



FEUP Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA UTILIZANDO FORMULAÇÕES HÍBRIDAS

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira

Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores (área de especialização em Sistemas de Energia)

Porto, 2005

Tese realizada sob a orientação científica do

Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

e do

Doutor José Américo Dias Pinto

Professor Coordenador do Departamento de Engenharia Electrotécnica
do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

AGRADECIMENTOS

A todos, e foram muitos, os que de algum modo contribuíram para que pudesse realizar este trabalho o meu sincero reconhecimento e profunda gratidão, em especial aos meus orientadores científicos. Ao Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, quero expressar os meus agradecimentos pela amizade e orientação, pelo apoio científico, sugestões, incentivos e disponibilidade que sempre manifestou ao longo do desenvolvimento do trabalho aqui apresentado. Ao Professor Doutor José Américo Dias Pinto, do Departamento de Engenharia Electrotécnica, do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, quero agradecer pela amizade e orientação, pela excelente relação de trabalho que sempre manteve comigo, aliada à exemplar dedicação e ao empenho inexcedível no acompanhamento deste trabalho de investigação.

Gostaria também de expressar os meus agradecimentos à Professora Doutora Mania Pavella, do Institute d'Électricité Montefiore, da Université de Liège, Bélgica, pela hospitalidade e orientação do trabalho de investigação desenvolvido durante o período de estágio que realizei integrado no seu grupo de investigação. Agradeço ao Doutor Daniel Ruiz-Vega pela amizade e pela disponibilidade que sempre demonstrou na discussão de alguns tópicos relacionados com este trabalho. Quero ainda agradecer ao Doutor Arlan Bettiol e ao Doutor Ernest Damien pela amizade e colaboração prestadas.

Agradeço ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade Engenharia da Universidade do Porto, bem como ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, pelos meios que disponibilizados, os quais permitiram o desenvolvimento deste trabalho de investigação. Quero ainda sublinhar o apoio concedido à minha participação em conferências nacionais e internacionais, onde os resultados obtidos foram apresentados e sujeitos à apreciação da comunidade científica.

Aos meus pais quero expressar a minha profunda gratidão pela amizade, encorajamento e ajuda, que sempre me dispensaram. Um agradecimento muito especial à Ana Isabel pela compreensão, incentivo e apoio constante.

Publicação subsidiada pela Fundação para a Ciência e Tecnologia através do programa de apoio à execução gráfica de Teses de Doutoramento.

À Ana

Aos meus pais

Helena e José

RESUMO

O âmbito desta tese é o estudo, a simulação e a análise da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia utilizando uma nova formulação híbrida. O método desenvolvido combina as vantagens dos algoritmos baseados na integração numérica das equações que descrevem o comportamento dinâmico de um SEE com o critério das áreas iguais. Utiliza a flexibilidade de modelização dos componentes do sistema permitida pelos métodos de simulação no domínio do tempo com a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pela formulação directa. Neste método híbrido reduz-se o sistema multimáquina a um modelo equivalente, constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. A avaliação da estabilidade transitória é determinada através de índices de detecção de instabilidade ou estabilidade, sendo o processo de integração numérica somente necessário durante um curto intervalo de tempo, o que reduz consideravelmente o tempo de computação. Os limites de estabilidade são obtidos através de uma técnica simples de interpolação ou extrapolação. As margens de estabilidade transitória são calculadas aplicando o critério das áreas iguais a um sistema composto por uma máquina equivalente.

Apresenta-se ainda uma técnica de selecção, ordenação e classificação de contingências, bem como uma nova metodologia de definição de medidas de controlo preventivo, que combina o método híbrido desenvolvido com um programa de trânsito de potências óptimo. As acções de controlo preventivo propostas caracterizam-se por uma permuta estratégica de potência activa entre as máquinas críticas e as restantes máquinas do sistema.

Os programas computacionais desenvolvidos foram integrados num pacote interactivo e modular, designado por TRANsySTEM. Para se aferirem os modelos matemáticos estabelecidos e o pacote de programas desenvolvido, são apresentados estudos de estabilidade transitória em diversas redes de teste. Os resultados obtidos foram analisados e comparados com as soluções produzidas por outros métodos, verificando-se que apresentam uma boa concordância. Esta nova ferramenta computacional poderá apoiar os responsáveis pelo planeamento, projecto e condução dos Sistemas Eléctricos de Energia a definir estratégias inovadoras que conduzam a um aumento significativo da segurança dinâmica das redes.

Palavras-chave: Estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia, Critério das áreas iguais, Métodos Híbridos, Controlo em tempo real, Segurança dinâmica em SEE

ABSTRACT

In this thesis it is studied, simulated and analysed the transient stability of an Electric Power System using a new hybrid method. This efficient and robust approach combines the advantages of the time domain integration schemes to compute the initial system trajectory with the equal area criterion. The developed formulation uses the modelling accuracy of the time domain simulation techniques with the computing speed and large information produced by the direct approach. In this hybrid formulation the multimachine power network is reduced to one machine connected to an infinite busbar. The transient stability assessment is obtained using un(stable) indices, consequently the time domain simulation is only computed during a short integration period. This early termination reduces drastically the computing time. The stability limits are evaluated using interpolation or extrapolation techniques. The transient stability margins are calculated applying the equal area criterion to the equivalent reduced system.

It is also presented a contingency filtering, ranking and assessment technique as well as new methodology for on-line preventive control. These corrective security actions use the new hybrid method combined with an optimal power flow program. The preventive control strategy is based on the active power re-dispatching from the critical cluster to the undisturbed machines.

The developed computer programs were integrated in to the software package TRANsySTEM. In order to validate the established mathematical models as well as the software package it was studied the transient stability of different test power network. The results obtained with this hybrid formulation were compared with the solutions produced by the other methods and they show a close agreement. The developed hybrid approach may be a promising tool for planning, design and real time operation of an Electric Power System, since it can suggest efficient dynamic security actions.

Keywords: Electric Power System transient stability, Equal area criterion, Hybrid methods, Real time control, Dynamic security

RÉSUMÉ

L'objectif de cette thèse est l'étude, la simulation et l'analyse de la stabilité transitoire d'un Système d'Énergie Électrique, à travers l'utilisation d'une nouvelle formulation hybride. La méthode développée combine les avantages des algorithmes, fondés sur l'intégration numérique des équations qui décrivent le comportement dynamique d'un SEE, avec le critère des aires égales. On y utilise la flexibilité de modélisation des composants du système permise par les méthodes de simulation, dans le domaine du temps avec la vitesse et la grande quantité d'information produite par la formulation directe. Dans cette méthode hybride on réduit le système multimachine à un modèle équivalent, constitué par une machine liée à une barre de puissance infinie. L'évaluation de la stabilité transitoire est déterminée à travers des indices de détection d'instabilité ou stabilité, et le processus d'intégration numérique n'est nécessaire que pendant une courte période de temps, ce qui réduit considérablement le temps de computation. Les limites de stabilité transitoire sont calculées en appliquant le critère des aires égales à un système composé par une machine équivalente.

On présente aussi soit une technique de filtrage, ordination et classement de contingences, soit une nouvelle méthodologie de définition de mesures de contrôle préventif, qui combine la méthode hybride développée avec un logiciel de répartition optimale de la puissance. Les actions de contrôle préventif proposées se caractérisent par un échange stratégique de puissance active entre les machines critiques et les machines du système qui restent.

Les logiciels développés ont été intégrés dans un programme interactif et modulaire, désigné TRANsySTEM. Afin d'étalonner les modèles mathématiques établis et les logiciels développés, on présente des études de stabilité transitoire dans divers réseaux de test. Les résultats obtenus ont été analysés et comparés avec les solutions produites par d'autres méthodes et on a constaté qu'ils présentent une bonne concordance. Ce nouvel outil computationnel pourra appuyer les responsables de la planification, projet et conduite des Systèmes d'Énergie Électrique dans la définition de stratégies innovatrices qui puissent conduire à une augmentation significative de la sécurité dynamique des réseaux.

Mots-clés: Stabilité transitoire dans les Systèmes d'Énergie Électrique, Critère des aires égales, Méthode hybride, Contrôle en temps réel, Sécurité dynamique des systèmes

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1	Considerações gerais	1
1.2	Planeamento e Condução de um Sistema Eléctrico de Energia	2
1.3	Estabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia	9
1.4	Análise da Estabilidade Transitória em Sistemas Eléctricos de Energia	11
1.5	Objectivos e Estrutura da Tese	13

CAPÍTULO 2 – MODELIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO DE ENERGIA

2.1	Considerações gerais	17
2.2	Máquina Síncrona	17
2.3	Linhas	26
2.4	Transformadores	26
2.4.1	Transformadores com dois enrolamentos por fase	27
2.4.2	Transformadores com enrolamento terciário	28
2.4.3	Transformadores com tomadas	29
2.5	Cargas	32
2.6	Modelo global do sistema	34
2.6.1	Modelo completo	34
2.6.2	Modelo clássico	37
2.7	Simulação dos diferentes tipos de contingências	43
2.8	Conclusões	45

CAPÍTULO 3 – MÉTODOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE UM SISTEMA ELÉCTRICO DE ENERGIA

3.1	Considerações gerais	47
3.2	Métodos de integração numérica	48
3.3	Métodos directos	57
3.3.1	Método de Lyapunov	57
3.3.2	Método da função de energia transitória	59
3.3.3	Superfície Limite de Energia Potencial (SLEP)	65
3.3.4	Método do ponto de equilíbrio instável de controlo (BCU)	68
3.3.5	Método das áreas iguais generalizado	70
3.4	Métodos Híbridos	77
3.4.1	Método híbrido baseado na função de energia transitória	78
3.4.2	<i>Single Machine Equivalente</i> (SIME)	79
3.5	Técnicas de Inteligência Artificial	84
3.5.1	Reconhecimento de formas	84

3.5.2 Redes neuronais	87
3.5.3 Árvores de decisão	88
3.6 Análise comparativa dos métodos	92
3.7 Conclusões	94

CAPÍTULO 4 – MÉTODO HÍBRIDO PARA O ESTUDO E ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

4.1 Considerações gerais	97
4.2 Etapas principais do método híbrido desenvolvido	98
4.3 Índices de estabilidade	100
4.4 Transformação do sistema multimáquina numa máquina equivalente	103
4.4.1 Redução do sistema multimáquina a duas máquinas equivalentes	104
4.4.2 Modelo equivalente a um sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita	106
4.4.3 Cálculo da margem de estabilidade transitória	108
4.4.3.1 Trajectória instável do sistema equivalente	109
4.4.3.2 Trajectória estável do sistema equivalente	110
4.5 Identificação do conjunto das máquinas críticas	112
4.6 Avaliação da estabilidade transitória	117
4.7 Cálculo dos limites de estabilidade transitória	117
4.8 Selecção, ordenação e classificação de contingências	122
4.8.1 Algoritmo baseado nos tempos críticos e nas margens de estabilidade	125
4.8.2 Método baseado em índices de severidade	130
4.9 Medidas de controlo preventivo	134
4.10 Conclusões	139

CAPÍTULO 5 – PACOTE DE PROGRAMAS DESENVOLVIDO

5.1 Considerações gerais	141
5.2 Pré-processador	142
5.3 Processador	145
5.3.1 Módulo Integração Numérica no Domínio do Tempo	145
5.3.2 Módulo das Áreas Iguais Generalizado	146
5.3.3 Módulo da Formulação Híbrida	146
5.4 Pós-Processador	146
5.5 Conclusões	147

CAPÍTULO 6 – TESTES COMPUTACIONAIS – RESULTADOS

6.1 Considerações gerais	149
6.2 Avaliação da estabilidade transitória	150
6.3 Cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito	164
6.3.1 Rede de teste da CIGRE	166
6.3.2 Rede de teste da Nova Inglaterra	168
6.3.3 Rede de teste do IEEE com 17 máquinas síncronas	170
6.3.4 Rede de teste do IEEE com 50 máquinas síncronas	171
6.4 Cálculo dos limites de potência	177
6.4.1 Rede de teste da CIGRE	184
6.4.2 Rede de teste da Nova Inglaterra	186

6.4.3 Rede de teste do IEEE com 17 máquinas síncronas	188
6.4.4 Rede de teste do IEEE com 50 máquinas síncronas	193
6.5 Selecção, ordenação e classificação de contingências	197
6.5.1 Rede de teste da Nova Inglaterra	197
6.5.2 Rede de teste do IEEE com 17 máquinas síncronas	199
6.6 Medidas de controlo preventive	210
6.7 Conclusões	216
 CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	
7.1 Síntese do trabalho realizado	219
7.2 Perspectivas de desenvolvimentos futuros	224
 BIBLIOGRAFIA	229
 ANEXO I – MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON	239
 ANEXO II – CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS	245
 ANEXO III – DADOS DAS REDES DE TESTE	259
A.1 Rede de teste da CIGRE	259
A.2 Rede de teste da Nova Inglaterra	261
A.3 Rede de teste do IEEE com 17 geradores	264
A.4 Rede de teste do IEEE com 50 geradores	275

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	– Diagrama de transição de estados de um Sistema Eléctrico de Energia	4
Figura 1.2	– Monitorização de um Sistema Eléctrico de Energia em tempo real	9
Figura 1.3	– Classificação dos diferentes tipos de estabilidade nos SEE	11
Figura 2.1	– Diagrama de blocos de um sistema de regulação de velocidade	19
Figura 2.2	– Diagrama de fasores de uma máquina síncrona no período transitório	21
Figura 2.3	– Modelo do circuito da máquina síncrona referido aos eixos directo e em quadratura	21
Figura 2.4	– Diagrama de blocos correspondente ao regulador automático de tensão (modelo 1 do IEEE)	23
Figura 2.5	– Esquema equivalente da máquina síncrona	25
Figura 2.6	– Esquema equivalente em π de uma linha	26
Figura 2.7	– Esquema equivalente de um transformador com dois enrolamentos por fase	27
Figura 2.8	– Esquema equivalente simplificado de um transformador	27
Figura 2.9	– Circuito equivalente de um transformador com três enrolamentos por fase	29
Figura 2.10	– Representação de um transformador com tomadas de regulação em vazio	30
Figura 2.11	– Esquema equivalente de um transformador com regulação de fase	31
Figura 2.12	– Representação de uma carga ligada ao barramento i	34
Figura 2.13	– Interligação do circuito das máquinas síncronas com a rede eléctrica	36
Figura 2.14	– Representação esquemática do Sistema Eléctrico de Energia	37
Figura 2.15	– Sistema reduzido aos nós internos das máquinas síncronas	40
Figura 2.16	– Esquema de sequência directa associado à impedância de defeito efectiva	44
Figura 2.17	– Abertura de uma fase	44
Figura 3.1	– Estrutura básica do estudo da estabilidade transitória utilizando métodos de integração numérica	54
Figura 3.2	– Algoritmo de bissecção para o cálculo do tempo crítico	55
Figura 3.3	– Algoritmo do método da função de energia transitória	64
Figura 3.4	– Superfície limite de energia potencial	66
Figura 3.5	– Principais fases do método das áreas iguais generalizado	71
Figura 3.6	– Representação gráfica do critério das áreas iguais generalizado	76
Figura 3.7	– Representação gráfica do critério das áreas iguais para um sistema equivalente a uma máquina ligada a um barramento de potência infinita	82
Figura 3.8	– Principais etapas da aplicação do reconhecimento de formas	85
Figura 3.9	– Princípio geral para a implementação de uma árvore de decisão	89
Figura 3.10	– Exemplo de um árvore de decisão	91

Figura 4.1	– Etapas principais do método híbrido proposto para o estudo e análise da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia	99
Figura 4.2	– Relação entre as trajectórias estável e instável e o conceito de Superfície Limite de Energia Potencial	101
Figura 4.3	– Curvas da potência eléctrica em função do ângulo rotórico equivalente para uma situação instável	108
Figura 4.4	– Curvas da potência eléctrica em função do ângulo rotórico equivalente para uma situação estável	111
Figura 4.5	– Selecção do conjunto de máquinas críticas	116
Figura 4.6	– Cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito	119
Figura 4.7	– Classificação das contingências	128
Figura 4.8	– Algoritmo de selecção, ordenação e classificação de contingências	129
Figura 4.9	– Evolução temporal do <i>ISGA</i> considerando diferentes tempos de actuação das protecções	131
Figura 4.10	– Etapas necessárias para determinar o novo valor da potência activa a produzir	137
Figura 5.1	– Módulos do TRANsySTEM	142
Figura 5.2	– Ficheiro de contingência para a rede de teste da CIGRE (“*.def”)	144
Figura 6.1	– Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 100 [ms]	151
Figura 6.2	– Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 150 [ms]	151
Figura 6.3	– Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 200 [ms]	151
Figura 6.4	– Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 250 [ms]	152
Figura 6.5	– Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 300 [ms]	152
Figura 6.6	– Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 350 [ms]	152
Figura 6.7	– Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 200$ [ms]	157
Figura 6.8	– Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 200$ [ms]	157
Figura 6.9	– Evolução temporal dos ângulo rotórico e velocidade angular equivalentes para $t_{cl} = 200$ [ms]	158
Figura 6.10	– Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 250$ [ms]	158
Figura 6.11	– Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 250$ [ms]	159
Figura 6.12	– Evolução temporal dos ângulo rotórico e velocidade angular equivalentes para $t_{cl} = 250$ [ms]	159
Figura 6.13	– Casos onde a área de desaceleração é muito pequena ou não existe	160
Figura 6.14	– Variação dos ângulos δ_r e δ_u com o tempo de actuação das protecções	161

Figura 6.15 – Variação da margem de estabilidade transitória com t_{cl}	161
Figura 6.16 – Retrato de fases	162
Figura 6.17 – Variação dos limites de potência com o tempo de eliminação do defeito	188
Figura 6.18 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 100$ [ms]	191
Figura 6.19 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 200$ [ms]	191
Figura 6.20 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 300$ [ms]	192
Figura 6.21 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 400$ [ms]	192
Figura 6.22 – Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4180$ [MW]	195
Figura 6.23 – Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4190$ [MW]	195
Figura 6.24 – Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4180$ [MW]	196
Figura 6.25 – Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4190$ [MW]	196
Figura 6.26 – Simulação instável – contingência 36	213
Figura 6.27 – Simulação instável – contingência 30	213
Figura 6.28 – Simulação instável – contingência 20	214
Figura 6.29 – Avaliação da estabilidade após a aplicação das acções de controlo contingência 36	215
Figura 6.30 – Avaliação da estabilidade após a aplicação das acções de controlo contingência 30	215
Figura 6.31 – Avaliação da estabilidade após a aplicação das acções de controlo contingência 20	216
Figura AI.1 – Fluxograma do método de Newton-Raphson	243
Figura AII.1 – Representação gráfica do critério das áreas iguais	248
Figura AII.2 – Representação gráfica do critério das áreas iguais para o cálculo do ângulo crítico	250
Figura AII.3 – Evolução da energia potencial	253
Figura AII.4 – Representação gráfica do critério das áreas iguais	255
Figura AIII.1 – Rede de teste da CIGRE	259
Figura AIII.2 – Rede de teste da Nova Inglaterra	261
Figura AIII.3 – Rede de teste do IEEE com 17 geradores	265
Figura AIII.4 – Rede de teste do IEEE com 50 geradores	276

