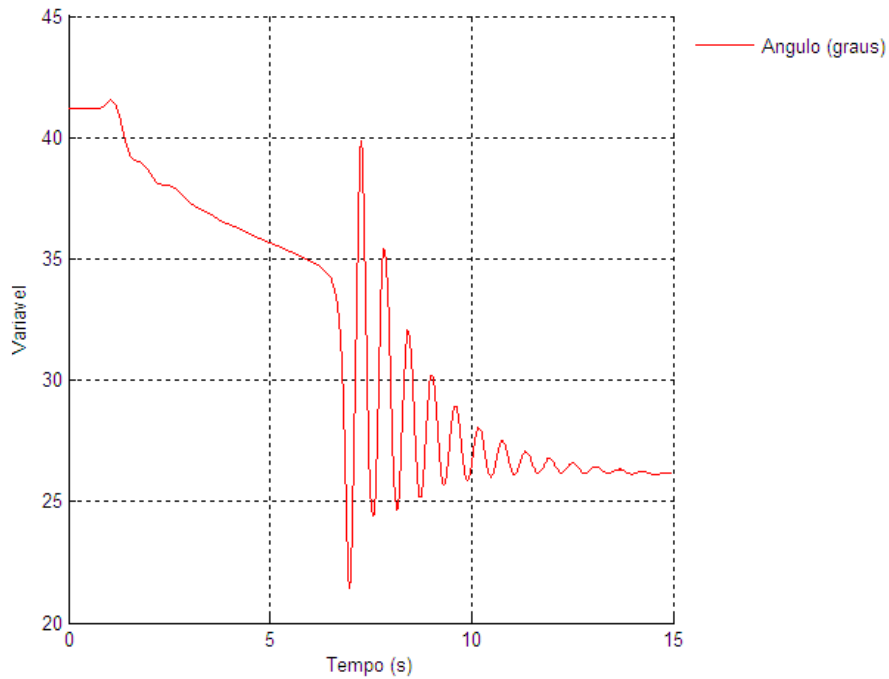


Figura 5.72 – Caso 3.B: Deslocamento Angular – Gerador B

A partir da Figura 5.73, verifica-se que a trajetória da impedância cruza o Elemento Mho e permanece dentro de seus limites.

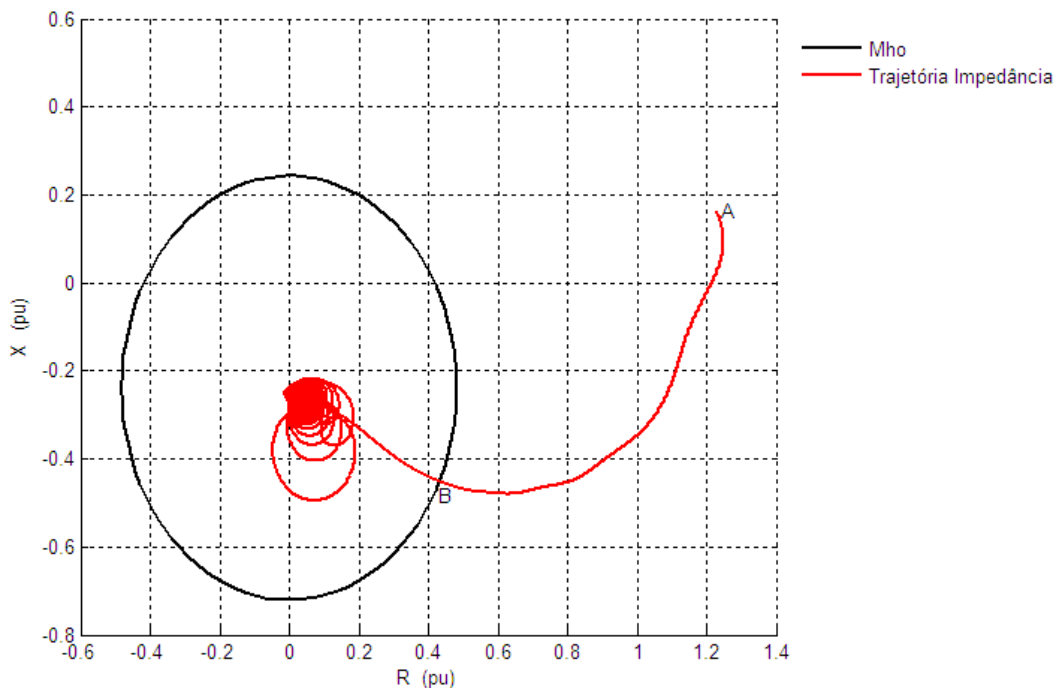


Figura 5.73 – Caso 3.B: Esquema Mho – Gerador A

No instante de ocorrência da falta, a impedância sai de seu ponto de operação, ponto 'A' na Figura 5.61, e, após alguns segundos, atinge o Elemento Mho no ponto

'B', permanecendo internamente a ele. Os pontos marcados na Figura 5.73 são definidos na Tabela 5.36.

Tabela 5.36 – Caso 3.B: Pontos Notáveis – Mho – Gerador A

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o elemento Mho	4,46	86,16

Como a trajetória não cruza o Elemento Mho na face oposta, a proteção contra perda de sincronismo não atuará.

A resposta ao Esquema *Blinder* Simples do Gerador A é apresentada na Figura 5.74. Como a trajetória da impedância não cruza o segundo *blinder*, 'B2', a proteção contra a perda de sincronismo não atuará.

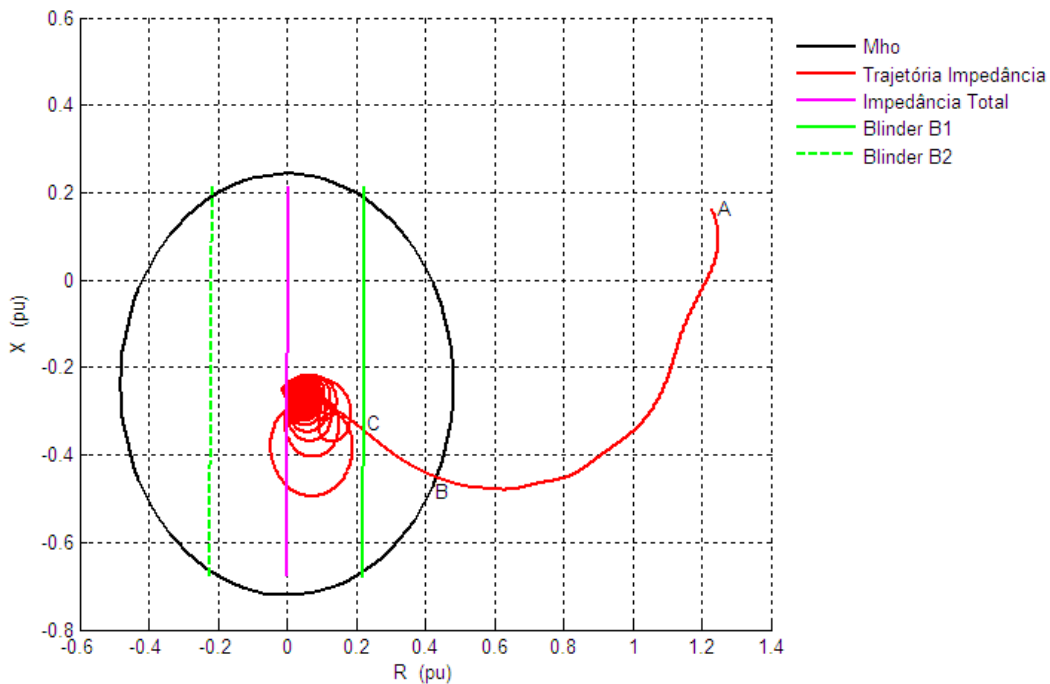


Figura 5.74 – Caso 3.B: Esquema *Blinder* Simples – Gerador A

A Tabela 5.37 apresenta os pontos notáveis desse caso.

Tabela 5.37 – Caso 3.B: Pontos Notáveis – *Blinder* Simples – Gerador A

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o elemento Mho	4,46	86,16
C	Intersecção com o Blinder B1	6,24	129,68

Finalmente, a Figura 5.75 apresenta o Esquema *Blinder* Duplo.