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	– Principais requisitos das ferramentas de simulação e análise de um SEE	2
Tabela 2.1	– Impedâncias de defeito efectivas	44
Tabela 3.1	– Análise comparativa das diversas classes de métodos para a avaliação da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia	93
Tabela 4.1	– Lista final de máquinas potencialmente críticas	116
Tabela 4.2	– Classificação dos diferentes tipos de contingências	124
Tabela 6.1	– Índices de estabilidade	153
Tabela 6.2	– Identificação do conjunto de máquinas críticas para $t_{cl} = 200$ [ms]	154
Tabela 6.3	– Identificação do conjunto de máquinas críticas para $t_{cl} = 250$ [ms]	155
Tabela 6.4	– Potência mecânica e momentos de inércia do sistema multimáquina	156
Tabela 6.5	– P_{mec} e M do sistema equivalente	156
Tabela 6.6	– Variação dos diferentes parâmetros do sistema equivalente com o tempo de eliminação do defeito	160
Tabela 6.7	– Resultados obtidos para outras contingências – simulações instáveis	163
Tabela 6.8	– Resultados obtidos para outras contingências – simulações estáveis	163
Tabela 6.9	– Processo de cálculo iterativo para determinar o tempo crítico de eliminação do defeito utilizando o método híbrido	164
Tabela 6.10	– Cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito através do método da bissecção	165
Tabela 6.11	– Tempos críticos de actuação das protecções para a rede de teste da CIGRE	167
Tabela 6.12	– Tempos críticos para a rede de teste da Nova Inglaterra modelo clássico	168
Tabela 6.13	– Tempos críticos de eliminação do defeito para a rede de teste da Nova Inglaterra – modelo completo	169
Tabela 6.14	– Tempos críticos de actuação das protecções para a rede de teste IEEE 17	171
Tabela 6.15	– Conjunto de contingências a simular para a rede de teste IEEE 50	172

Tabela 6.16 – Tempos críticos – rede de teste IEEE 50 – modelo clássico	173
Tabela 6.17 – Tempos críticos para a rede de teste IEEE 50 obtidos com outros métodos	175
Tabela 6.18 – Tempos críticos de actuação das protecções para a rede de teste do IEEE com 50 máquinas síncronas utilizando um modelo pormenorizado	176
Tabela 6.19 – Processo de cálculo iterativo para determinar a potência limite utilizando o método híbrido – $t_c = 200$ [ms]	178
Tabela 6.20 – Cálculo da potência limite através do método da bissecção, $t_{cl} = 200$ [ms]	179
Tabela 6.21 – Processo de cálculo iterativo para determinar a potência limite utilizando o método híbrido – $t_c = 250$ [ms]	180
Tabela 6.22 – Cálculo da potência limite através do método da bissecção, $t_c = 250$ [ms]	181
Tabela 6.23 – Resultados obtidos com o método híbrido para uma redistribuição da potência activa gerada proporcional à relação $g_k M_k$	182
Tabela 6.24 – Resultados obtidos com o método da bissecção para uma redistribuição da potência activa gerada proporcional à relação $g_k M_k$	182
Tabela 6.25 – Comparação dos resultados obtidos pelas duas formulações considerando uma redistribuição da potência gerada proporcional à relação $g_k M_k$	183
Tabela 6.26 – Limites de potência para a rede de teste da CIGRE	185
Tabela 6.27 – Limites de potência para a rede de teste da CIGRE determinados através do método das áreas iguais generalizado	186
Tabela 6.28 – Limites de potência para a rede da Nova Inglaterra	187
Tabela 6.29 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 com $t_{cl} = 300$ [ms]	189
Tabela 6.30 – Comparação entre os tempos de simulação	190
Tabela 6.31 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 50 – $t_{cl} = 108$ [ms] Modelo clássico – dois geradores de uma central separam-se do sistema	193
Tabela 6.32 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 50 – $t_{cl} = 108$ [ms] Modelo clássico – modo de instabilidade entre áreas	194
Tabela 6.33 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 50 – $t_{cl} = 108$ [ms] Modelo detalhado – dois geradores de uma central separam-se do sistema	194
Tabela 6.34 – Selecção, ordenação e classificação de contingências para a rede de teste da Nova Inglaterra	198
Tabela 6.35 – Selecção e ordenação de contingências para a rede de teste IEEE 17 Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas	199
Tabela 6.36 – Selecção e ordenação de contingências para a rede de teste IEEE 17 Lista de contingências classificadas como perigosas	200
Tabela 6.37 – Selecção e ordenação de contingências para a rede de teste IEEE 17 Lista parcial das contingências classificadas como perigosas	201

Tabela 6.38 – Índices de severidade (IS_1 a IS_4) relativos à rede de teste IEEE 17	
Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas	202
Tabela 6.39 – Índices de severidade (IS_5 a IS_8) relativos à rede de teste IEEE 17	
Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas	203
Tabela 6.40 – Índices de severidade (IS_1 a IS_4) relativos à rede de teste IEEE 17	
Lista de contingências classificadas como perigosas	204
Tabela 6.41 – Índices de severidade (IS_5 a IS_8) relativos à rede de teste IEEE 17	
Lista de contingências classificadas como perigosas	205
Tabela 6.42 – Índices de severidade (IS_1 a IS_4) relativos à rede de teste IEEE 17	
Lista parcial de contingências classificadas como potencialmente perigosas	206
Tabela 6.43 – Índices de severidade (IS_5 a IS_8) relativos à rede de teste IEEE 17	
Lista parcial de contingências classificadas como potencialmente perigosas	207
Tabela 6.44 – Factores de peso para os índices de severidade compostos	208
Tabela 6.45 – Índices de severidade compostos relativos à rede de teste IEEE 17	
Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas	208
Tabela 6.46 – Índices de severidade compostos relativos à rede de teste IEEE 17	209
Tabela 6.47 – Lista de contingências severas – rede de teste da Nova Inglaterra	210
Tabela 6.48 – Dados relativos às funções de custo dos geradores	211
Tabela 6.49 – Resultados do trânsito de potência óptimo que caracteriza o ponto de funcionamento inicial – $C_T^0 = 93288,71$ [u.m./hr]	212
Tabela 6.50 – Resultados da implementação das medidas de controlo preventivo	214
Tabela AIII.1 – Características das Linhas da rede de teste da CIGRE	260
Tabela AIII.2 – Características dos Geradores da rede de teste da CIGRE	260
Tabela AIII.3 – Resultados do trânsito de potências relativos aos barramentos – rede de teste da CIGRE	260
Tabela AIII.4 – Características das Linhas da rede de teste da Nova Inglaterra	261
Tabela AIII.5 – Características dos Transformadores da rede de teste da Nova Inglaterra	262
Tabela AIII.6 – Características dos Geradores da rede de teste da Nova Inglaterra	263
Tabela AIII.7 – Características dos Reguladores Automáticos de Tensão – rede de teste da Nova Inglaterra	263
Tabela AIII.8 – Resultados do trânsito de potências – rede de teste da Nova Inglaterra	263
Tabela AIII.9 – Características das Linhas da rede de teste IEEE 17	266
Tabela AIII.10 – Características dos Transformadores da rede de teste IEEE17	270
Tabela AIII.11 – Características dos Geradores da rede de teste IEEE	271

Tabela AIII.12 – Resultados do trânsito de potências – rede de teste IEEE 17	272
Tabela AIII.13 – Características das Linhas da rede de teste IEEE 50	276
Tabela AIII.14 – Características dos Transformadores da rede de teste IEEE 50	283
Tabela AIII.15 – Características dos Geradores da rede de teste IEEE 50	285
Tabela AIII.16 – Características dos Reguladores Automáticos de Tensão – rede de teste IEEE 50	286
Tabela AIII.17 – Resultados do trânsito de potências – rede de teste IEEE 50	286

LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS E ACRÓNIMOS

Com vista a facilitar a leitura desta tese, apresenta-se a lista dos símbolos, abreviaturas e acrónimos mais utilizados, estando os mesmos devidamente definidos e caracterizados no local do texto onde surgem pela primeira vez.

M_i	– coeficiente de inércia
δ_i	– ângulo rotórico
t	– tempo
D_i	– coeficiente de amortecimento
P_{ac_i}	– potência de aceleração
H_i	– constante de inércia da máquina i
f	– frequência nominal do sistema
P_{mec_i}	– potência mecânica desenvolvida pela máquina i
P_{elec_i}	– potência eléctrica gerada pela máquina i
ω_i	– velocidade angular da máquina síncrona i
ω_s	– velocidade angular síncrona
ΔP_{ref}	– desvio face ao valor de referência da potência mecânica
K_I	– ganho de controlo integral
ΔP_V	– grandeza de saída do controlador
T_H	– constante de tempo do controlador
R	– estatismo do alternador ou regulação
ΔP_{elec}	– variação da potência eléctrica gerada
ΔP_{mec}	– variação da potência mecânica desenvolvida
T_T	– constante de tempo da turbina
K_P	– ganho do sistema de potência
T_P	– constante de tempo do sistema de potência
E_{fd}	– tensão de saída do sistema de excitação
E'_d	– força electromotriz correspondente ao eixo directo
E'_q	– força electromotriz correspondente ao eixo em quadratura
I_d	– intensidade de corrente eléctrica no estator segundo o eixo directo
I_q	– intensidade de corrente eléctrica no estator segundo o eixo em quadratura
T'_{do}	– constante de tempo em circuito aberto do eixo directo

T'_{qo}	– constante de tempo em circuito aberto do eixo em quadratura
X_d	– reactância de eixo directo síncrona
X'_d	– reactância de eixo directo transitória
X_q	– reactância de eixo em quadratura síncrona
X'_q	– reactância de eixo em quadratura transitória
T_R	– constante de tempo do transdutor
S_E	– função de saturação da excitatriz
V_T	– tensão aos terminais do gerador
V_{ref}	– tensão de referência do regulador
V_E	– tensão de entrada do amplificador
V_R	– tensão de saída do amplificador
$V_{Rmáx}$	– valor máximo de V_R
$V_{Rmín}$	– valor mínimo de V_R
K_A	– factor de ganho do amplificador
T_A	– constante de tempo do amplificador
K_E	– factor de ganho da excitatriz
T_E	– constante de tempo da excitatriz
K_F	– factor de ganho do estabilizador
T_F	– constante de tempo do estabilizador
K_G	– factor de ganho do gerador
T_G	– constante de tempo do gerador
A, B	– parâmetros da função que traduz o efeito da saturação magnética da excitatriz
$\underline{E}'_i$	– força electromotriz da máquina i
$\underline{V}_i$	– tensão nos terminais da máquina i
R_a	– resistência do enrolamento do estator
X'_d	– reactância transitória do enrolamento do estator de eixo directo
$\underline{I}_i$	– intensidade de corrente eléctrica fornecida pela máquina i
M_{ij}	– coeficiente de inércia de cada grupo em serviço no barramento i
x'_{ij}	– reactância do grupo j em serviço no barramento i
$\underline{V}_S$	– tensão na emissão
$\underline{I}_S$	– intensidade de corrente eléctrica na emissão
$\underline{V}_R$	– tensão na recepção
$\underline{I}_R$	– intensidade de corrente eléctrica na recepção
R	– resistência série do condutor
X	– reactância série do condutor
$\underline{Y}_{sh}$	– admitância transversal da linha
$\underline{V}_p$	– tensão no enrolamento primário
$\underline{I}_p$	– intensidade de corrente eléctrica no enrolamento primário
$\underline{V}_s$	– tensão no enrolamento secundário
$\underline{I}_s$	– intensidade de corrente eléctrica no enrolamento secundário

N_p	– número de espiras do enrolamento primário
N_s	– número de espiras do enrolamento secundário
R_m	– resistência de magnetização
X_m	– reactância de magnetização
$\underline{Z}_p$	– impedância equivalente do primário
$\underline{Z}_s$	– impedância equivalente do secundário
$\underline{Z}_t$	– impedância equivalente do terciário
$\underline{Z}_{ps}$	– impedância de fugas medida no primário com o secundário em curto-circuito e o enrolamento terciário aberto
$\underline{Z}_{pt}$	– impedância de fugas medida no primário com o terciário em curto-circuito e o enrolamento secundário aberto
$\underline{Z}_{st}$	– impedância de fugas medida no secundário com o terciário em curto-circuito e o enrolamento primário aberto
$\underline{I}_i$	– intensidade de corrente eléctrica injectada no nó i
$\underline{V}_i$	– tensão no primário do transformador
$\underline{T}$	– razão de transformação complexa
$\underline{I}_t$	– intensidade de corrente eléctrica no ramo ij
$\underline{V}_t$	– tensão no secundário do transformador ideal
$\underline{y}$	– admitância de fugas do transformador
$\underline{I}_j$	– intensidade de corrente eléctrica injectada no nó j
$\underline{V}_j$	– tensão no secundário do transformador
$\underline{P}_{L_i}$	– potência activa da carga ligada ao barramento i
$\underline{P}_{L_{io}}$	– valor inicial da potência activa da carga ligada ao barramento i
V_i	– módulo da tensão no barramento i
V_{io}	– valor inicial do módulo da tensão no barramento i
$\underline{Q}_{L_i}$	– potência reactiva da carga ligada ao barramento i
$\underline{Q}_{L_{io}}$	– valor inicial da potência reactiva da carga ligada ao barramento i
n_{pi}	– parâmetro da carga, associado à potência activa, relativo à tensão
n_{qi}	– parâmetro da carga, associado à potência reactiva, relativo à tensão
Δf	– desvio da frequência em relação à frequência nominal do sistema
K_{pf}	– parâmetro da carga, associado à potência activa, relativo à frequência
K_{qf}	– parâmetro da carga, associado à potência reactiva, relativo à frequência
$\underline{Y}_{L_i}$	– admitância da carga ligada ao barramento i
G_{L_i}	– condutância referente à carga ligada ao barramento i
B_{L_i}	– susceptância referente à carga ligada ao barramento i
m	– número de barramentos produtores
n	– número de barramentos
$\underline{E}'_i$	– forças electromotrizes desenvolvidas pelos geradores ($i = 1, 2, \dots, m$)

R_{ai}	– resistência do enrolamento do estator ($i = 1, 2, \dots, m$)
X'_{di}	– reactância transitória de eixo directo ($i = 1, 2, \dots, m$)
I_i	– intensidade de corrente eléctrica no enrolamento do estator ($i = 1, 2, \dots, m$)
V_i	– tensão aos terminais do alternador ($i = 1, 2, \dots, m$)
V_j	– tensão aos terminais do barramento de consumo ($j = m+1, \dots, m+n$)
Y_{Lj}	– admitância da carga ($j = 1, \dots, n$)
E_i	– módulo da força electromotriz do alternador i
δ_i	– argumento da força electromotriz do alternador i
G_{ij}	– condutância de transferência entre os barramentos i e j
B_{ij}	– susceptância de transferência entre os barramentos i e j
θ_i	– ângulo rotórico referido ao centro de inércia
$\tilde{\omega}_i$	– velocidade angular referida ao centro de inércia
N_{simul}	– número de simulações
N_{inst}	– número de simulações instáveis
N_{est}	– número de simulações estáveis
t_{cl}	– tempo de actuação das protecções
t_{inst}	– tempo de actuação das protecções relativo a uma situação instável
t_{est}	– tempo de actuação das protecções relativo a uma situação estável
t_{cr}	– tempo crítico de eliminação do defeito
ε	– tolerância
V_{KEcorr}	– energia cinética corrigida
M_{eq}	– constante de inércia equivalente
$\tilde{\omega}_{eq}$	– velocidade angular equivalente
M_s	– coeficiente de inércia da máquina equivalente s
M_a	– coeficiente de inércia da máquina equivalente a
δ_s	– ângulo da máquina equivalente ao conjunto S
δ_a	– ângulo da máquina equivalente ao conjunto A
ξ_k	– desvio do ângulo rotórico da máquina k em relação ao centro de inércia da máquina equivalente do conjunto S
δ_k	– ângulo rotórico da máquina k pertencente ao conjunto S
ζ_j	– desvio do ângulo rotórico da máquina j em relação ao centro de inércia da máquina equivalente do conjunto A
δ_j	– ângulo rotórico da máquina j pertencente ao conjunto A
P_{mk}	– potência mecânica da máquina k pertencente ao conjunto S
P_{ek}	– potência eléctrica da máquina k pertencente ao conjunto S
E_k	– módulo da força electromotriz da máquina k pertencente ao conjunto S
Y_{kk}	– módulo da admitância própria do nó k referente à matriz de admitâncias de transferência

θ_{kk}	– argumento da admitância própria do nó k referente à matriz de admitâncias de transferência
E_l	– módulo da força electromotriz da máquina l pertencente ao conjunto S
E_j	– módulo da força electromotriz da máquina j pertencente ao conjunto A
Y_{kl}	– módulo da admitância mútua entre os nós k e l referente à matriz de admitâncias de transferência
θ_{kl}	– argumento da admitância mútua entre os nós k e l referente à matriz de admitâncias de transferência
P_m	– potência mecânica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita
P_e	– potência eléctrica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita
M	– coeficiente de inércia da máquina equivalente ligada ao barramento de potência infinita
P_c	– componente constante da potência eléctrica (independente do ângulo δ)
$P_{\max}$	– potência eléctrica máxima
υ	– desvio angular
A_{ace}	– área de aceleração
A_{des}	– área de desaceleração
δ_o	– ângulo da máquina equivalente que caracteriza a situação de pré-defeito
δ_p	– ângulo da máquina equivalente correspondente ao ponto de equilíbrio estável no período de pós-defeito
δ_c	– ângulo crítico
δ_u	– ângulo da máquina equivalente correspondente ao ponto de equilíbrio instável no período de pós-defeito
γ	– aceleração inicial
α	– factor de correcção do erro por truncatura na série de Taylor
P_{ar}	– potência aceleradora no ponto de retorno
δ_e	– ângulo correspondente ao tempo de eliminação do defeito
δ_u	– ângulo correspondente ao ponto de equilíbrio instável no período pós-defeito
δ_r	– ângulo de retorno
η_{est}	– margem de estabilidade transitória estável
f_i	– potência de aceleração da máquina síncrona i
θ_i	– ângulo rotórico da máquina síncrona i no período pós-defeito
θ_i^{cl}	– ângulo rotórico da máquina síncrona i no instante de eliminação do defeito
IDI	– índice de detecção de instabilidade
IDE	– índice de detecção de estabilidade
IDCS	– índice auxiliar, indica o ponto aproximado onde ocorre o cruzamento da superfície limite de energia potencial
IDTO	– índice auxiliar, permite detectar quando ocorre uma mudança de sinal dos índices de estabilidade
δ_c	– ângulo rotórico da máquina equivalente c

M_c	– coeficiente de inércia da máquina equivalente c
M_k	– coeficiente de inércia da máquina síncrona k pertencente ao conjunto C
δ_k	– ângulo rotórico da máquina síncrona k pertencente ao conjunto C
δ_n	– ângulo rotórico da máquina equivalente n
M_n	– coeficiente de inércia da máquina equivalente n
M_j	– coeficiente de inércia da máquina síncrona j pertencente ao conjunto N
δ_j	– ângulo rotórico da máquina síncrona j pertencente ao conjunto N
ω_c	– velocidade angular da máquina equivalente c
ω_k	– velocidade angular da máquina síncrona k pertencente ao conjunto C
ω_n	– velocidade angular da máquina equivalente n
ω_j	– velocidade angular da máquina síncrona j pertencente ao conjunto N
P_{mk}	– potência mecânica da máquina k pertencente ao conjunto C
P_{ek}	– potência eléctrica da máquina k pertencente ao conjunto C
P_{mj}	– potência mecânica da máquina j pertencente ao conjunto N
P_{ej}	– potência eléctrica da máquina j pertencente ao conjunto N
P_m	– potência mecânica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita
P_e	– potência eléctrica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita
M_T	– coeficiente de inércia do sistema
M	– coeficiente de inércia da máquina equivalente
P_a	– potência de aceleração da máquina equivalente
P_{ai}	– potência de aceleração da máquina síncrona i
M_i	– momento de inércia da máquina síncrona i
IA_i	– índice relativo à variação incremental do ângulo rotórico da máquina síncrona i
δ_i^{obs}	– ângulo rotórico da máquina i correspondente ao tempo de observação (t_{obs})
δ_i^{cl}	– ângulo rotórico da máquina i correspondente ao tempo de eliminação do defeito (t_{cl})
m	– número de geradores
$\tilde{\omega}_i^{cl}$	– valor da velocidade angular da máquina i , em t_{cl} , referida ao centro de inércia
$f_i(\theta^{cl})$	– valor da potência de aceleração da máquina i , em t_{cl} , referida ao centro de inércia
g_k	– representa a distância eléctrica, medida em t_u , entre o valor do ângulo rotórico da máquina crítica k , em relação ao ângulo rotórico da máquina não-crítica mais avançada
$t_{cr PO}$	– tempo crítico de eliminação do defeito para a primeira oscilação
$t_{cr MO}$	– tempo crítico de eliminação do defeito para múltiplas oscilações
IS	– índice de severidade

ICM_f – índice de severidade composto pela média dos índices individuais

ICP_f – índice de severidade composto ponderado

κ – factor de peso para cada índice individual

ni – número de índices

IS_k – índice de severidade individual relativo ao parâmetro k

A – matriz quadrada, esparsa e, geralmente, formada por blocos na diagonal

B – matriz rectangular, esparsa e formada por blocos

C – matriz rectangular e esparsa

E – sub-vector de **x** constituído pelas variáveis de estado necessárias ao cálculo das intensidades de corrente eléctrica injectadas nos nós

f – função não-linear que define as equações diferenciais ordinárias

F – vector de funções algébricas de diferenças não-lineares

g – vectores de funções não-lineares

G – vector de funções algébricas não-lineares

h – vector de funções não-lineares que descrevem as variáveis de **w**

I – vector das intensidades de corrente eléctrica injectadas nos nós do sistema

s – vector de funções não-lineares associadas às restrições de operação e de carga para uma dada contingência

u – vector de variáveis de controlo

x – vector de variáveis de estado

V – vector das tensões nodais

w – vector de variáveis algébricas associadas às equações diferenciais

y – vector das variáveis algébricas

Y – matriz de admitâncias nodais

Y_{Red} – matriz de admitâncias de transferência reduzida

SEE – Sistema Eléctrico de Energia

TEF – função de energia transitória

PEBS – superfície limite de energia potencial

BCU – método do ponto de equilíbrio instável de controlo

EEAC – critério das áreas iguais estendido

SLEP – Superfície Limite de Energia Potencial

SIME – *Single Machine Equivalent*

ISGA – *Integral Square Generator Angle Index*

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações gerais

As sociedades modernas são cada vez mais dependentes da energia eléctrica, pelo que os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) devem satisfazer os consumos com elevados padrões de qualidade de serviço. Para se conseguirem estes objectivos, o sistema deve ter a capacidade de alimentar as cargas de uma forma contínua e garantir que as variações da tensão e da frequência não excedam as tolerâncias contratuais [1].

Nos últimos anos assistiu-se a um aumento significativo do consumo de energia eléctrica, que conduziu a uma rápida expansão das redes de transporte e de distribuição, tornando-as cada vez mais complexas e de maiores dimensões. Por outro lado, a reestruturação do sector eléctrico conduziu à privatização parcial ou global do sistema, bem como à separação da produção da transmissão e da distribuição [2]. Com a liberalização do mercado, novos agentes passaram a intervir no sistema, nomeadamente os produtores independentes [3]. Esta nova estratégia de operação, baseada em critérios predominantemente económicos, pode conduzir a uma degradação da fiabilidade, ou a uma redução drástica da construção de novas infra-estruturas, bem como ao aumento das dificuldades na coordenação da exploração do sistema [4]. Consequentemente, haverá um acréscimo do risco de indisponibilidade de produção, uma diminuição das acções de controlo preventivo e a redução das reservas girante e estática [5]. Assim, novos desafios são colocados com vista à resolução do problema da segurança do sistema.

Nesta nova situação os sistemas funcionam muito próximo dos seus limites, pelo que se encontram muito mais vulneráveis, estando expostos a um maior risco de instabilidade, nomeadamente em termos de estabilidade transitória [6]. Neste contexto, são necessárias novas ferramentas de estudo e análise que forneçam simultaneamente respostas rápidas e precisas.

1.2 Planeamento e Condução de um Sistema Eléctrico de Energia

Os estudos dos SEE estendem-se por diferentes horizontes temporais e requerem por isso técnicas de análise específicas para cada um desses intervalos. Habitualmente, efectua-se uma classificação destes períodos, em planeamento, projecto e exploração, incluindo a supervisão e controlo do sistema em tempo real. A condução de um SEE exige a utilização de um grande número de programas computacionais nos centros de controlo. Assim, normalmente, as diferentes etapas de exploração de um sistema são classificadas de acordo com o horizonte temporal considerado e pela periodicidade com que as diferentes tarefas são executadas. De acordo com as definições adoptadas pelo IEEE [7], é usual considerar as seguintes etapas: planeamento da exploração de longo prazo, planeamento da exploração de curto prazo, operação em tempo real estendido e em tempo real. Na tabela 1.1, encontram-se indicados os principais requisitos das ferramentas de simulação e análise de um sistema, para cada uma das etapas referidas [8].

Tabela 1.1 – Principais requisitos das ferramentas de simulação e análise de um SEE

Etapas	Escala temporal	Velocidade	Precisão	Factores predominantes	Técnicas necessárias
Planeamento e projecto do sistema	Anos, Meses	Desejada	Pouco Importante	Enorme volume de casos para analisar	• Análise de sensibilidade • Selecção das alternativas com maior viabilidade
Planeamento da exploração	Dias, Horas	Crítica	Importante	Económicos e de segurança	• Determinação margens de segurança • Análise de sensibilidade • Filtragem e ordenação contingências
Operação em tempo real	Alguns minutos, Segundos	Decisiva	Desejada	Tempo	• Análise do comportamento do sistema em tempo real • Análise de sensibilidade • Controlo preventivo

Na fase de planeamento e projecto do sistema é necessário analisar múltiplas situações, sendo necessário seleccionar as alternativas mais interessantes. Embora a velocidade das aplicações computacionais não seja fundamental nesta etapa, será desejável que sejam eficientes devido ao grande número de casos a estudar. Por outro lado, é importante a aplicação de métodos de análise de sensibilidade, pois podem deste modo ser identificados os parâmetros mais relevantes para a segurança do sistema.

O planeamento da exploração de longo prazo considera um horizonte que vai de algumas semanas a alguns meses ou mesmo anos e, tem em conta os recursos existentes, ou a incluir a

curto prazo, com o objectivo de otimizar a exploração do sistema. O planeamento da exploração a curto prazo, que pode ir de algumas horas a uma semana ou mais, pretende analisar o comportamento do sistema nesse horizonte. Alguns destes estudos serão realizados em tempo diferido e destinam-se a determinar um plano óptimo dos recursos existentes no sistema eléctrico. Em ambos os casos, factores de ordem económica e de segurança são fundamentais [9].

Na exploração de um SEE é usual considerar que o mesmo pode residir em cinco estados representados no diagrama da figura 1.1. Estes foram inicialmente propostos por Dy-Liacco [10], tendo posteriormente Fink e Carlsen [11] associado a este diagrama três conjuntos de equações, um diferencial e dois algébricos, de forma a modelizar o funcionamento do SEE. Estas equações definem o tipo de acções de controlo a efectuar na transição de estados do sistema.

As equações diferenciais que modelizam o funcionamento dinâmico dos componentes do sistema, são expressas matematicamente por:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \dot{\mathbf{x}} \quad (1.1)$$

onde

$\mathbf{f}$ – vector de funções não-lineares

$\mathbf{x}$ – vector de variáveis de estado

$\mathbf{u}$ – vector de variáveis de controlo

Os sistemas algébricos de equações são constituídos por igualdades associadas à produção e ao consumo e por desigualdades associadas a restrições da rede eléctrica, como por exemplo, que a tensão e a corrente não devem ultrapassar determinados valores máximos, tendo em atenção as características físicas dos componentes. As restrições de igualdade e desigualdade são dadas pelas expressões:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \mathbf{0} \quad (1.2)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \mathbf{0} \quad (1.3)$$

onde

$\mathbf{g}$ – vectores de funções não-lineares

$\mathbf{h}$ – vectores de funções não-lineares

Pode ainda ser considerado um conjunto de funções de segurança, que permite a

avaliação da robustez do sistema face a um determinado conjunto de contingências. As restrições de segurança podem ser caracterizadas matematicamente através da desigualdade:

$$\mathbf{s}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \mathbf{0} \quad (1.4)$$

onde

$\mathbf{s}$ – vector de funções não-lineares associadas às restrições de operação e de carga para uma dada contingência

Assim, quando a desigualdade (1.4) não é satisfeita, conclui-se que o sistema sairá do estado normal de operação, na eventualidade de ocorrência de uma determinada perturbação.

No diagrama de transição de estados de um SEE, as linhas a tracejado representam as transições devidas a perturbações na rede eléctrica, enquanto que as linhas a cheio referem-se às transições produzidas pelas acções de controlo. Por outro lado, I e D representam as restrições de igualdade e desigualdade respectivamente. Uma barra sobre I ou D significa que são violadas as correspondentes restrições.

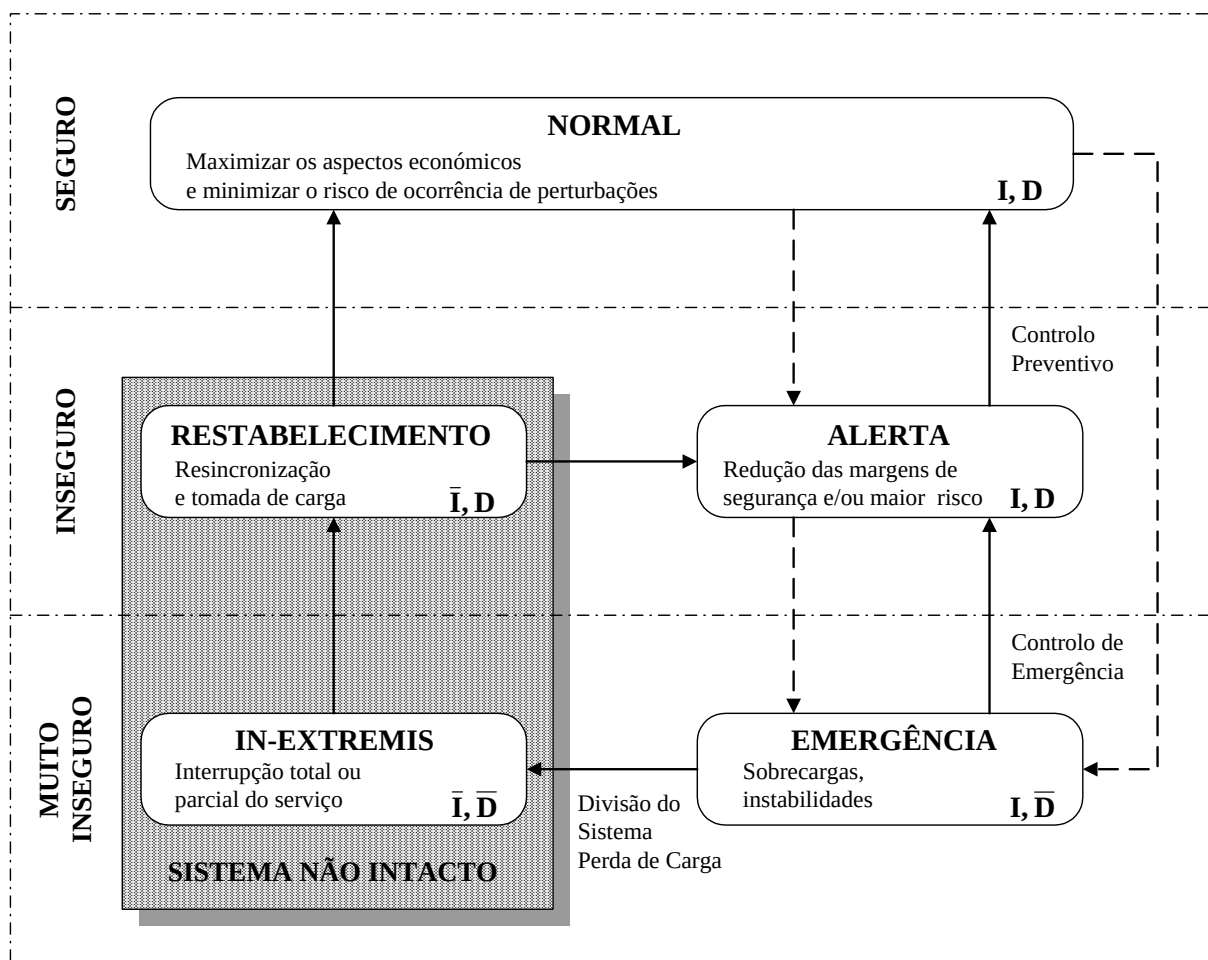


Figura 1.1 – Diagrama de transição de estados de um Sistema Eléctrico de Energia

No estado de funcionamento *normal* todas as restrições são satisfeitas, o que indica que a produção satisfaz o consumo e que nenhum equipamento está em sobrecarga. Neste estado o sistema encontra-se a funcionar dentro de uma margem de segurança pré-definida. Deve, por exemplo, ter capacidade para suportar a perda do maior grupo ou a saída de serviço da linha mais carregada. A gestão do sistema é realizada segundo um critério de minimização dos custos de exploração, a partir de uma previsão de cargas, do conhecimento das disponibilidades dos componentes do sistema e das disponibilidades energéticas. Recentemente, com a liberalização do sector eléctrico, a condução da rede é feita também com base em estratégias de mercado [12]. Embora seja uma situação pouco provável, o sistema pode transitar directamente do estado normal para o de emergência, dependendo do grau de severidade da perturbação.

Se não forem satisfeitos determinados critérios de segurança de exploração o sistema entra no estado de *alerta*, podendo em caso de ocorrência de um perturbação, evoluir para uma situação mais grave. O SEE pode permanecer neste estado se não ocorrer nenhuma das contingências que conduzem à degradação do seu funcionamento. Uma situação típica do estado de alerta surgirá se a reserva girante se encontrar num valor inferior ao considerado como seguro, devido por exemplo, ao disparo de um grupo ou a uma evolução não prevista dos consumos. Neste estado de funcionamento devem ser tomadas medidas correctivas para que o sistema volte ao estado normal. Para isso, é implementado um conjunto de acções de controlo preventivo, que poderão conduzir o SEE a um estado de operação seguro.

Se uma perturbação grave ocorrer antes de terem sido tomadas medidas correctivas, o sistema entrará no estado de *emergência*. Neste estado, determinados critérios deixaram de ser satisfeitos, correspondendo à violação de algumas restrições de desigualdade. Se determinadas acções de controlo de emergência não forem tomadas rapidamente, haverá inevitavelmente perda de alguns elementos da rede num curto intervalo de tempo. Esta situação pode, por exemplo, surgir se uma linha de transmissão entrar em sobrecarga e não existir uma redistribuição da potência que circula na mesma. Caso esta redistribuição não se verifique em tempo útil, a protecção de sobrecarga actuará e a linha será colocada fora de serviço com todas as suas consequências. Se as medidas correctivas não forem tomadas atempadamente, ou não forem efectivas, então o sistema entra no estado *in-extremis*.

No estado *in-extremis* ocorrem violações das restrições de igualdade e de desigualdade e a perda de parte do SEE será inevitável. Este estado corresponde a uma situação de colapso

total ou parcial do sistema em que este se divide, criando ilhas, e em que ocorre perda de carga. A estratégia tem agora por objectivo minimizar as consequências do incidente, sendo, nomeadamente, admissível o deslastre de cargas e a definição de áreas que se podem manter em funcionamento, isoladas do sistema. A determinação de uma política óptima de deslastre de cargas é extremamente importante, sendo uma tarefa complexa que requer um enorme esforço de cálculo.

Posteriormente, será necessário proceder ao restabelecimento do sistema o mais rapidamente possível, através de acções de reentrada em serviço de unidades e à sua resincronização. Será também necessário efectuar a resincronização das parcelas intactas, que ficaram isoladas da rede eléctrica. Do estado de *restabelecimento* o sistema passa para o estado *normal* através da reposição dos consumos eventualmente cortados ou de alerta, de acordo com as circunstâncias.

A condução de um SEE, em tempo real, requer a aquisição de dados que permitam o conhecimento dos valores das variáveis da rede eléctrica no centro de controlo. Este sistema, conhecido pela sigla SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), deve fornecer telemidas das variáveis relevantes da rede eléctrica. Para o correcto funcionamento dos centros de controlo, é fundamental a informação que lhes é transmitida sobre as medidas, estrutura topológica e alarmes em todas as instalações do sistema. Desta informação e da precisão com que é conhecido em cada instante o verdadeiro estado do sistema (topologia e valor de todas as grandezas eléctricas envolvidas), depende o sucesso das acções de controlo efectuadas sobre o SEE. No caso das redes de energia eléctrica, as informações que alimentam periodicamente a base de dados dos centros de condução, apresentam três limitações importantes:

- são incompletas, dado que nem todas as grandezas são efectivamente medidas, devido a problemas de ordem tecnológica e considerações de tipo económico associadas ao custo do equipamento;
- não são coerentes, pois as medidas recebidas no centro de condução estão inevitavelmente afectadas de ruído, isto é, por erros aleatórios introduzidos pela cadeia de medida;
- não são necessariamente fiáveis, o mau funcionamento dos aparelhos de medida e/ou transmissão de informação, poderá afectar as medidas recebidas no centro de controlo de um erro grosseiro de amplitude considerável, pelo que os valores das medidas recebidos não são totalmente credíveis.

A informação recebida no centro de controlo, embora permita algumas acções elementares, tais como, a comparação dos valores medidos para determinadas grandezas com níveis de alarme pré-definidos, inviabiliza uma correcta análise da segurança da rede eléctrica. Assim, é necessário proceder-se à estimação de estado do sistema [13].