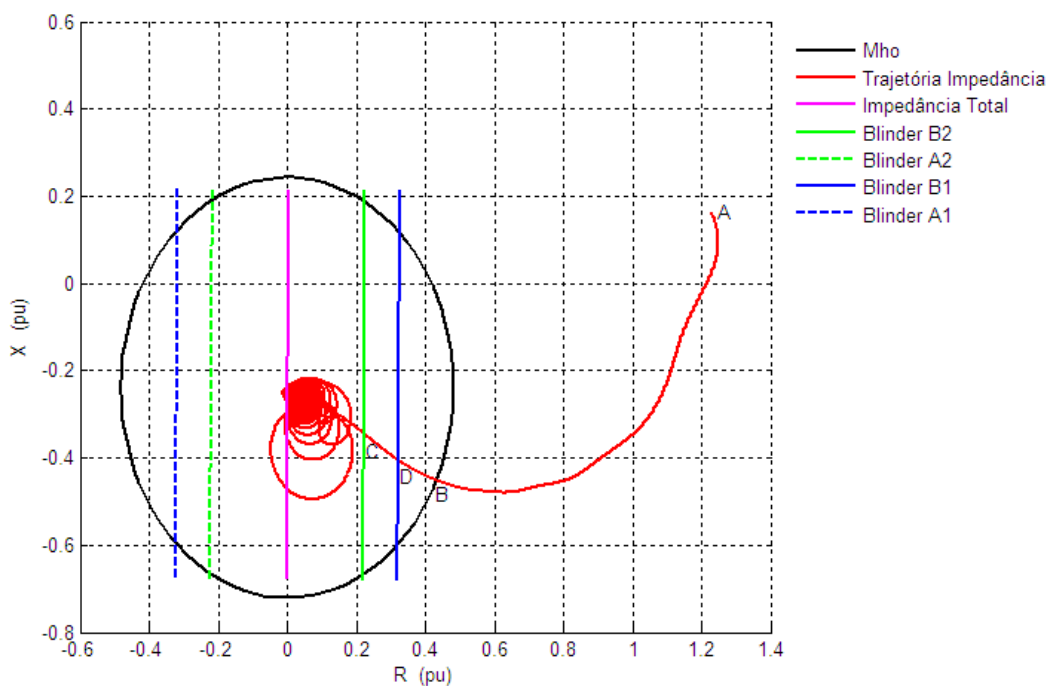


Figura 5.75 – Caso 3.B: Esquema *Blinder* Duplo – Gerador A

A Tabela 5.38 apresenta os pontos notáveis desse caso.

Tabela 5.38 – Caso 3.B: Pontos Notáveis – *Blinder* Duplo – Gerador A

Ponto	Descrição	t (s)	δ (°)
A	Instante de ocorrência da falta	0,50	41,21
B	Intersecção com o elemento Mho	4,46	86,16
C	Intersecção com o Blinder B2	6,24	129,68
D	Intersecção com o Blinder B1	5,48	104,86

Apesar de permanecer entre os *blindings* 'B1' e 'B2' por um intervalo de tempo superior ao definido na Tabela 5.7, a trajetória da impedância não cruza o outro conjunto de *blinder*. Logo, a proteção não atuará.

Conforme observado na Figura 5.72, o deslocamento angular do Gerador B oscila, porém tende a um valor finito. Dessa forma, não há intersecção com o Elemento Mho conforme apresentam a Figura 5.76, Figura 5.77 e Figura 5.78.