As principais aplicações computacionais que permitem a monitorização em tempo real de um sistema de potência são as seguintes:

1. A Pré-filtragem – é constituída por um conjunto de testes de compatibilidade, realizado sobre as grandezas contínuas do sistema, com o objectivo de detectar as medidas manifestamente erradas, que são em seguida rejeitadas para não comprometer a modelização em ambiente de tempo real do SEE.
2. Processador topológico da rede eléctrica – processa as medidas discretas transmitidas pelo SCADA para determinar a configuração actual da rede.
3. Estimação de estado – o objectivo da estimação de estado é o tratamento integrado de toda a informação disponível, de modo a obter uma base de dados completa, coerente e fiável, que ficará disponível para processamento subsequente, nomeadamente como referência para a tomada de decisões relativas à condução da rede e à respectiva análise de segurança. Os dados de entrada para o estimador de estado são a configuração da rede, previamente determinada pelo processador topológico, o conjunto de telemedidas e telesinalizações pré-filtradas e os parâmetros da rede, armazenados numa base de dados estática. A estimação de estado é efectuada por um conjunto de programas computacionais que processam dados redundantes e contaminados por ruído com a finalidade de fornecer a melhor estimativa para as tensões nos barramentos do sistema. Para cumprir este objectivo, o pacote de programas de estimação de estado é composto por diversos módulos destinados a verificar se as informações contidas nas telemedidas permitem o cálculo dos estados (análise de observabilidade), detectar e identificar a possível presença de falsas medidas (processamento de erros grosseiros) e a estimação de estado propriamente dita.
4. Monitorização da segurança – a partir da condição de funcionamento actual, obtido através do estimador de estado, e tendo em consideração as restrições de carga (1.2), de operação (1.3) e de segurança (1.4), é possível identificar qual o estado de operação do sistema. Se o sistema residir num estado onde ocorreram violações das restrições referidas anteriormente, então será necessário implementar um conjunto de acções de

controlo. Porém, se se verificar que o sistema está no estado normal, a próxima tarefa a executar será a análise de segurança.

5. Análise da segurança – para se proceder à análise da segurança do sistema é necessário estabelecer previamente uma lista de contingências a simular. Nesta lista podem identificar-se dois tipos de perturbações possíveis [14]. No primeiro tipo incluem-se as contingências com maior probabilidade de ocorrência, cujas consequências para o sistema se podem traduzir fundamentalmente ao nível da violação de certos limites de exploração, como por exemplo, dos níveis de tensão e das potências máximas que podem ser transmitidas pelas linhas. No segundo tipo, devem considerar-se aquelas perturbações que, apesar de apresentarem uma baixa probabilidade de ocorrência, podem provocar situações de colapso total ou parcial da rede. A definição das contingências do segundo tipo deve ser estabelecida a partir de uma avaliação do risco de funcionamento do sistema sob condições desfavoráveis, tais como, condições atmosféricas adversas e condições de exploração anormais. A análise da segurança, para este último tipo de contingências, envolve o estudo do comportamento dinâmico do sistema, o que constitui uma tarefa complexa, quer ao nível da modelização quer no tratamento analítico e numérico que exige. Assim, a análise da segurança requer a utilização de programas computacionais com as seguintes características:
 - selecção das contingências com maior probabilidade de ocorrência, para a condição de funcionamento recém determinada pelo programa de estimação de estado;
 - modelização de sistemas externos, através de um modelo equivalente ou de um modelo explícito aproximado, de forma a representar o impacto desta rede eléctrica no SEE sob análise, no caso de ocorrer uma determinada contingência;
 - análise de contingências, com base na qual é verificado o efeito de cada contingência da lista pré-seleccionada, quer através de programas de simulação, quer através da análise de sensibilidade.
6. Controlo preventivo – as acções de controlo preventivo são implementadas no caso da análise da segurança fornecer indicadores que permitam concluir que o sistema eléctrico é inseguro, face a uma ou mais contingências da lista previamente estabelecida. As acções de controlo preventivo podem ser determinadas a partir de programas de optimização, que procuram encontrar a melhor condição de operação, satisfazendo simultaneamente, as restrições de carga, de funcionamento e de segurança. Geralmente, os factores de ordem económica são também considerados.

No esquema da figura 1.2, mostra-se como os diferentes programas computacionais descritos anteriormente interactuam.

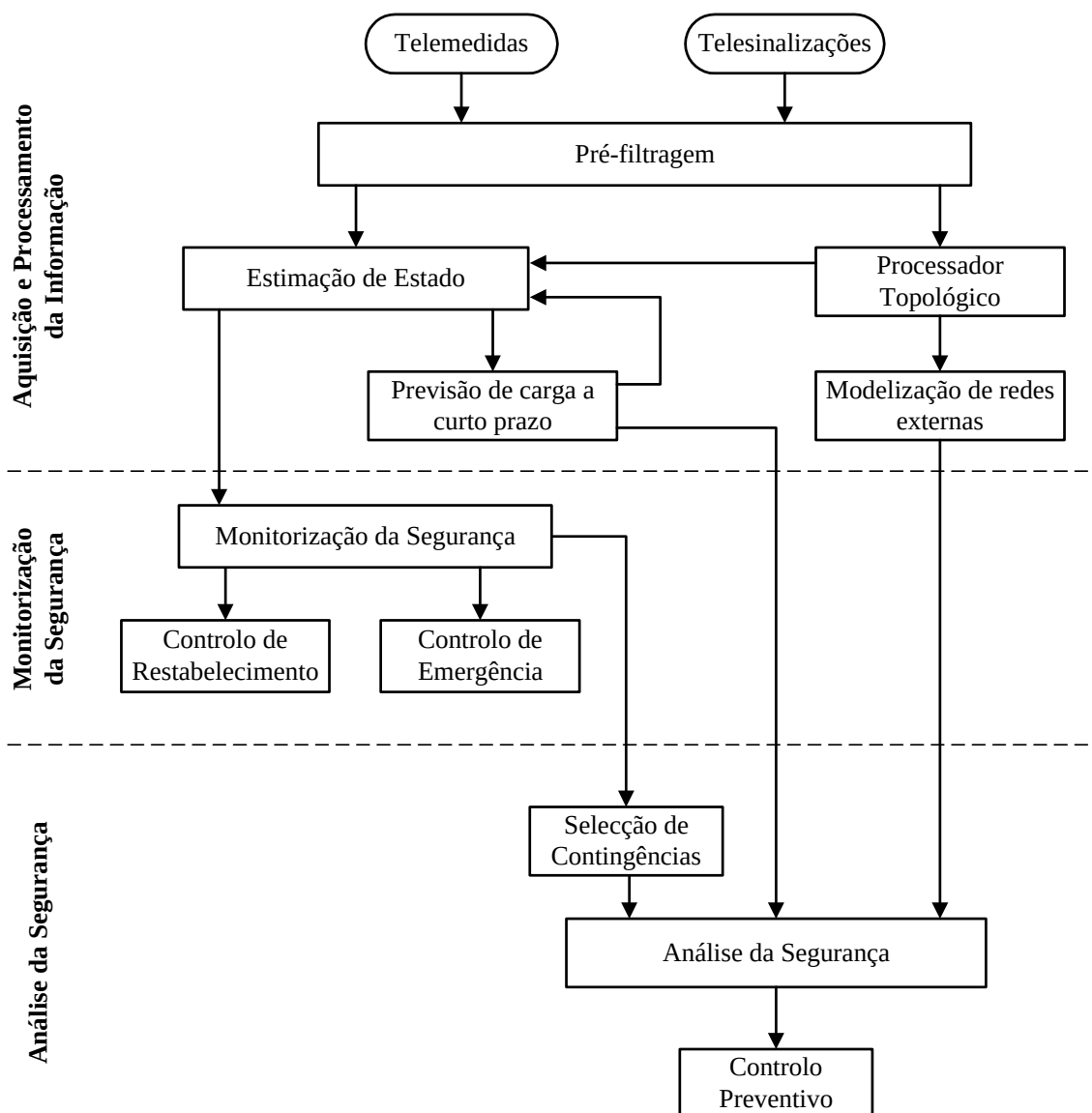


Figura 1.2 – Monitorização de um Sistema Eléctrico de Energia em tempo real

1.3 Estabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia

A segurança do sistema envolve um vasto conjunto de subproblemas, que podem ser enquadrados em dois níveis: a segurança do funcionamento em regime estacionário, associada ao comportamento da rede face à saída de serviço de alguns componentes e a segurança do funcionamento dinâmico do sistema, associada com problemas de estabilidade. Apesar de todas as precauções tomadas aquando do planeamento e concepção de um Sistema Eléctrico

de Energia, a ocorrência de algumas contingências e posterior sequência de acontecimentos pode conduzir a situações de perda total ou parcial do sistema. De entre os múltiplos eventos que podem provocar o colapso da rede, salientam-se os seguintes: o aumento súbito da carga, numa ou em várias linhas de interligação, de uma rede eléctrica às suas vizinhas; produção insuficiente de energia reactiva, podendo provocar a degradação do plano de tensão; produção deficitária de energia activa, originada pela saída de serviço de uma unidade do sistema electroprodutor, que se traduz por uma queda do valor da frequência; defeitos severos em algumas linhas ou barramentos da rede; situações de instabilidade que conduzam à perda do sincronismo. Todos estes fenómenos, directa ou indirectamente, conduzem a problemas de estabilidade na rede eléctrica.

De acordo com as características da perturbação e do intervalo de tempo considerado, é usual dividir os estudos de estabilidade em [15]: estabilidade estática, estabilidade transitória e estabilidade de longo termo.

Nos estudos de estabilidade estática é analisado o comportamento do sistema, após a ocorrência de pequenas perturbações, associadas fundamentalmente, à variação dos níveis de carga. O SEE apresenta estabilidade estática se, após a perturbação, evoluir para um ponto de funcionamento próximo do anterior. A análise deste tipo de estabilidade pode ser realizada através da linearização das equações de funcionamento do sistema em torno do ponto de operação inicial.

Os estudos de estabilidade transitória analisam o comportamento do sistema durante os primeiros segundos, após a ocorrência de grandes perturbações. O sistema considera-se transitoriamente estável para uma determinada repartição de cargas se, após a ocorrência de uma contingência importante, se mantiver em sincronismo, evoluindo para um ponto de funcionamento caracterizado por ser estacionariamente estável.

A estabilidade de longo termo estuda o comportamento dinâmico do sistema durante períodos de grande duração após a ocorrência de pequenas perturbações. Este tipo de problemas pode ser analisado quer no domínio temporal quer no domínio das frequências.

Actualmente, por razões metodológicas, o problema da análise da estabilidade de um SEE divide-se em três grandes classes conforme se mostra na figura 1.3 [16]. Esta classificação tem por base os seguintes factores: o fenómeno que caracteriza o tipo de

instabilidade e as causas físicas que conduzem à sua ocorrência. Assim, para o desenvolvimento de métodos de análise e dos respectivos algoritmos é necessária a segmentação do problema em estudo de acordo com o tipo e a amplitude da perturbação, as variáveis necessárias, as ferramentas matemáticas, o período de tempo sob análise e as acções de controlo correctivo a implementar.

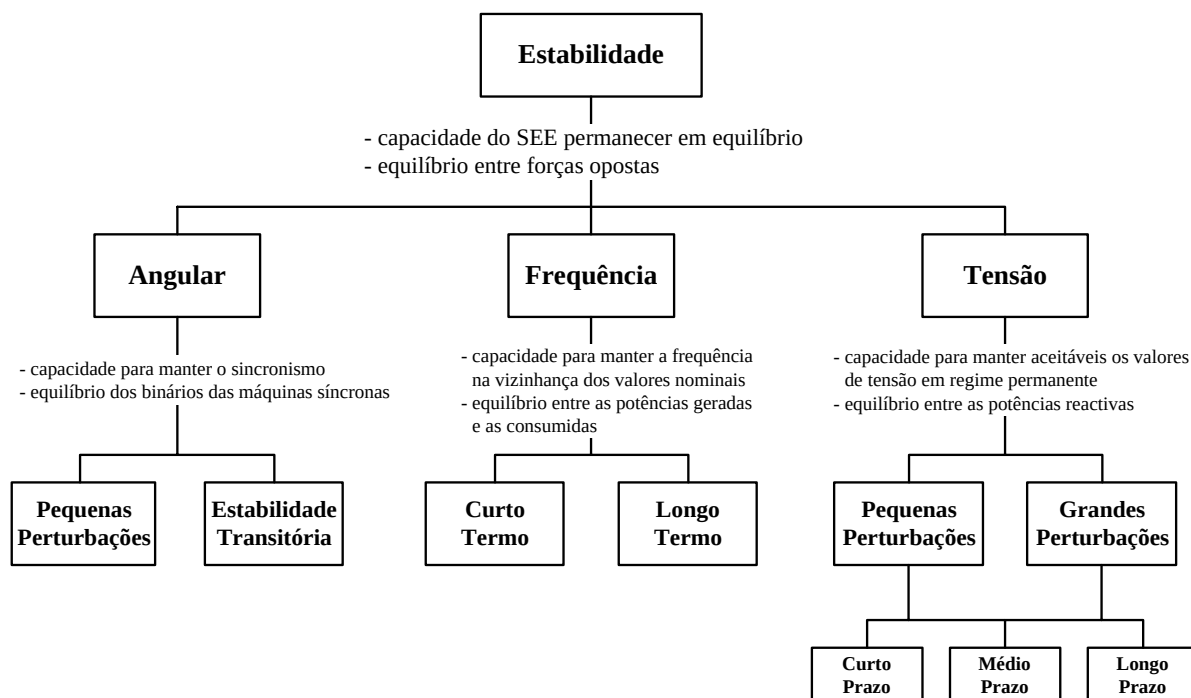


Figura 1.3 – Classificação dos diferentes tipos de estabilidade nos SEE

De entre os aspectos a considerar na monitorização da segurança dinâmica do sistema deve encontrar-se o da estabilidade transitória, dado que as perturbações mais graves que podem ocorrer resultam, em geral, deste tipo de problemas [17]. O trabalho de investigação que se descreve nesta tese foi desenvolvido nesta área.

1.4 Análise da Estabilidade Transitória em Sistemas Eléctricos de Energia

O estudo e análise da estabilidade transitória é um dos aspectos importantes a considerar na exploração e condução do sistema, pois permite conhecer o comportamento dinâmico das máquinas síncronas, após a ocorrência de uma perturbação [18]. No período transitório, o funcionamento do sistema é oscilatório. Se as oscilações forem amortecidas, o sistema é estável, caso contrário será instável.

Os estudos de estabilidade transitória consistem na análise do comportamento do sistema em face da ocorrência de grandes perturbações, como por exemplo: curto-circuitos trifásicos ou entre duas fases, eliminados por actuação dos órgãos de protecção e corte inseridos no sistema, súbita variação de carga, saída de serviço de uma linha de interligação ou perda de uma unidade importante do sistema electroprodutor. As oscilações que se verificam no sistema após a ocorrência de uma perturbação deste tipo são praticamente incontroláveis durante o primeiro segundo, podendo dar-se a perda do sincronismo, se a energia cinética adquirida durante a permanência do defeito não for absorvida pelo sistema [19]. Para o estudo e análise da estabilidade transitória existem três grandes classes de métodos [20]:

- métodos de integração numérica;
- formulações directas e híbridas;
- técnicas de aprendizagem automática.

A utilização de métodos de integração numérica no domínio do tempo, permite uma modelização bastante pormenorizada dos diferentes componentes do sistema, obtendo-se resultados muito precisos e fiáveis [21]. Necessitam porém, de um esforço cálculo considerável e consequentemente de um elevado tempo de computação, o que os torna incompatíveis com os objectivos de utilização em ambiente de tempo real [17].

Os métodos directos foram desenvolvidos com o objectivo de diminuir o esforço computacional que os métodos de simulação por integração numérica requerem, apresentando a vantagem de não necessitarem do conhecimento explícito da evolução temporal das variáveis de estado no período pós-defeito para a avaliação da estabilidade da rede eléctrica [22]. Nesta classe de métodos, as simulações no domínio tempo, confinam-se ao período de permanência do defeito no sistema. O primeiro método directo utilizado no estudo e análise do comportamento dinâmico de um SEE baseava-se nos conceitos matemáticos desenvolvidos por Lyapunov [23]. Porém, a partir deste método novas formulações foram desenvolvidas, entre as quais se destacam a função de energia transitória (*TEF*) [24], a superfície limite de energia potencial (*PEBS*) [25] e o método do ponto de equilíbrio instável de controlo (*BCU*) [26]. Foram também desenvolvidos métodos baseados em considerações energéticas, directamente ligadas com a generalização do critério das áreas iguais (*EEAC*) [27]. Apesar da sua eficiência computacional, os métodos directos são pouco robustos, em situações de operação específicas, nomeadamente quando o sistema funciona na proximidade dos seus limites [28].

Os métodos híbridos para o estudo e análise da estabilidade transitória combinam as vantagens das formulações directas com as dos algoritmos de simulação baseados na integração numérica das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema [29]. Assim, utilizam a flexibilidade de modelização dos componentes da rede eléctrica permitida pelos métodos de integração numérica, com a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pelas formulações directas [30]. Existem, essencialmente, duas formulações híbridas: uma utiliza o sistema multimáquina sem qualquer tipo de redução [31], enquanto a outra utiliza um modelo equivalente do sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita [32].

Todos os métodos referidos anteriormente são determinísticos. Recentemente, têm sido propostas aproximações probabilísticas, que usam métodos automáticos de aprendizagem real na avaliação da estabilidade transitória de um SEE em ambiente de tempo [33]. Os métodos de reconhecimento de formas (*PR*) [34], as redes neuronais (*ANN*) [35] e as árvores de decisão (*DT*) [36] são as formulações mais representativas que usam técnicas de inteligência artificial. O objectivo fundamental destas metodologias é criar uma base de conhecimentos (*KBS*), que possa ser usada em tempo real, a partir da informação extraída de um conjunto significativo de simulações efectuadas em tempo diferido. O motor de inferência associado às árvores de decisão ou às redes neuronais sintetiza a informação num conjunto de regras, ao passo que no método do reconhecimento de formas a aprendizagem é feita caso a caso para se obterem semelhanças com as situações pré-classificadas [37]. O grande interesse desta classe de métodos reside no facto de permitir a monitorização da estabilidade transitória de um sistema em tempos muito reduzidos, o que os torna candidatos para aplicações em ambiente de tempo real [38].

1.5 Objectivos e Estrutura da Tese

O estudo e a análise da estabilidade transitória possibilitam conhecer o comportamento dinâmico do Sistema Eléctrico de Energia, após a ocorrência de uma perturbação. Da solução obtida podem ser retiradas conclusões, que permitam, por exemplo, especificar os tempos de actuação das protecções e acções correctivas, de forma a evitar a perda de sincronismo das máquinas [21]. Atendendo à necessidade de reduzir drasticamente os tempos de computação e, simultaneamente, obter índices que caracterizem o comportamento dinâmico do sistema,

desenvolveu-se um método híbrido. Esta formulação utiliza um programa de simulação no domínio do tempo combinado com o critério das áreas iguais.

Em síntese, os objectivos deste trabalho foram os seguintes:

- a) Apresentar o estado da arte referente ao estudo e análise da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia;
- b) Desenvolver um novo método híbrido, que permita:
 - utilizar o modelo clássico, bem como a modelização detalhada dos componentes do sistema,
 - parar o processo de integração numérica muito antes de atingir o limite temporal inicialmente especificado, utilizando critérios objectivos,
 - avaliar a estabilidade transitória tanto em situações de primeira ou múltiplas oscilações,
 - calcular margens de estabilidade transitória,
 - determinar os limites de estabilidade (tempo crítico de eliminação do defeito e os limites de potência),
 - identificar as máquinas críticas do sistema, isto é, as máquinas que conduzem à perda do sincronismo da rede;
- c) Desenvolver uma ferramenta de ordenação e filtragem de contingências;
- d) Estabelecer uma metodologia de definição de medidas de controlo preventivo, que seja computacionalmente eficiente e que tenha em conta factores económicos;
- e) Validação do modelo estabelecido por comparação com outras formulações.

A presente dissertação encontra-se dividida em sete capítulos, apresentando no início um resumo, um *abstract* e um *sommaire* que sintetizam o alcance do trabalho. Imediatamente a seguir ao índice, apresentam-se as listas das figuras, das tabelas e de todos os símbolos e acrónimos utilizados. As referências bibliográficas e os anexos surgem no final do texto. As expressões, as figuras e as tabelas encontram-se numeradas sequencialmente, sendo o seu número de ordem precedido pelo número do capítulo a que dizem respeito. As referências bibliográficas encontram-se ordenadas pela ordem como foram mencionadas no texto.

No Capítulo 1, apresenta-se uma panorâmica geral da análise dos Sistemas Eléctricos de Energia, salientando-se o interesse do estudo e da análise da estabilidade transitória.

No Capítulo 2, descrevem-se os modelos dos diversos componentes da rede eléctrica (máquinas síncronas, linhas, transformadores e cargas) e o modelo global do sistema usados

neste trabalho. É ainda apresentada a modelização das contingências mais relevantes para o estudo da estabilidade transitória do sistema.

No Capítulo 3, descrevem-se sumariamente alguns dos métodos e técnicas de simulação usados na resolução do problema da estabilidade transitória dos Sistemas Eléctricos de Energia. Começa-se por descrever os métodos de integração numérica e as formulações directas. Posteriormente apresentam-se os métodos híbridos e as técnicas de inteligência artificial. Finalmente é efectuada uma análise comparativa das diferentes formulações apresentadas.

No Capítulo 4, é estabelecido o modelo referente ao método híbrido desenvolvido. Esta formulação híbrida para a análise da estabilidade transitória combina as vantagens dos métodos directos com as dos algoritmos baseados na integração numérica no domínio do tempo. Utiliza a flexibilidade de modelização dos componentes do sistema permitida pelos métodos integração numérica com a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pela formulação directa das áreas iguais. O método híbrido desenvolvido utiliza um modelo equivalente do sistema multimáquina, constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. Neste capítulo descreve-se ainda uma metodologia de controlo preventivo e um esquema de filtragem e ordenação de contingências, baseados no método híbrido desenvolvido.

No Capítulo 5, é feita uma descrição do TRANsySTEM, programa computacional que foi desenvolvido para o estudo da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia. Este pacote de programas é modular e utiliza os modelos da rede eléctrica e dos seus diversos componentes descritos no segundo capítulo.

O Capítulo 6, trata o problema da validação dos modelos numéricos estabelecidos, comparando os resultados produzidos pelo método híbrido desenvolvido com as soluções obtidas por outras formulações. São apresentados e analisados os resultados obtidos para as redes de teste da CIGRE, da Nova Inglaterra e do IEEE com 17 e 50 máquinas. Quando se utilizou o modelo clássico, os resultados obtidos foram comparados com as soluções produzidas pelos métodos de integração numérica, das áreas iguais generalizado e da função de energia transitória. Quando se utilizam modelos detalhados para os componentes do sistema, a comparação de resultados é efectuada com o método de integração numérica.

Apresentam-se também as soluções obtidas com o esquema de filtragem e ordenação de contingências. Por fim, são mostrados os resultados da aplicação da estratégia de controle preventivo para um conjunto de perturbações previamente definidas.

Finalmente, no Capítulo 7, são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado e sugeridas propostas para desenvolvimentos futuros, que conduzirão ao prosseguimento da investigação científica e tecnológica nesta área.

CAPÍTULO 2

MODELIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO DE ENERGIA

2.1 Considerações gerais

Para se desenvolver um pacote de programas computacionais, para o estudo da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia, é necessário estabelecer um modelo da rede, construído a partir da modelização dos seus diversos componentes [39], [40]. Neste capítulo serão estudados os modelos dos diversos componentes do sistema (máquinas síncronas, linhas, transformadores e cargas), assim como o modelo global da rede. É ainda apresentada a modelização das contingências mais relevantes para o estudo da estabilidade transitória do sistema.

No presente trabalho não serão considerados os modelos circuitais dos motores de indução [41]. Em desenvolvimentos futuros serão considerados os modelos das máquinas assíncronas, para se poder simular e analisar a estabilidade transitória em redes industriais.

2.2 Máquina Síncrona

A máquina síncrona será modelizada tendo em conta separadamente as suas componentes mecânica e eléctrica. A parte mecânica inclui a equação de oscilação, a regulação de velocidade e o comportamento da máquina primária. Na parte eléctrica é incluído o alternador e o regulador automático de tensão (AVR).

A equação de oscilação de uma determinada máquina síncrona i , pode ser representada pela equação diferencial de segunda ordem [42]:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d \delta_i}{dt} = P_{ac_i} \quad (2.1)$$

onde

M_i – coeficiente de inércia

δ_i – ângulo rotórico

t – tempo

D_i – coeficiente de amortecimento

P_{ac_i} – potência de aceleração

sendo

$$M_i = \frac{H_i}{\pi f} \quad (2.2)$$

e

$$P_{ac_i} = P_{mec_i} - P_{elec_i} \quad (2.3)$$

com

H_i – constante de inércia da máquina i

f – frequência nominal do sistema

P_{mec_i} – potência mecânica desenvolvida pela máquina i

P_{elec_i} – potência eléctrica gerada pela máquina i

A equação diferencial de segunda ordem (2.1) pode ser escrita como duas equações diferenciais de primeira ordem:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (2.4)$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{M_i} \left[(P_{mec_i} - P_{elec_i}) - D_i (\omega_i - \omega_s) \right] \quad (2.5)$$

com

ω_i – velocidade angular da máquina síncrona i

ω_s – velocidade angular síncrona

Nos estudos de estabilidade transitória despreza-se, habitualmente, o efeito dos amortecimentos mecânicos, D_i , bem como as variações dos valores das constantes de inércia, provocados pela alteração das velocidades angulares das máquinas [12].

Antes da ocorrência de qualquer contingência, considera-se que a máquina síncrona está a funcionar em regime estacionário. No caso dos geradores, a potência mecânica fornecida pela turbina é igual à potência eléctrica e a máquina opera à velocidade síncrona. As variações na potência da turbina são inteiramente dependentes das acções de controlo

iniciadas pelo controlador carga-frequência. Neste modelo o efeito do regulador de velocidade na potência mecânica é tido em consideração. Na figura 2.1 representa-se em diagrama de blocos o sistema de regulação de velocidade para cada alternador acoplado a uma máquina primária térmica. Tratando-se de turbinas hidráulicas ou de turbinas a vapor com reaquecimento devem ser usados modelos mais pormenorizados [16].

No caso de se desprezar o efeito da acção dos reguladores de velocidade das turbinas, admite-se que a sua resposta, após a ocorrência de uma perturbação, não é suficientemente rápida, assumindo-se que a potência mecânica desenvolvida será constante durante todo o período em análise [43].

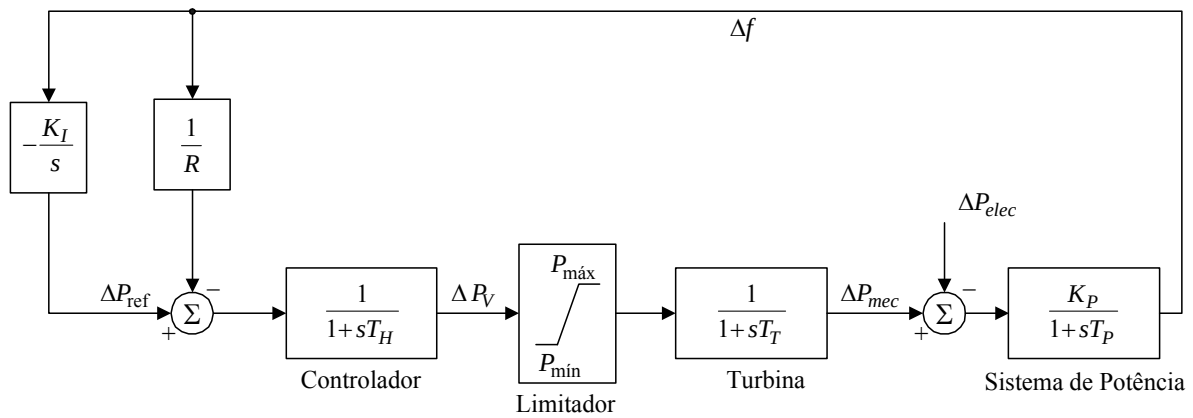


Figura 2.1 – Diagrama de blocos de um sistema de regulação de velocidade

No diagrama de blocos de um sistema de regulação de velocidade (figura 2.1), tem-se:

ΔP_{ref} – desvio face ao valor de referência da potência mecânica

K_I – ganho de controlo integral

ΔP_V – grandeza de saída do controlador

T_H – constante de tempo do controlador

R – estatismo do alternador ou regulação

ΔP_{elec} – variação da potência eléctrica gerada

ΔP_{mec} – variação da potência mecânica desenvolvida

T_T – constante de tempo da turbina

K_P – ganho do sistema de potência

T_P – constante de tempo do sistema de potência

As equações de estado que caracterizam o sistema representado na figura 2.1 são as seguintes:

$$\frac{d \Delta P_{ref}}{dt} = -\frac{K_I}{2\pi} \omega \quad (2.6)$$

$$\frac{d\Delta P_V}{dt} = \frac{1}{T_H} \left(\Delta P_{\text{ref}} - \frac{\omega}{2\pi R} - \Delta P_V \right) \quad (2.7)$$

$$\frac{d\Delta P_{mec}}{dt} = \frac{1}{T_T} (\Delta P_V - \Delta P_{mec}) \quad (2.8)$$

Para se representar electricamente a máquina síncrona, recorre-se normalmente à transformação de Park [44]. Nesta formulação, convertem-se os três enrolamentos do estator em dois enrolamentos fictícios equivalentes, representados nos eixos directo (d) e em quadratura (q), que se movem em sincronismo com o rotor, sendo todas as grandezas da máquina então referidas a estes eixos (d e q). Após a transformação, as equações diferenciais para o modelo de cinco enrolamentos (dois do estator e três do rotor) resultarão com coeficientes invariantes no tempo, ao contrário do que sucederia se tal transformação não tivesse sido efectuada. Este tipo de formulação requer a mudança de referencial entre os eixos (d, q) da máquina e os eixos (Re, Im) do sistema. As componentes dos fasores, segundo a referência da máquina, correspondem às projecções nos eixos directo e em quadratura e as componentes dos fasores segundo a referência da rede, são as projecções nos eixos real e imaginário do sistema.

Para a máquina síncrona *i*, as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico das forças electromotrices são dadas por [39]:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} [E_{fd} - (X_d - X'_d)I_d - E'_q] \quad (2.9)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} [(X_q - X'_q)I_q - E'_d] \quad (2.10)$$

onde

E_{fd} - tensão de saída do sistema de excitação

E'_d - força electromotriz correspondente ao eixo directo

E'_q - força electromotriz correspondente ao eixo em quadratura

I_d - intensidade de corrente eléctrica no estator segundo o eixo directo

I_q - intensidade de corrente eléctrica no estator segundo o eixo em quadratura

T'_{do} - constante de tempo em circuito aberto do eixo directo

T'_{qo} - constante de tempo em circuito aberto do eixo em quadratura

- X_d - reactância de eixo directo síncrona
- X'_d - reactância de eixo directo transitória
- X_q - reactância de eixo em quadratura síncrona
- X'_q - reactância de eixo em quadratura transitória

Para se estabelecer o modelo da máquina síncrona devem ser associadas às equações diferenciais (2.9) e (2.10) as seguintes equações algébricas, que traduzem as relações entre as grandezas fasoriais representadas na figura 2.2:

$$E'_q - V_q = R_a I_q + X'_d I_d \quad (2.11)$$

$$E'_d - V_d = R_a I_d - X'_q I_q \quad (2.12)$$

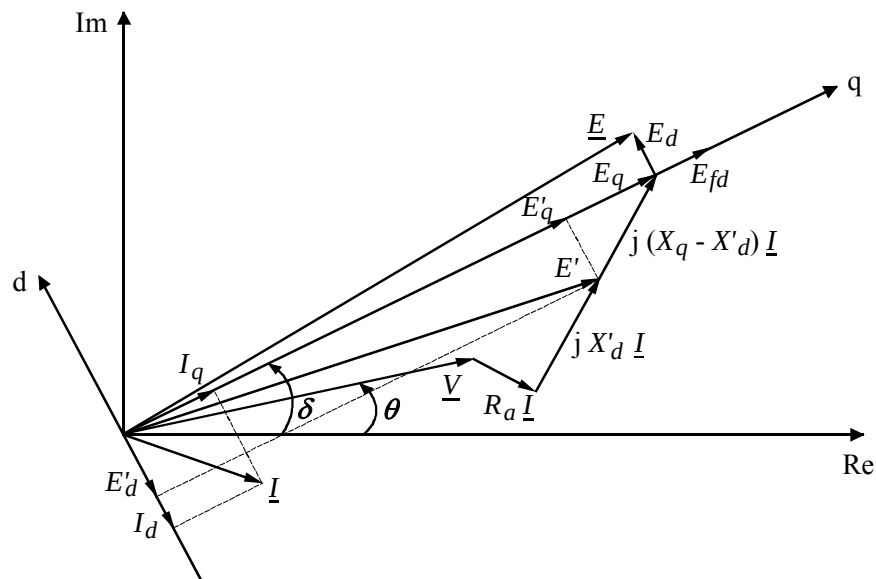


Figura 2.2 – Diagrama de fasores de uma máquina síncrona no período transitório

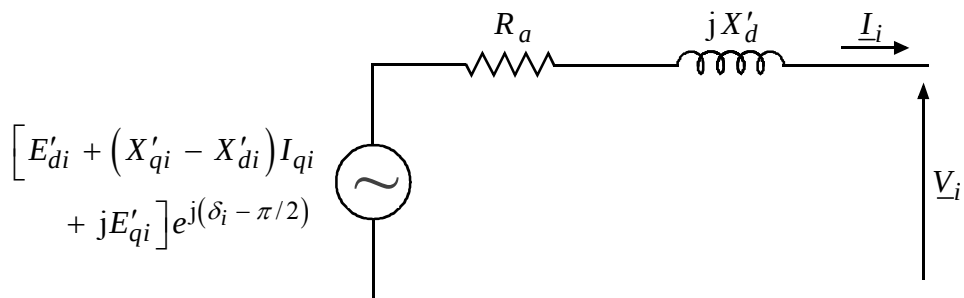


Figura 2.3 – Modelo do circuito da máquina síncrona referido aos eixos directo e em quadratura

Na figura 2.2, encontram-se representados os eixos de referência do sistema (Re, Im) e os eixos de referência da máquina síncrona (d, q). A transformação de componentes entre os dois referenciais é conseguida através das seguintes equações matriciais [45]:

$$\begin{bmatrix} F_d \\ F_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\delta & -\cos\delta \\ \cos\delta & \sin\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{Re} \\ F_{Im} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$\begin{bmatrix} F_{Re} \\ F_{Im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\delta & \cos\delta \\ -\cos\delta & \sin\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_d \\ F_q \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Nas expressões (2.13) e (2.14) F representa a intensidade de corrente eléctrica I ou a tensão V .

No caso de serem conhecidas as dimensões do gerador, bem como as características eléctricas e magnéticas dos materiais utilizados é possível usar modelos mais precisos, utilizando o método dos elementos finitos [46], [47].

Em função das características dos reguladores automáticos de tensão o IEEE recomenda três categorias distintas, baseadas no tipo de fonte de excitação [48]: sistemas de excitação DC, sistemas de excitação AC e sistemas de excitação ST. Nos sistemas de excitação DC são incluídas todas as situações que usam geradores de corrente contínua para alimentar o enrolamento rotórico.

Relativamente às representações do regulador automático de tensão, existem na literatura vários modelos função do tipo e precisão que se pretende adoptar. O modelo do regulador de tensão utilizado neste trabalho (modelo 1 do IEEE) encontra-se representado na figura 2.4.