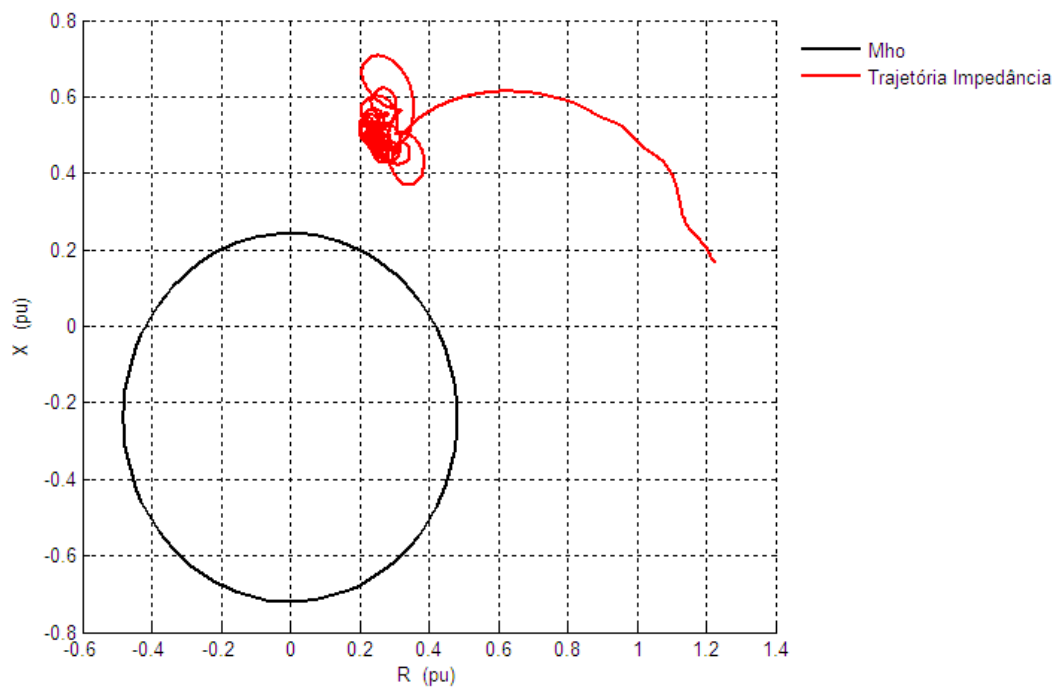


Figura 5.76 – Caso 3.B: Esquema Mho – Gerador B

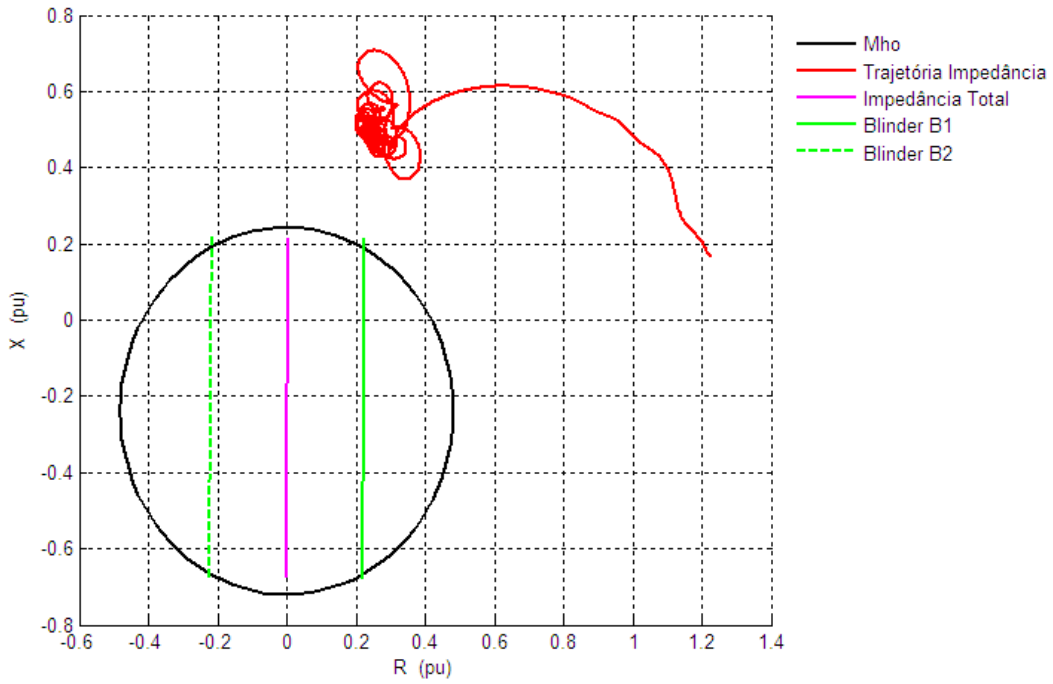


Figura 5.77 – Caso 3.B: Esquema *Blinder* Simples – Gerador B

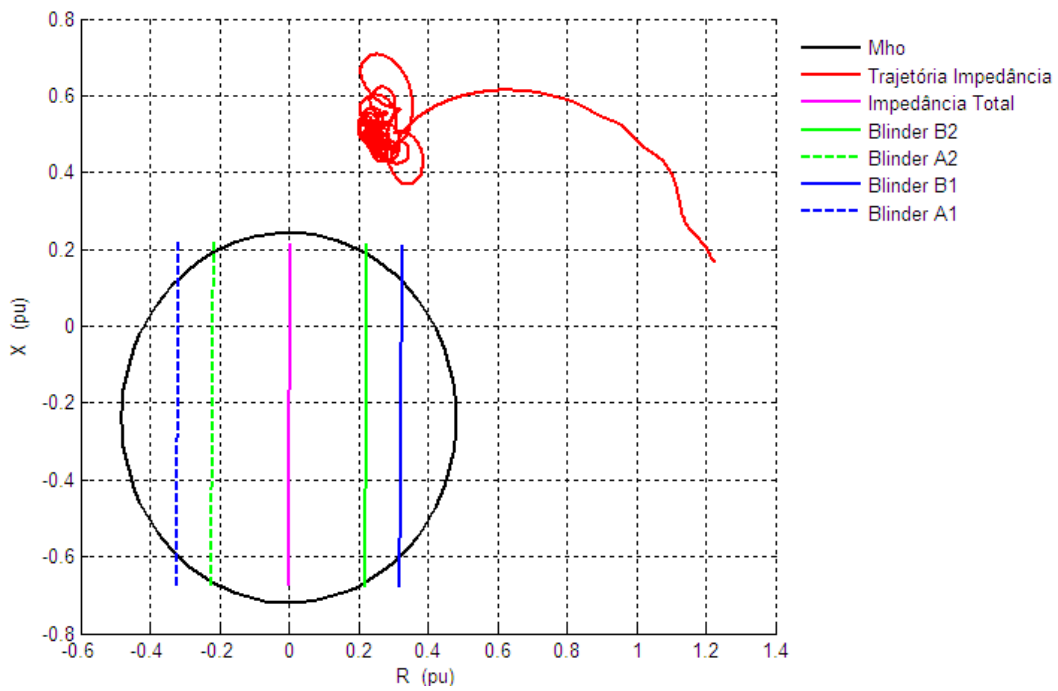


Figura 5.78 – Caso 3.B: Esquema *Blinder* Duplo – Gerador B

6 CONCLUSÕES

O objetivo do desenvolvimento deste trabalho é o estudo de uma das inúmeras funções de proteção disponíveis para um gerador síncrono. Esse equipamento, que tem como função gerar energia elétrica a partir da imposição de um conjugado mecânico em seu eixo, é fundamental para um sistema de energia elétrica e a sua retirada de operação tem como consequência elevados prejuízos para todos os envolvidos.

A perda de sincronismo caracteriza-se quando a velocidade de rotação de um gerador síncrono desvia de seu valor nominal e, após alguns instantes de oscilação, não consegue retornar à condição nominal de operação. Esse efeito tem como consequência elevados valores de corrente e tensão, podendo danificar os enrolamentos do gerador, assim como a possibilidade de defeitos mecânicos na máquina síncrona.

A partir do desenvolvimento de um aplicativo utilizando a ferramenta MATLAB, foi possível realizar estudos de estabilidade transitória em um sistema elétrico de potência e, com base na simulação de casos de falta nesse sistema, verificar se o gerador retorna ou não a uma nova condição de equilíbrio. Este aplicativo permite o estudo das seguintes faltas: curto-circuito trifásico em uma das linhas de transmissão, perda de excitação do gerador síncrono e abertura acidental do circuito de campo do gerador.

A aplicação de um curto-circuito trifásico em uma das linhas de transmissão pode causar perda de sincronismo no gerador, dependendo de alguns fatores como o tempo de atuação da proteção da linha de transmissão em defeito e sua retirada de operação, o ponto da linha em que o defeito é aplicado, o valor da potência elétrica de despacho pré-falta e, também, a atuação do sistema de excitação do gerador. Verifica-se que, para um mesmo tempo de proteção da linha de transmissão em defeito, mesmo

despacho de potência elétrica e mesmo ponto de aplicação da falta, a atuação do sistema de excitação pode manter o gerador, após alguns instantes de operação, em uma condição estável.

No momento de aplicação da falta, a impedância cruza os limites do elemento Mho de forma instantânea e a proteção deverá ser bloqueada para não atuar. No caso de retorno a uma condição estável, verifica-se que a trajetória da impedância, após a extinção da falta com a abertura de uma das linhas de transmissão, cruza novamente o elemento Mho pela mesma face em que havia cruzado inicialmente. Na ocorrência de uma instabilidade, a trajetória cruza novamente o elemento, porém pela face oposta, instante no qual a proteção atuaria retirando o gerador de operação.