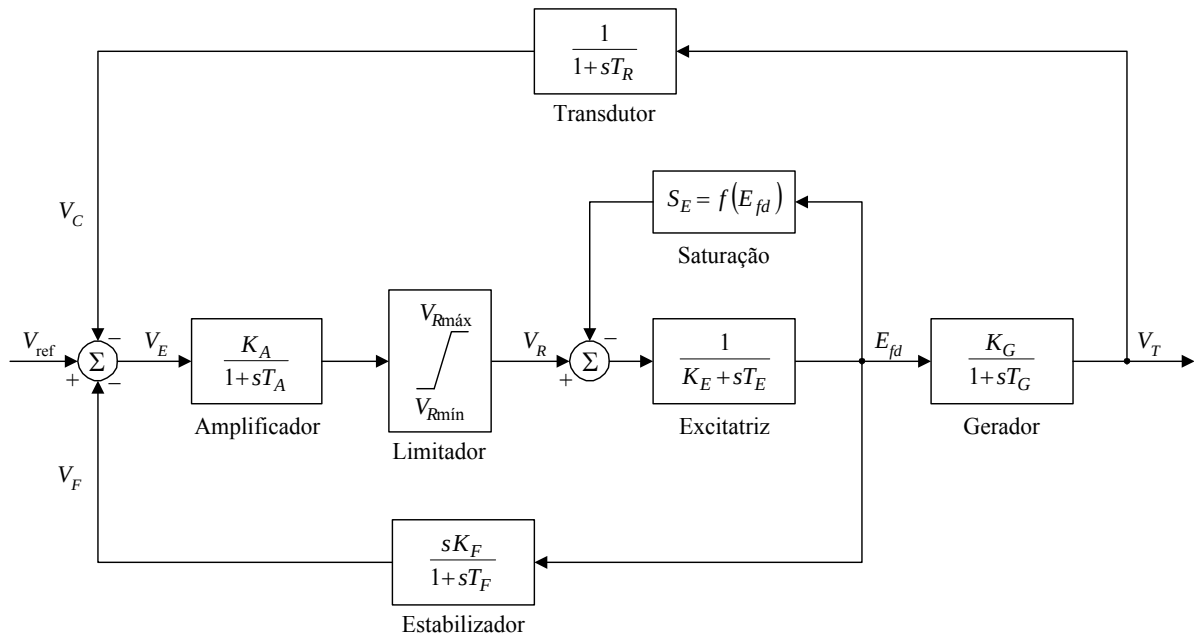


Figura 2.4 – Diagrama de blocos correspondente ao regulador automático de tensão
(modelo 1 do IEEE)

No diagrama de blocos correspondente ao regulador automático de tensão (figura 2.4), tem-se:

- T_R - constante de tempo do transdutor
- S_E - função de saturação da excitatriz
- V_T - tensão aos terminais do gerador
- V_{ref} - tensão de referência do regulador
- V_E - tensão de entrada do amplificador
- V_R - tensão de saída do amplificador
- $V_{Rmáx}$ - valor máximo de V_R
- $V_{Rmín}$ - valor mínimo de V_R
- K_A - factor de ganho do amplificador
- T_A - constante de tempo do amplificador
- K_E - factor de ganho da excitatriz
- T_E - constante de tempo da excitatriz
- K_F - factor de ganho do estabilizador
- T_F - constante de tempo do estabilizador
- K_G - factor de ganho do gerador
- T_G - constante de tempo do gerador

As equações de estado que descrevem o modelo deste regulador automático de tensão são as seguintes:

$$\frac{dV_C}{dt} = \frac{1}{T_R}(V_T - V_C) \quad (2.15)$$

$$\frac{dV_F}{dt} = \frac{1}{T_F} \left(K_F \frac{dE_{fd}}{dt} - V_F \right) \quad (2.16)$$

$$\frac{dV_R}{dt} = \frac{1}{T_A} (K_A V_E - V_R) \quad (2.17)$$

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_E} [V_R - (S_E + K_E)E_{fd}] \quad (2.18)$$

$$V_E = V_{ref} - V_C - V_F \quad (2.19)$$

Para considerar o efeito da saturação magnética da excitatriz pode utilizar-se a expressão:

$$S_E = A e^{B E_{fd}} \quad (2.20)$$

sendo

A, B - parâmetros da função que traduz o efeito da saturação magnética da excitatriz

Para se garantir que o valor de V_R não ultrapasse os limites estabelecidos, a relação entre $V_{Rmáx}$ e $E_{fdmáx}$ deve satisfazer a igualdade:

$$V_{Rmáx} = (K_E + S_{Emáx}) E_{fdmáx} \quad (2.21)$$

A modelização do motor e do compensador síncrono é estabelecida a partir das equações apresentadas anteriormente, ajustadas com base no respectivo funcionamento.

Nos estudos de estabilidade transitória utiliza-se, habitualmente, uma modelização simplificada para os alternadores, designada na literatura da especialidade por modelo clássico. Neste modelo a máquina síncrona é electricamente representada por uma força electromotriz em série com uma impedância transitória (figura 2.5) [45]. A força electromotriz, cujo módulo é considerado constante, é obtida a partir das condições de pré-defeito do sistema:

$$\underline{E}'_i = \underline{V}_i + R_a \underline{I}_i + jX'_d \underline{I}_i \quad (2.22)$$

onde

$\underline{E}'_i$ - força electromotriz da máquina i

$\underline{V}_i$ - tensão nos terminais da máquina i

R_a - resistência do enrolamento do estator

X'_d - reactância transitória do enrolamento do estator de eixo directo

$\underline{I}_i$ - intensidade de corrente eléctrica fornecida pela máquina i

As grandezas de $\underline{V}_i$ e de $\underline{I}_i$ são calculadas com base nos valores obtidos através de um estudo de trânsito de potências (Anexo I), para uma dada configuração topológica da rede.

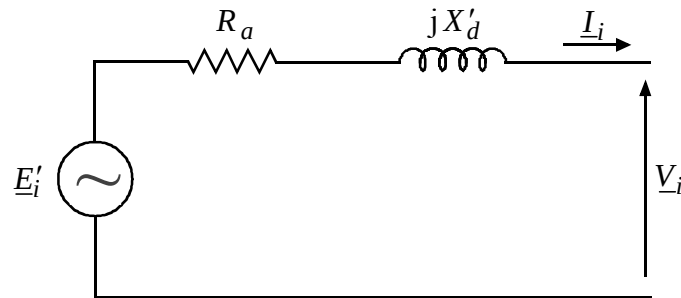


Figura 2.5 – Esquema equivalente da máquina síncrona

Este modelo, embora não tendo em conta os efeitos de saliência dos pólos, a saturação dos circuitos magnéticos do rotor e do estator, nem as características dinâmicas do sistema de excitação da máquina, é suficientemente preciso, se o período de tempo de análise da estabilidade transitória do sistema for inferior a 2 segundos [18].

Uma central eléctrica convencional possui um certo número de unidades geradoras idênticas. Em estudos de estabilidade transitória, é usual recorrer a modelos das centrais eléctricas, ditos agregados, cada um deles constituído por uma unidade geradora equivalente com potência nominal igual à soma das potências unitárias de cada uma das máquinas síncronas.

As características da máquina equivalente i são definidas da seguinte forma:

- i) constante de inércia equivalente M_i

$$M_i = \sum_{j=1}^{n_i} M_{ij}$$

sendo

M_{ij} - coeficiente de inércia de cada grupo em serviço no barramento i

- ii) a reactância transitória equivalente X'_i é calculada pelo paralelo das reactâncias de cada uma das máquinas, isto é:

$$X'_i = \left(\sum_{j=1}^{n_i} \frac{1}{x'_{ij}} \right)^{-1}$$

onde

x'_{ij} - reactância do grupo j em serviço no barramento i

2.3 Linhas

Nos estudos dos Sistemas Eléctricos de Energia, em que a frequência se mantém praticamente constante, as linhas aéreas ou os cabos subterrâneos, podem ser modelizados através de esquemas com parâmetros concentrados [49]. Normalmente prefere-se o modelo em π (figura 2.6), visto que o esquema em T introduz um nó adicional na rede.

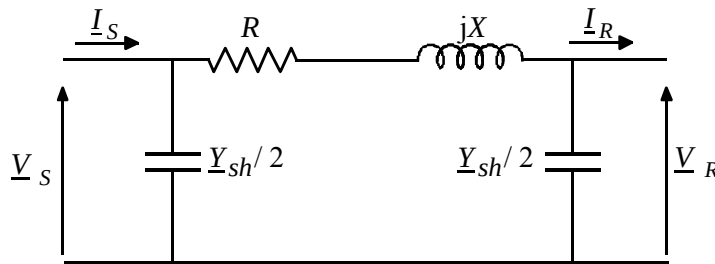


Figura 2.6 – Esquema equivalente em π de uma linha

No esquema equivalente de uma linha tem-se:

$\underline{V}_S$ - tensão na emissão

$\underline{I}_S$ - intensidade de corrente eléctrica na emissão

$\underline{V}_R$ - tensão na recepção

$\underline{I}_R$ - intensidade de corrente eléctrica na recepção

R - resistência série do condutor

X - reactância série do condutor

$\underline{Y}_{sh}$ - admitância transversal da linha

O valor da impedância série da linha é dado por:

$$\underline{Z}_S = R + jX \quad (2.23)$$

2.4 Transformadores

Os transformadores mais utilizados nos Sistemas Eléctricos de Energia são os transformadores com dois enrolamentos por fase, transformadores com enrolamento terciário e transformadores com tomadas de regulação [18], [41]. Não serão analisados em separado os auto-transformadores trifásicos, visto que o seu esquema equivalente é idêntico ao modelo simplificado dos transformadores com dois enrolamentos por fase.

2.4.1 Transformadores com dois enrolamentos por fase

Num regime de funcionamento equilibrado, um transformador trifásico, com dois enrolamentos por fase, pode ser representado pelo circuito equivalente representado na figura 2.7.

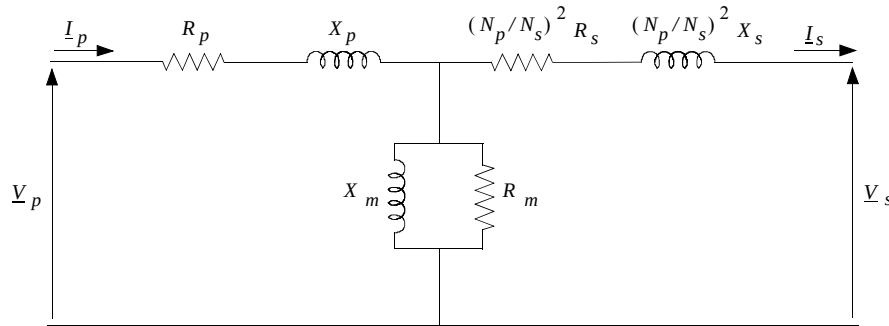


Figura 2.7 – Esquema equivalente de um transformador com dois enrolamentos por fase

No esquema equivalente de um transformador com dois enrolamentos por fase:

$\underline{V}_p$ – tensão no enrolamento primário

$\underline{I}_p$ – intensidade de corrente eléctrica no enrolamento primário

$\underline{V}_s$ – tensão no enrolamento secundário

$\underline{I}_s$ – intensidade de corrente eléctrica no enrolamento secundário

N_p – número de espiras do enrolamento primário

N_s – número de espiras do enrolamento secundário

R_m – resistência de magnetização

X_m – reactância de magnetização

Normalmente a intensidade da corrente de magnetização é bastante pequena, pelo que o esquema apresentado anteriormente pode ser simplificado (figura 2.8).

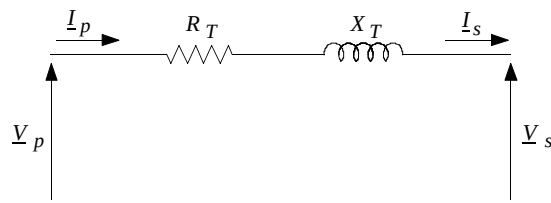


Figura 2.8 – Esquema equivalente simplificado de um transformador

No esquema equivalente simplificado de um transformador:

$$R_T = R_p + \left(\frac{N_p}{N_s} \right)^2 R_s \quad (2.24)$$

$$X_T = X_p + \left(\frac{N_p}{N_s} \right)^2 X_s \quad (2.25)$$

2.4.2 Transformadores com enrolamento terciário

Sempre que se pretende interligar três redes com tensões diferentes é comum utilizarem-se transformadores com três enrolamentos por fase. O enrolamento terciário permite ainda ligar um banco de condensadores para controlar a potência reactiva (correção do factor de potência e/ou regulação da tensão) ou evitar a propagação do terceiro harmónico (enrolamentos do terciário ligados em triângulo). Na figura 2.9 mostra-se o circuito equivalente de um transformador com enrolamento terciário.

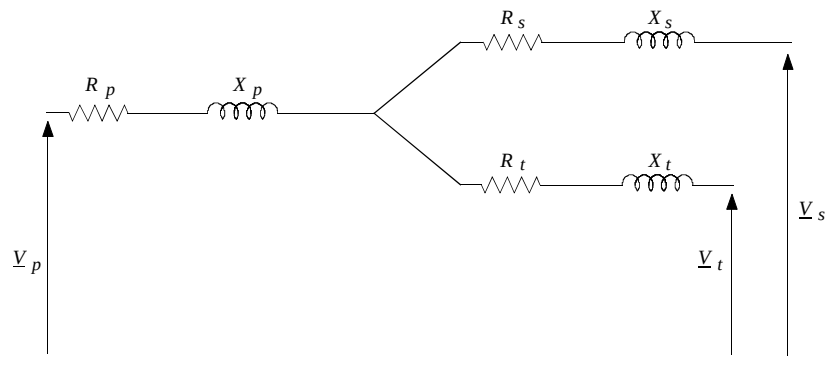


Figura 2.9 – Circuito equivalente de um transformador com três enrolamentos por fase

Os parâmetros do circuito equivalente são:

$$\underline{Z}_p = R_p + jX_p \quad (2.26)$$

$$\underline{Z}_s = R_s + jX_s \quad (2.27)$$

$$\underline{Z}_t = R_t + jX_t \quad (2.28)$$

onde

$\underline{Z}_p$ - impedância equivalente do primário

$\underline{Z}_s$ - impedância equivalente do secundário

$\underline{Z}_t$ - impedância equivalente do terciário

As grandezas R_p , R_s , R_t , X_p , X_s e X_t representam, respectivamente, as resistências e as reactâncias dos enrolamentos correspondentes. Os valores destas impedâncias equivalentes são obtidos através de ensaios de curto-circuito:

$$\underline{Z}_p = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{ps} + \underline{Z}_{pt} - \underline{Z}_{st}) \quad (2.29)$$

$$\underline{Z}_s = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{ps} + \underline{Z}_{st} - \underline{Z}_{pt}) \quad (2.30)$$

$$\underline{Z}_t = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{pt} + \underline{Z}_{st} - \underline{Z}_{ps}) \quad (2.31)$$

sendo

$\underline{Z}_{ps}$ - impedância de fugas medida no primário com o secundário em curto-circuito e o enrolamento terciário aberto

$\underline{Z}_{pt}$ - impedância de fugas medida no primário com o terciário em curto-circuito e o enrolamento secundário aberto

$\underline{Z}_{st}$ - impedância de fugas medida no secundário com o terciário em curto-circuito e o enrolamento primário aberto

2.4.3 Transformadores com tomadas

A variação dinâmica das cargas, bem como a mudança da topologia da rede, conduzem normalmente a alterações dos valores das tensões nos diferentes barramentos do sistema. Para se corrigirem as perturbações das tensões, mantendo-as dentro de limites aceitáveis, usam-se normalmente transformadores com tomadas.

As tomadas encontram-se geralmente no lado da alta tensão do transformador, visto que as intensidades das correntes são menores e, atendendo à ligação do neutro à terra, os custos de isolamento são consideravelmente mais baixos [41]. Os transformadores com tomadas podem ser de dois tipos:

- a) transformadores com tomadas de regulação em vazio;
- b) transformadores com tomadas com regulação automática em carga.

A razão de transformação relativa às tomadas pode ser real ou complexa. Neste último caso, diz-se que o transformador possui regulação de fase, visto que as tensões entre os enrolamentos do primário e do secundário diferem não só em amplitude, mas também, em argumento. Conforme se mostra na figura 2.10, um transformador com tomadas de regulação

em vazio pode ser representado através de um transformador ideal em série com a sua admitância nominal.

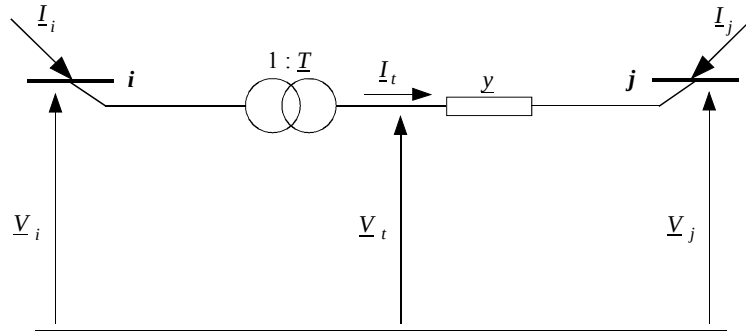


Figura 2.10 – Representação de um transformador com tomadas de regulação em vazio

No esquema equivalente de um transformador com tomadas de regulação em vazio, representado na figura 2.10, tem-se:

$\underline{I}_i$ - intensidade de corrente eléctrica injectada no nó i

$\underline{V}_i$ - tensão no primário do transformador

$\underline{T}$ - razão de transformação complexa

$\underline{I}_t$ - intensidade de corrente eléctrica no ramo ij

$\underline{V}_t$ - tensão no secundário do transformador ideal

$\underline{y}$ - admitância de fugas do transformador

$\underline{I}_j$ - intensidade de corrente eléctrica injectada no nó j

$\underline{V}_j$ - tensão no secundário do transformador

A razão de transformação $\underline{T}$ é considerada complexa e variável de acordo com a tomada de regulação seleccionada.

$$\underline{T} = t_a + jq_a \quad (2.32)$$

Da análise do esquema representado na figura 2.10 podem-se obter as seguintes relações:

$$\underline{V}_i = \underline{T}^{-1} \underline{V}_t \quad (2.33)$$

$$\underline{I}_t^* = \underline{T}^{-1} \underline{I}_i^* \quad (2.34)$$

$$\underline{I}_t = -\underline{I}_j \quad (2.35)$$

donde

$$\underline{I}_i = \underline{T}^* \underline{I}_t \quad (2.36)$$

e

$$\underline{I}_j = \underline{y}(\underline{V}_j - \underline{V}_t) \quad (2.37)$$

ou de outra forma

$$\underline{I}_i = \underline{T}^* \underline{y}(\underline{T} \underline{V}_i - \underline{V}_j) \quad (2.38)$$

$$\underline{I}_j = \underline{y}(\underline{V}_j - \underline{T} \underline{V}_i) \quad (2.39)$$

As duas últimas equações podem ser escritas na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_i \\ \underline{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (t_a^2 + q_a^2) \underline{y} & -(t_a - j q_a) \underline{y} \\ -(t_a - j q_a) \underline{y} & \underline{y} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \underline{V}_i \\ \underline{V}_j \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Quando $q_a = 0$, tem-se um transformador com razão de transformação real, como é o caso dos transformadores de tomadas de regulação em vazio. Neste caso a equação (2.40) pode ser escrita como:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_i \\ \underline{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t_a^2 \underline{y} & -t_a \underline{y} \\ -t_a \underline{y} & \underline{y} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \underline{V}_i \\ \underline{V}_j \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

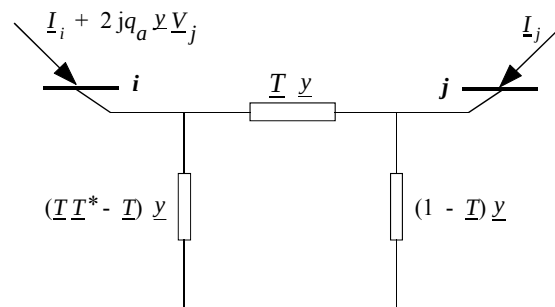


Figura 2.11 – Esquema equivalente de um transformador com regulação de fase

Os transformadores com regulação de fase são, relativamente, pouco utilizados nos Sistemas Eléctricos de Energia, pelo que não foram considerados no desenvolvimento dos programas computacionais do trânsito de potências, nem no de estabilidade transitória.

2.5 Cargas

Para se modelizar, com precisão aceitável, a enorme variedade de dispositivos eléctricos, utilizados pelos consumidores, é comum definirem-se diferentes tipos de cargas [39], [50], [51]. As expressões seguintes traduzem, de uma forma genérica, o comportamento de uma carga ligada a um barramento i em função da tensão.

$$P_{L_i} = P_{L_{io}} \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^{n_{pi}} \quad (2.42)$$

$$Q_{L_i} = Q_{L_{io}} \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^{n_{qi}} \quad (2.43)$$

onde

$\underline{P}_{L_i}$ - potência activa da carga ligada ao barramento i

$\underline{P}_{L_{io}}$ - valor inicial da potência activa da carga ligada ao barramento i

V_i - módulo da tensão no barramento i

V_{io} - valor inicial do módulo da tensão no barramento i

$\underline{Q}_{L_i}$ - potência reactiva da carga ligada ao barramento i

$\underline{Q}_{L_{io}}$ - valor inicial da potência reactiva da carga ligada ao barramento i

n_{pi} - parâmetro da carga, associado à potência activa, relativo à tensão

n_{qi} - parâmetro da carga, associado à potência reactiva, relativo à tensão

Os valores iniciais são os resultados obtidos pelo estudo do trânsito de potências que precede a análise da estabilidade transitória. Os parâmetros que traduzem a dependência da tensão (n_{pi} e n_{qi}) conduzem a três tipos de modelos para as cargas comumente utilizados, conforme os valores que assumem: potência constante ($n_p = n_q = 0$), corrente constante ($n_p = n_q = 1$) e impedância constante ($n_p = n_q = 2$). A representação das cargas através de um modelo polinomial permite combinar as características anteriormente referidas:

$$P_{L_i} = P_{L_{io}} \left[p_1 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right) + p_3 \right] \quad (2.44)$$

$$Q_{L_i} = Q_{L_{io}} \left[q_1 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right) + q_3 \right] \quad (2.45)$$

Os coeficientes p e q representam a proporção em que cada um dos três modelos contribui para a função polinomial.

Quando se pretende representar a dependência da carga em relação à frequência utilizam-se as expressões anteriores afectadas por um factor, conforme se mostra seguidamente.

$$P_{L_i} = P_{L_{io}} \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^{n_{pi}} (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.46)$$

$$Q_{L_i} = Q_{L_{io}} \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^{n_{qi}} (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.47)$$

$$P_{L_i} = P_{L_{io}} \left[p_1 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right) + p_3 \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.48)$$

$$Q_{L_i} = Q_{L_{io}} \left[q_1 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V_i}{V_{io}} \right) + q_3 \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.49)$$

onde

Δf – desvio da frequência em relação à frequência nominal do sistema

K_{pf} – parâmetro da carga, associado à potência activa, relativo à frequência

K_{qf} – parâmetro da carga, associado à potência reactiva, relativo à frequência

Os valores recomendados para os parâmetros assumidos nos modelos descritos anteriormente encontram-se especificados na publicação do IEEE [51].

A obtenção de um esquema equivalente das diferentes cargas, que permita descrever o seu comportamento dinâmico, é uma tarefa complexa. Por isso, é comum, recorrer-se a modelos simples, em que as cargas são representadas por uma admitância constante:

$$\underline{Y}_{L_i} = G_{L_i} + j B_{L_i} = \frac{P_{L_i} - j Q_{L_i}}{V_i^2} \quad (2.50)$$

com

$\underline{Y}_{L_i}$ – admitância da carga ligada ao barramento i

G_{L_i} – condutância referente à carga ligada ao barramento i

B_{L_i} – susceptância referente à carga ligada ao barramento i

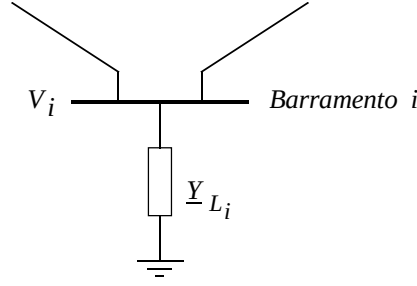


Figura 2.12 – Representação de uma carga ligada ao barramento i

Este modelo não tem em conta as variações da frequência na rede nem as perturbações da tensão aos terminais da carga. No entanto, esta representação é suficientemente precisa durante o período de defeito, visto que a influência da redução da tensão na potência absorvida é muito superior ao efeito da variação da frequência [52]. No período pós-defeito esta modelização é menos precisa, pois a influência da variação da frequência na potência absorvida não pode ser desprezada face à influência das oscilações de tensão.

2.6 Modelo global do sistema

2.6.1 Modelo completo

Para se estabelecer o modelo global do sistema é necessário associar as equações que traduzem o comportamento dinâmico das máquinas síncronas ao modelo da rede eléctrica, representado por equações algébricas [45]. Para a máquina síncrona i , manipulando matematicamente o sistema de equações diferenciais e algébricas, poder-se-á representar o modelo pretendido através das seguintes equações matriciais:

$$\begin{bmatrix} \dot{E}'_{qi} \\ \dot{E}'_{di} \\ \dot{\delta}_i \\ \dot{\omega}_i \\ \dot{E}_{fdi} \\ \dot{V}_{Fi} \\ \dot{V}_{Ri} \\ \dot{P}_{Vi} \\ \dot{P}_{meci} \end{bmatrix} = [A_i] \begin{bmatrix} E'_{qi} \\ E'_{di} \\ \delta_i \\ \omega_i \\ E_{fdi} \\ V_{Fi} \\ V_{Ri} \\ P_{Vi} \\ P_{meci} \end{bmatrix} + [B_i] + [C_i][u_i] \quad (2.51)$$

$$[A_i] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T'_{doi}} & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T'_{doi}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T'_{qoi}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{D_i}{M_i} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{Ei}}{T_{Ei}} & 0 & \frac{1}{T_{Ei}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}^2} & -\frac{1}{T_{Fi}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{Ai}K_{Fi}}{T_{Ai}T_{Fi}} & \frac{K_{Ai}}{T_{Ai}} & -\frac{1}{T_{Ai}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{2\pi T_{Hi} R} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{Hi}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_{Ti}} & -\frac{1}{T_{Ti}} \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

$$[B_i] = \begin{bmatrix} -\frac{(X_{di} - X'_{di})I_{di}}{T'_{doi}} \\ \frac{(X_{qi} - X'_{qi})I_{qi}}{T'_{qoi}} \\ 0 \\ -\frac{1}{M_i} \left[(E'_{di} I_{di} + E'_{qi} I_{qi}) + (X'_{qi} - X'_{di}) I_{di} I_{qi} \right] \\ -\frac{S_{Ei}(E_{fdi})}{T_{Ei}} E_{fdi} \\ 0 \\ -\frac{K_{Ai}}{T_{Ai}} V_i \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

$$[C_i] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{M_i} & \frac{1}{M_i} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{K_{Ai}}{T_{Ai}} \end{bmatrix} \quad [u_i] = \begin{bmatrix} \omega_s \\ P_{meci} \\ V_{refi} \end{bmatrix} \quad (2.54)$$

As equações algébricas do estator são dadas por:

$$\begin{bmatrix} E'_{di} - V_{di} \\ E'_{qi} - V_{qi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{ai} & -X'_{qi} \\ X'_{di} & R_{ai} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{di} \\ I_{qi} \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

Para a rede de transmissão as relações entre as tensões e as intensidades de corrente eléctrica são definidas pela equação matricial:

$$[\mathbf{I}] = [\mathbf{Y}][\mathbf{V}] \quad (2.56)$$

com

$[\mathbf{I}]$ - vector das intensidades da corrente eléctrica

$[\mathbf{Y}]$ - matriz de admitâncias nodais

$[\mathbf{V}]$ - vector das tensões do sistema

Os valores iniciais das tensões e das intensidades de correntes são obtidos através de um estudo prévio de trânsito de potências. Para se resolver a equação matricial (2.41) é necessário conhecer as condições iniciais, que são obtidas igualando a zero a respectiva expressão.

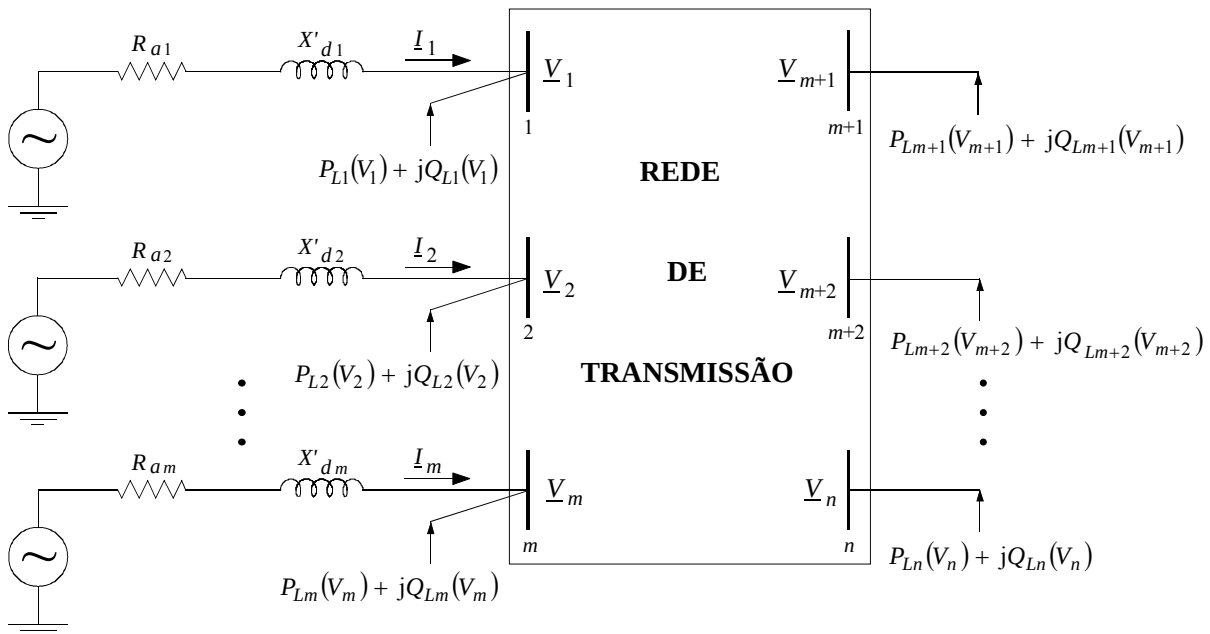


Figura 2.13 – Interligação do circuito das máquinas síncronas com a rede eléctrica

Neste modelo não foi tido em conta a reactância subtransitória nem o efeito da saturação dos circuitos magnéticos da máquina síncrona. Foi ainda desprezada a acção do controlador de velocidade das turbinas.

2.6.2 Modelo clássico

No caso de se pretender apenas estudar a estabilidade transitória referente à primeira oscilação, o modelo clássico é suficientemente preciso, visto que o período de tempo em análise é normalmente igual ou inferior a 2 segundos [40]. A máquina síncrona é representada pelo seu modelo mais simples e as cargas são modelizadas como admitâncias constantes. Para se estabelecer o modelo global do sistema reduzido aos nós internos de produção é necessário introduzir barramentos fictícios, a fim de serem consideradas as impedâncias transitórias das máquinas síncronas [17], [53]. A admitância transitória, correspondente a cada ramo criado entre um barramento produtor e o respectivo nó fictício, é dada pela expressão:

$$\underline{y}_i = \frac{1}{R_a + jX'_i} \quad (2.57)$$

Na figura 2.14, é representado o Sistema Eléctrico de Energia tendo em conta as simplificações introduzidas nos modelos anteriormente definidos.

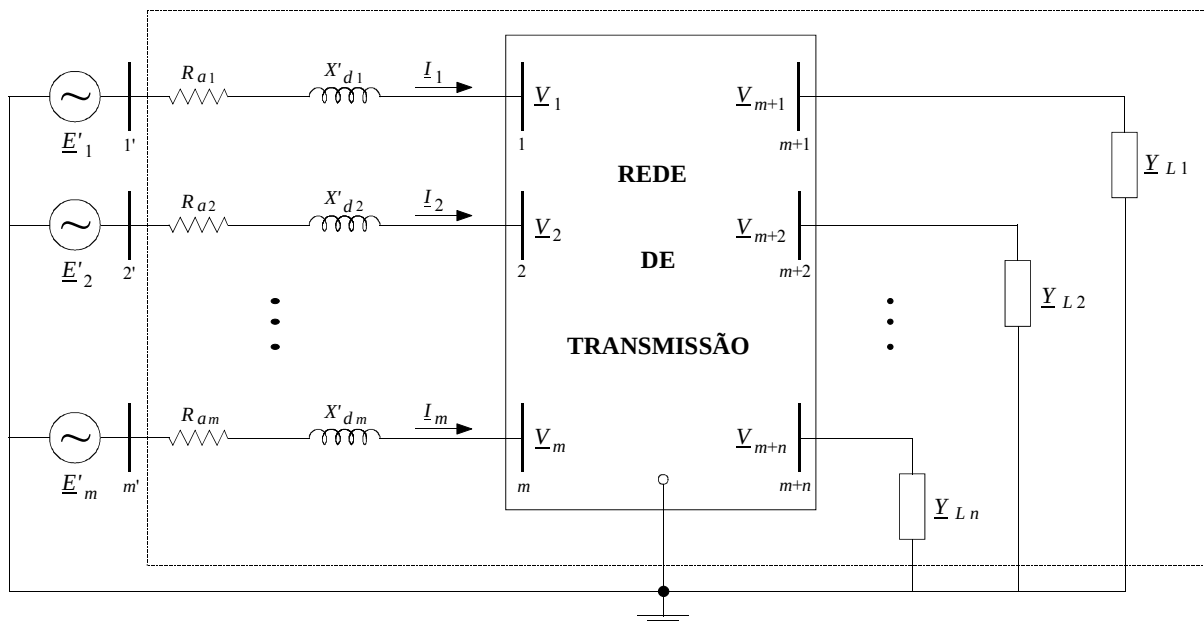


Figura 2.14 – Representação esquemática do Sistema Eléctrico de Energia

Para se determinar a potência eléctrica fornecida por cada máquina pode efectuar-se uma redução do sistema. Esta manipulação matemática permite diminuir a ordem das matrizes, ficando o sistema apenas referido aos nós internos das máquinas síncronas. Esta absorção de nós é feita eliminando-se os elementos do sistema que se encontram dentro do rectângulo definido pelo contorno a tracejado.

Na representação esquemática do Sistema Eléctrico de Energia (figura 2.14):

m - número de barramentos produtores

n - número de barramentos

$\underline{E}_i$ - forças electromotrizes desenvolvidas pelos geradores ($i = 1, 2, \dots, m$)

R_{ai} - resistência do enrolamento do estator ($i = 1, 2, \dots, m$)

X'_{di} - reactância transitória de eixo directo ($i = 1, 2, \dots, m$)

I_i - intensidade de corrente eléctrica no enrolamento do estator ($i = 1, 2, \dots, m$)

$\underline{V}_i$ - tensão aos terminais do alternador ($i = 1, 2, \dots, m$)

$\underline{V}_j$ - tensão aos terminais do barramento de consumo ($j = m+1, \dots, m+n$)

$\underline{Y}_{Lj}$ - admitância da carga ($j = 1, \dots, n$)

Considerando o sistema representado na figura 2.14, as relações entre as tensões e as intensidades de corrente eléctrica são definidas pela equação matricial:

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_g \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}'} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}} \\ \underline{\mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

sendo

$$\underline{\mathbf{I}}_g = \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_m \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

$\underline{\mathbf{I}}_g$ - vector das intensidades da corrente eléctrica gerada ($m \times 1$)

$$\underline{\mathbf{Y}'} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_A & \underline{\mathbf{Y}}_B \\ \underline{\mathbf{Y}}_C & \underline{\mathbf{Y}}_D \end{bmatrix} \begin{matrix} m & m+n \\ m & m+n \end{matrix} \quad (2.60)$$

$\underline{\mathbf{Y}'}$ - matriz de admitâncias nodais

$$\underline{\mathbf{E}} = \begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_m \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

$\underline{\mathbf{E}}$ - vector das forças electromotrizes desenvolvidas pelos geradores ($m \times 1$)

$$[\underline{\mathbf{V}}] = -[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{D}}]^{-1}[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{C}}][\underline{\mathbf{E}}] \quad (2.67)$$

Por outro lado, considerando novamente a equação (2.48)

$$[\underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{g}}] = [\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{A}}][\underline{\mathbf{E}}] + [\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{B}}][\underline{\mathbf{V}}] \quad (2.68)$$

e substituindo-se a equação (2.67) na (2.68), obtém-se a expressão matricial:

$$[\underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{g}}] = \left\{ [\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{A}}] - [\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{B}}][\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{D}}]^{-1}[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{C}}] \right\} [\underline{\mathbf{E}}] = [\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{Red}}][\underline{\mathbf{E}}] \quad (2.69)$$

onde

$$[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{Red}}] = [\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{A}}] - [\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{B}}][\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{D}}]^{-1}[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{C}}] \quad (2.70)$$

sendo

$[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{Red}}]$ - matriz de admitâncias de transferência reduzida

Finalmente, após as manipulações matemáticas anteriormente descritas, o sistema poderá ser representado pelo esquema da figura 2.15.

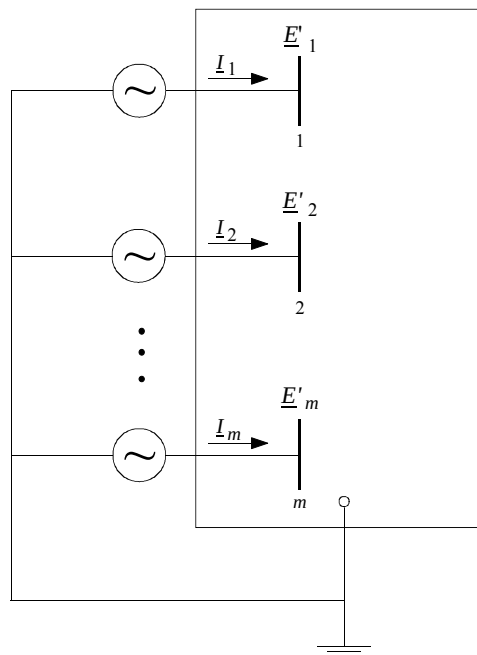


Figura 2.15 – Sistema reduzido aos nós internos das máquinas síncronas

A redução da ordem da equação matricial aos nós internos dos alternadores, embora retire significado físico aos termos da matriz das admitâncias de transferência $[\underline{\mathbf{Y}}_{\text{Red}}]$, permite obter expressões analíticas simples para o cálculo da potência eléctrica produzida. Assim, a partir da equação matricial (2.69) determina-se facilmente o valor da potência activa produzida pela máquina síncrona i :

$$P_{e_i} = \text{Re} \left\{ \underline{E} \underline{I}_{gi}^* \right\} \quad (2.71)$$

Manipulando algebricamente a expressão (2.71), obtém-se:

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m E_i E_j \left[G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right] \quad (2.72)$$

ou ainda

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m \left(C_{ij} \sin \delta_{ij} + D_{ij} \cos \delta_{ij} \right) \quad (2.73)$$

onde

E_i - módulo da força electromotriz do alternador i

δ_i - argumento da força electromotriz do alternador i

G_{ij} - condutância de transferência entre os barramentos i e j

B_{ij} - susceptância de transferência entre os barramentos i e j

As condutâncias e as susceptâncias de transferência apresentam, geralmente, dois valores numéricos diferentes ao longo do período de tempo de análise do problema da estabilidade transitória, consoante se esteja a estudar o período de permanência do defeito ou o período pós-defeito.