A utilização do esquema *Blinder* Simples para proteção contra perda de sincronismo exige que a trajetória da impedância cruze ambos os *blindings* para que a proteção atue. Em caso de aplicação de uma falta que resulte em uma operação estável, a trajetória da impedância cruzará, no máximo, um dos *blindings*. Sendo um caso de instabilidade, a trajetória da impedância cruzará ambos os *blindings* e a proteção poderá ser ajustada para atuar no instante de cruzamento com o segundo *blinder* ou, então, no instante de intersecção com o elemento Mho. Selecionando-se a primeira opção, o gerador será retirado de operação em um tempo inferior, porém o deslocamento angular será mais próximo de 180° , o que é indesejado. Já no segundo caso, a atuação será mais lenta, porém com deslocamento angular mais afastado do valor crítico (180°).

A opção de utilização do esquema *Blinder* Duplo exige que sejam definidos dois ângulos e, também, um tempo mínimo de permanência da trajetória da impedância entre os *blindings* para atuação da proteção. Tais critérios exigem que sejam realizados estudos de estabilidade do sistema para que as variáveis descritas sejam definidas de forma correta e que retirem o gerador de operação apenas em casos de instabilidade.

Os demais casos simulados, perda de excitação e abertura acidental do circuito de campo, indicam a correta operação por não atuarem a proteção contra perda de sincronismo. Apesar do gerador que sofre a falta ter seu deslocamento angular crescente durante toda a simulação, a trajetória da impedância não cruza os elementos do semi-eixo oposto ao que cruzou inicialmente. Esse fato pode ser justificado pelo fato de sua tensão ser reduzida em consequência da falta aplicada e, por isso, o gerador passa a consumir reativos, operando como um gerador de indução. Nessas situações, o gerador deverá estar contemplado com a proteção de perda de excitação que deverá atuar nesses casos.

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, sugere-se aperfeiçoar o programa desenvolvido para que seja possível simular um sistema mais complexo, com maior quantidade de geradores e linhas de transmissão ou até mesmo um sistema pertencente ao SIN. Também, como forma de aprimoramento dos conceitos de estabilidade e de proteção, sugere-se aplicar outros tipos de faltas no sistema e avaliar a resposta da proteção. No que se refere às resoluções das equações diferenciais por métodos de integração numérica, pode-se verificar a resposta de outros métodos de integração que também sejam estáveis e que convirjam de forma mais rápida, ou seja, com menor necessidade de iterações numéricas.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AIEE Relay Subcommittee, “*Interim Report on Application and Operation of Out-of-Step Protection*”, AIEE National Technical Meeting, Cleveland, Ohio, June 21-25, 1943

- [2] DOMMEL, H. W., SATO, N., “*Fast Transient Stability Solutions*”, IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-91, Pages 1643-1650, July/August 1972

- [3] BERDY, J., ELMORE, W. A., GOFF, L. E., *et al.*, “*Out of Step Relaying for Generators*”, IEEE Working Group Report, IEEE Transaction, September 1977, Pages 1556-1564, Volume 96

- [4] ANDERSON, P. M., FOUAD, A. A., 1977, *Power System Control and Stability*, The Iowa State University Press

- [5] KUNDUR, P., 1994, *Power System Stability and Control*, The McGraw-Hill Companies

- [6] MONTICELLI, A. J., 1983, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, São Paulo, Editora Edgard Blücher Ltda

- [7] CLARK, H. K., FELTES, J. W., “*Industrial and Cogeneration Protection Problems Requiring Simulation*”, Industry Applications Society Annual Meeting, Atlanta, Georgia, 18-23 October 1987

- [8] SHIWEN, S., “*Microcomputer Based Out-of-Step Protection for Large Generator*”, IEEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, 5-8 November 1991, Pages 839-842, Volume 2

- [9] GRAINGER, J. J., STEVENSON, W. D., 1994, *Power System Analysis*, New York, The McGraw-Hill Companies
- [10] EYSSEN, J. V., “*Introducing a New Application Philosophy for Out-of-Step Protection*”, IEEE, Developments in Power System Protection, 25-27th March 1997
- [11] TZIOUVARAS, D. A., HOU, D., 2004, “*Out-of-Step Protection Enhancements*”, Eighth IEEE International Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, 5-8 April, Pages 5-10, Volume I
- [12] ZHENGHAO, H., WEILUN, Z., GUOCHANG, H., “*Gas Turbine Generator Protection Against Out-of-Step*” 1998 International Conference on Power System Technology, Beijing , China, 18-21 Aug 1998, Pages 1173–1176, Volume 2
- [13] PAITHANKAR, Y. G., 1998, *Transmission Network Protection: Theory and Practice*, New York, Marcel Dekker
- [14] DAQIANG, B., XIANGHENG, W., ZHENYU, X., *et al.*, “*The Out-of-Step Protection with Prediction Function for Generators*”, Electrical Machines and Systems, 18 – 20 August, 2001
- [15] TZIOUVARAS, D. A., HOU, D., 2003, “*Out-of-Step Protection Fundamentals and Advancements*”, IEEE, Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference, 30 March – 1 April 2004, Pages: 282-307
- [16] TROSKIE, H. J., DE VILLIERS, L. N. F., “*Impact of Long Duration Faults on Out-of-Step Protection*”, Developments in Power System Protection, 2004, Eighth IEEE International Conference, Eskom, South Africa

- [17] PAUNESCU, D., LAZAR, F., PAVLOV, B., *et al.*, “***Out of Step Protection in Modern Power Networks***”, Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, 5-8 April 2004
- [18] IEEE Std. 421.5 – 2005, “***Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies***”, IEEE Power Engineering Society
- [19] REIMERT, D., 2006, ***Protective Relaying for Power Generation Systems***, Taylor & Francis Group
- [20] ARIZA, J., GERS, J., “***Setting and Testing of Power Swing Blocking and Out-of-Step Relays Considering Transient Stability Conditions***”, IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, Glasgow, Scotland, 17-20 March 2008, Pages 150-155
- [21] BLUMSCHEIN, J., YELGIN, Y., KEREIT, M., “***Proper Detection and Treatment of Power Swing to Reduce the Risk of Blackouts***”, DRPT 2008, 6-9 April, Nanjing, China
- [22] CARRASCO, R. V., “***Avaliação do Desempenho dos Esquemas de Proteção de Máquina Síncrona Contra Perda de Excitação***”, Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2009

APÊNDICE A

A.1 Dados das Máquinas

Gerador_A

Xd	0.9	Et	1
X'd	0.36	P	1
X''d	0.25	D	0.1
Xq	0.63	Tdo'	6
X''q	0.25	Tdo''	0.08
Xl	0.12	Tqo''	0.1
H	3	MVA	180

Sistema de Excitacao

OK

Gerador_B

Xd	0.9	Et	1
X'd	0.36	P	0.8
X''d	0.25	D	0.1
Xq	0.63	Tdo'	6
X''q	0.25	Tdo''	0.08
Xl	0.12	Tqo''	0.1
H	3	MVA	180

Sistema de Excitacao

OK

A.2 Dados dos Sistemas de Excitação

Sistema de Excitacao_A

t1	0.1	EfdMin	0.01
t2	0.4	EfdMax	4
t	0.05	ke	100

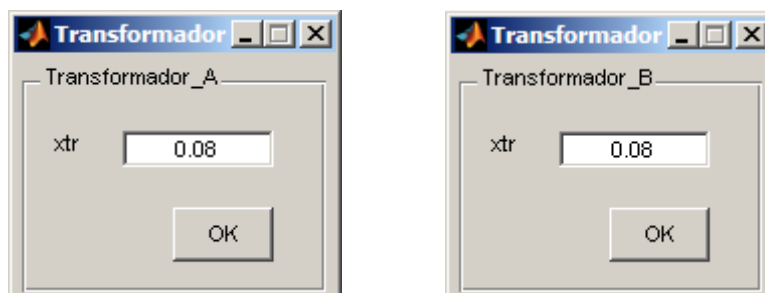
OK

Sistema de Excitacao_B

t1	0.1	EfdMin	0.01
t2	0.4	EfdMax	4
t	0.05	ke	100

OK

A.3 Dados dos Transformadores



A.4 Dados das Linhas