Substituindo a expressão (2.72) na equação (2.1) e desprezando o efeito dos amortecimentos mecânicos, obtém-se

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mec_i} - E_i^2 G_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m E_i E_j \left[G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right] \quad (2.74)$$

com $i = 1, \dots, m$

O sistema de equações diferenciais ordinárias (2.74) de segunda ordem constitui o modelo matemático utilizado para a análise da estabilidade transitória. Para se inferir se, após a ocorrência de uma perturbação, o sistema permanece estável, é necessário analisar a evolução temporal dos desvios angulares. No caso de se verificar um amortecimento das oscilações das máquinas, então poder-se-á concluir que os geradores mantêm o sincronismo.

Os desvios angulares podem ser medidos em relação à máquina com maior constante de inércia ou relativamente ao centro de inércia do sistema (*Centre of inertia – COI*). Na literatura da especialidade é, igualmente, utilizada a designação de centro de ângulo (*Centre of angle – COA*) [53].

O ângulo do centro de inércia do sistema é definido da seguinte forma:

$$\delta_o = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \delta_i \quad (2.75)$$

Os ângulos rotóricos e as velocidades angulares das máquinas síncronas sofrem uma mudança de referencial, passando as equações (2.4) e (2.5), desprezando o efeito do amortecimento, a ser representadas por:

$$\begin{cases} \dot{\theta}_i = \tilde{\omega}_i \\ M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = f_i(\theta_i) \end{cases} \quad (2.76)$$

com

$$\theta_i = \delta_i - \delta_o \quad (2.77)$$

$$\tilde{\omega}_i = \dot{\delta}_i - \dot{\delta}_o \quad (2.78)$$

$$f_i(\theta_i) = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \quad (2.79)$$

$$P_{COI} = \sum_{i=1}^m (P_{mi} - P_{ei}) \quad (2.80)$$

$$M_T = \sum_{i=1}^m M_i \quad (2.81)$$

θ_i – ângulo rotórico referido ao centro de inércia

$\tilde{\omega}_i$ – velocidade angular referida ao centro de inércia

Da definição de θ_i , verifica-se que os ângulos relativos não são linearmente independentes, dado que dependem da seguinte condição:

$$\sum_{i=1}^m M_i \theta_i = 0 \quad (2.82)$$

Esta condição implica que o sistema depende exclusivamente das $2m - 2$ equações referidas ao centro de inércia. Como um dos ângulos é referido aos restantes, constata-se que, a aplicação do COI como referencial, equivale ao sistema em que uma máquina é utilizada como referência.

2.7 Simulação dos diferentes tipos de contingências

No estudo da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia, os curto-circuitos são normalmente considerados simétricos [54], embora os defeitos assimétricos ocorram com maior frequência [55]. Para se simularem os diversos tipos de curto-circuitos assimétricos (fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra) ter-se-á de introduzir, convenientemente, as correspondentes impedâncias inversas e homopolares no esquema directo da rede [16]. É necessário estabelecer os modelos dos diferentes componentes da rede para os circuitos de sequência inversa e homopolar [56]. Na figura 2.16, mostra-se o esquema directo da rede em série com a impedância de defeito efectiva Z_{ef} . As componentes directas da tensão no barramento de defeito e da intensidade de corrente de curto-circuito, são representadas respectivamente por V_+ e I_+ .

Na tabela 2.1 apresentam-se as expressões que permitem calcular, para cada tipo de curto-circuito, a impedância de defeito efectiva Z_{ef} . As impedâncias inversa e homopolar da rede, vistas do ponto de defeito F, são representadas respectivamente por Z_- e Z_0 .

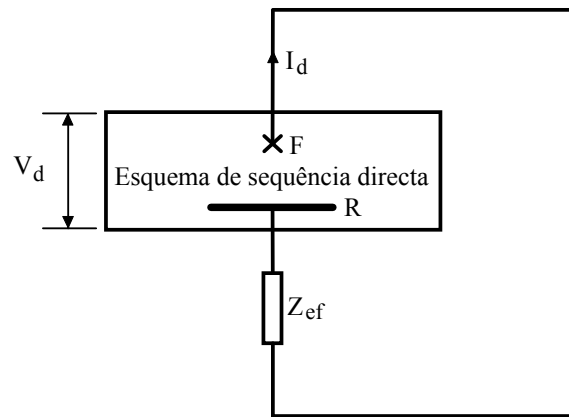


Figura 2.16 – Esquema de sequência directa associado à impedância de defeito efectiva

Tabela 2.1 – Impedâncias de defeito efectivas

Tipo de defeito	Z_{ef}
Trifásico	0
Fase-terra	$Z_- + Z_0$
Fase-fase	Z_-
Fase-fase-terra	$\frac{Z_- Z_0}{Z_- + Z_0}$

No caso dos curto-circuitos fase-terra existem duas possibilidades para a actuação das protecções. O defeito é isolado pela abertura de um único pólo dos disjuntores correspondente à fase afectada ou a contingência é eliminada pela abertura simultânea dos três pólos dos disjuntores situados nas extremidades da linha onde ocorreu o defeito. A abertura independente dos pólos dos disjuntores requer o uso de mecanismos de actuação separados para cada fase do aparelho de protecção e um estudo pormenorizado da extinção do arco secundário. Esta estratégia de eliminação do defeito, devido ao binário inverso, produz um acréscimo na fadiga das lâminas das turbinas bem como nos veios dos alternadores [16]. Para simular a abertura de uma fase deve ser introduzida uma impedância efectiva entre pontos X e Y da rede da sequência directa conforme se mostra na figura 2.17.

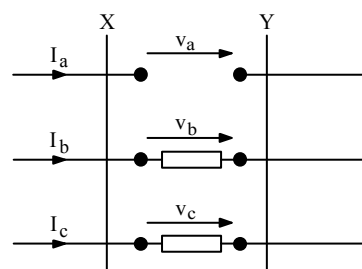


Figura 2.17 – Abertura de uma fase

2.8 Conclusões

Neste capítulo são descritos os modelos dos diferentes componentes de uma rede eléctrica utilizados na análise da estabilidade transitória. A máquina síncrona foi modelizada considerando separadamente as suas componentes mecânica e eléctrica. Relativamente à parte mecânica, apresentou-se a equação de oscilação e o modelo do sistema de regulação de velocidade, tendo sido feita referência ao comportamento da máquina primária. Na parte eléctrica, descreveram-se as equações associadas e o sistema de regulação automático de tensão. Foram também apresentados os modelos para as linhas, transformadores e cargas. No modelo global do sistema, associaram-se as equações que traduzem o comportamento dinâmico das máquinas e dos respectivos reguladores às equações algébricas que representam a rede eléctrica, tendo sido estabelecido o modelo completo e o modelo clássico. Finalmente, indicou-se a estratégia adoptada para simular diferentes tipos de contingências.

CAPÍTULO 3

MÉTODOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE UM SISTEMA ELÉCTRICO DE ENERGIA

3.1 Considerações gerais

Para um correcto planeamento e uma óptima exploração de um Sistema Eléctrico de Energia (SEE) é necessário efectuar complexos estudos de simulação e análise, suportados por poderosos meios computacionais [54]. O estudo da estabilidade transitória permite simular e analisar o comportamento dinâmico do sistema, quando da ocorrência de grandes perturbações, como por exemplo curto-circuitos, a súbita variação da carga ou a saída de serviço de uma linha de interligação ou de um grupo gerador de potência significativa [52], [57]. As oscilações que se verificam no sistema após a ocorrência de qualquer uma das perturbações referidas são praticamente incontroláveis durante os primeiros segundos.

Para se proceder ao estudo da estabilidade transitória é necessário conhecer previamente o estado do sistema. Esta informação é conseguida com um estudo de trânsito de potências ou pelos resultados fornecidos por um programa de estimação de estado. A partir dos resultados produzidos é possível conhecer os tempos de actuação das protecções, que garantam que os geradores se mantenham em sincronismo, após a ocorrência de qualquer uma das perturbações anteriormente referidas [19].

Neste capítulo descrevem-se, sumariamente, alguns dos métodos e técnicas de simulação usados na resolução do problema da estabilidade transitória dos Sistemas Eléctricos de Energia. Começa-se por descrever os métodos de integração numérica, bem como as formulações directas. Posteriormente, apresentam-se os métodos híbridos e as técnicas de inteligência artificial. Finalmente, é efectuada uma análise comparativa das diferentes metodologias apresentadas.

3.2 Métodos de integração numérica

O problema da simulação dinâmica de um Sistema Eléctrico de Energia tem por base a resolução de um sistema de equações diferenciais e algébricas que descrevem a trajectória ao longo do tempo das variáveis de estado. Tradicionalmente, utilizam-se métodos de integração numérica no domínio do tempo para se obter a solução deste problema. A técnica utilizada consiste em transformar o sistema de equações diferenciais ordinárias num conjunto de equações algébricas de diferenças. Estas são associadas ao sistema de equações algébricas originais, que descrevem o comportamento da rede eléctrica, constituindo o modelo numérico, que será resolvido no domínio do tempo durante o período previamente especificado [58].

O método de integração numérica utilizado para resolver o modelo, que representa o comportamento dinâmico de um Sistema Eléctrico de Energia, deve satisfazer as seguintes características [59]:

- *Exactidão na obtenção dos resultados* - o método adoptado para resolver o sistema de equações deve fornecer resultados suficientemente precisos, para que a resposta obtida pela simulação seja a mais próxima possível do comportamento real do SEE. Em estudos de estabilidade transitória é habitual medir o erro da simulação computacional através do máximo desvio dos ângulos rotóricos das máquinas síncronas [16];
- *Robustez* - o método utilizado para resolver o conjunto de equações deve ser robusto, permitindo que qualquer perturbação ou fenómeno real na rede eléctrica possa ser reproduzido durante a simulação sem que isto conduza a problemas de estabilidade numérica ou de exactidão dos resultados;
- *Flexibilidade* - esta característica possibilita a introdução de novos modelos ou a melhoria dos existentes, sem que haja um aumento significativo da complexidade dos programas computacionais;
- *Eficiência computacional* – o método utilizado deve ser eficiente para que possa ser usado em estudos de estabilidade transitória em tempo real no caso de redes eléctricas de pequena dimensão ou combinado com outras formulações para sistemas eléctricos de média e grande dimensão. A eficiência computacional é também requerida no treino de sistemas periciais ou em estudos probabilísticos.

O comportamento dinâmico de um Sistema Eléctrico de Energia é descrito genericamente por um sistema de equações diferenciais ordinárias não-lineares [17]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (3.1)$$

e por um sistema de equações algébricas não-lineares

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (3.2)$$

com

$\mathbf{x}$ – vector das variáveis de estado

$\mathbf{f}$ – função não-linear que define as equações diferenciais ordinárias

$\mathbf{y}$ – vector das variáveis algébricas

$\mathbf{g}$ – função não-linear que define as equações algébricas

O sistema de equações diferenciais (3.1) representa o comportamento dinâmico dos elementos do SEE, tais como as máquinas síncronas, os reguladores automáticos de tensão ou os reguladores de velocidade das turbinas. O sistema de equações algébricas (3.2) representa as equações da rede eléctrica e as expressões dos modelos estáticos das máquinas síncronas. A dimensão deste sistema de equações depende do detalhe da modelização adoptada, a qual é limitada inferiormente a duas vezes o número de máquinas do sistema, mas pode apresentar ordens de grandeza bem superiores.

Os esquemas tradicionalmente adoptados para a resolução do sistema formado pelas equações (3.1) e (3.2) podem ser classificados com base no método de integração numérica das equações diferenciais ordinárias e na estratégia de resolução dos sistemas de equações. Os métodos de integração numérica são classificados em explícitos ou implícitos conforme mantêm constante ou variável o passo de integração. Os métodos implícitos são usados na resolução de problemas que apresentam características de rigidez [39].

Um dos aspectos que distingue a solução numérica de sistemas de equações diferenciais ordinárias do caso de uma única equação diferencial de primeira ordem é o fenómeno de rigidez. Considera-se que um sistema é rígido quando a solução temporal conjuga respostas individuais com velocidades de variação muito diferentes. O grau de rigidez do sistema de equações (3.1) é obtido com base no cálculo dos valores próprios, λ_k , da matriz Jacobiana, $\mathbf{J}$, definida pela expressão:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_i}{\partial x_j} & \dots & \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

A determinação dos valores próprios deve ser efectuada em diferentes pontos do intervalo de interesse da solução do sistema, visto que o grau de rigidez pode variar ao longo da trajectória. O sistema é considerado rígido quando as partes reais dos valores próprios, associadas às constantes de tempo das diferentes respostas, satisfazem as seguintes condições [60]:

$$\operatorname{Re}\{\lambda_k\} < 0 \quad (3.4)$$

$$\max |\operatorname{Re}\{\lambda_k\}| \gg \min |\operatorname{Re}\{\lambda_k\}| \quad (3.5)$$

com $k = 1, \dots, n$.

Nestes casos, recorre-se geralmente a métodos de integração implícitos, nomeadamente ao método de Gear [61], [62], em que a estabilidade do processo numérico não é afectada pelo efeito das parcelas correspondentes às menores constantes de tempo. Os métodos de Runge-Kutta e os métodos de Adams não são adequados para resolver sistemas de equações diferenciais ordinárias que apresentem problemas de rigidez, pois por razões de estabilidade ocorre uma restrição significativa do tamanho do passo [63].

Quando nos estudos de estabilidade transitória se utilizam modelos simplificados dos componentes da rede eléctrica as constantes de tempo associadas às respostas das variáveis de estado são nulas ou apresentam valores da mesma ordem de grandeza, o que permite a utilização de métodos de integração explícitos de passo constante [39]. Esta classe de métodos é facilmente implementada em termos computacionais, mas apresenta baixa estabilidade numérica, sobretudo quando os passos de integração utilizados são relativamente elevados [58]. Os métodos de integração explícitos mais comumente usados são o método de Euler modificado e o método de Runge-Kutta de quarta ordem.

Por outro lado, quando o tipo de estudos a realizar exige uma modelização mais pormenorizada dos diferentes componentes de um Sistema Eléctrico de Energia aparecem, geralmente, problemas de rigidez. Modelos que incluam equações subtransitórias, com constantes de tempo muito reduzidas, e, simultaneamente, equações que traduzam o comportamento dinâmico do rotor das máquinas síncronas, constituem sistemas rígidos. O problema da rigidez pode ser agravado se as equações do regulador automático de tensão, com as suas baixas constantes de tempo, e as equações da turbina, com elevadas constantes de tempo, forem incluídas no modelo do sistema. Para ultrapassar este tipo de situação utilizam-se métodos de integração implícitos.

Estes métodos apresentam melhores características de estabilidade numérica do processo iterativo ao longo da trajectória de integração sem que haja um aumento do esforço computacional do programa [39]. Os métodos implícitos mantêm as suas características de estabilidade numérica mesmo com passos de integração relativamente elevados, tornando-os atractivos para simulações de média e longa duração.

O método de integração implícito mais simples consiste na aplicação de uma regra trapezoidal, que se baseia na hipótese de que as variáveis do sistema evoluem linearmente ao longo do intervalo de integração [58]. Têm também sido utilizados em programas computacionais de índole científica, bem como em pacotes de programas comerciais outros esquemas mais elaborados tais como o método de Adams-Bashford e o método de Gear. Embora necessitem de um método explícito para iniciarem o processo de integração numérica, os métodos implícitos são actualmente preferidos, visto que permitem maiores passos de integração.

No caso dos sistemas não apresentarem problemas de rigidez é possível o cálculo aproximado das suas trajectórias iniciais recorrendo a desenvolvimentos em série de Taylor com $k + 1$ termos, desde que seja possível calcular as suas derivadas de ordem k [52].

Para resolver o sistema de equações (3.1) e (3.2) existem dois esquemas de solução possíveis: o esquema alternado e o simultâneo [45]. O esquema alternado de solução consiste em resolver separada e alternadamente o sistema de equações algébricas de diferenças e o sistema de equações originalmente algébricas do SEE. Para facilitar a programação deste modelo as equações (3.1) e (3.2) podem ser transformadas nas seguintes expressões:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{B} \cdot \mathbf{w} + \mathbf{C} \cdot \mathbf{u} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{I}(\mathbf{E}, \mathbf{V}) = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{w} = \mathbf{h}(\mathbf{E}, \mathbf{V}) \quad (3.8)$$

onde

A – matriz quadrada, esparsa e, geralmente, formada por blocos na diagonal

B – matriz rectangular, esparsa e formada por blocos

w – vector de variáveis algébricas associadas às equações diferenciais

C – matriz rectangular e esparsa

u – vector dos valores de referência

I – vector das intensidades de corrente eléctrica injectadas nos nós do sistema

Y – matriz de admitâncias nodais

V – vector das tensões nodais

E – sub-vector de **x** constituído pelas variáveis de estado necessárias ao cálculo das intensidades de corrente eléctrica injectadas nos nós

h – vector de funções não-lineares que descrevem as variáveis de **w**

O esquema alternado consiste na transformação do sistema de equações diferenciais (3.6) num sistema de equações algébricas de diferenças que será resolvido alternada e iterativamente com as equações algébricas da rede eléctrica (3.7) até que seja satisfeito um critério de convergência. Este processo repete-se para cada instante de tempo simulado. As variáveis do vector **w** dependem do vector de tensões **V** e de um sub-vector **E** das variáveis de estado **x**, por isso, devem ser actualizadas em cada iteração do processo de cálculo, evitando-se assim a presença de erros [17].

No esquema simultâneo as equações diferenciais são transformadas em equações algébricas de diferenças que são resolvidas em conjunto com as equações algébricas da rede eléctrica e com as que estabelecem a interligação. A transformação do sistema de equações diferenciais num conjunto de equações algébricas de diferenças, através de um método de integração numérica, resulta no seguinte sistema de equações algébricas não-lineares:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) = \mathbf{0} \quad (3.9)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) = \mathbf{0} \quad (3.10)$$

sendo

$\mathbf{F}$ – vector de funções algébricas de diferenças não-lineares

$\mathbf{V}$ – vector das tensões nodais da rede eléctrica

$\mathbf{G}$ – vector de funções algébricas não-lineares

As equações algébricas não-lineares (3.9) e (3.10) podem ser escritas na seguinte forma compacta:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) = \mathbf{0} \quad (3.11)$$

com

$$\mathbf{H} = [\mathbf{F}, \mathbf{G}]^T \quad (3.12)$$

Este sistema de equações é comumente resolvido através da aplicação do método de Newton-Raphson. A estrutura altamente esparsa da matriz Jacobiana do sistema pode ser explorada para uma eficiente implementação computacional do esquema simultâneo. Este esquema de resolução apresenta porém um desempenho computacional inferior ao alternado, pois necessita de ser estabelecida uma matriz Jacobiana em cada iteração. Para minimizar o efeito desta desvantagem, alguns autores sugerem que em algumas iterações ou mesmo em vários passos de integração seja utilizada a mesma matriz Jacobiana [45].

Após a ocorrência de uma perturbação num Sistema Eléctrico de Energia, a análise da estabilidade transitória para uma dada configuração é efectuada através da integração numérica do sistema de equações anteriormente definido durante os períodos de defeito e pós-defeito. Na figura 3.1 encontra-se representada a estrutura básica para o estudo da estabilidade transitória utilizando métodos de integração numérica.

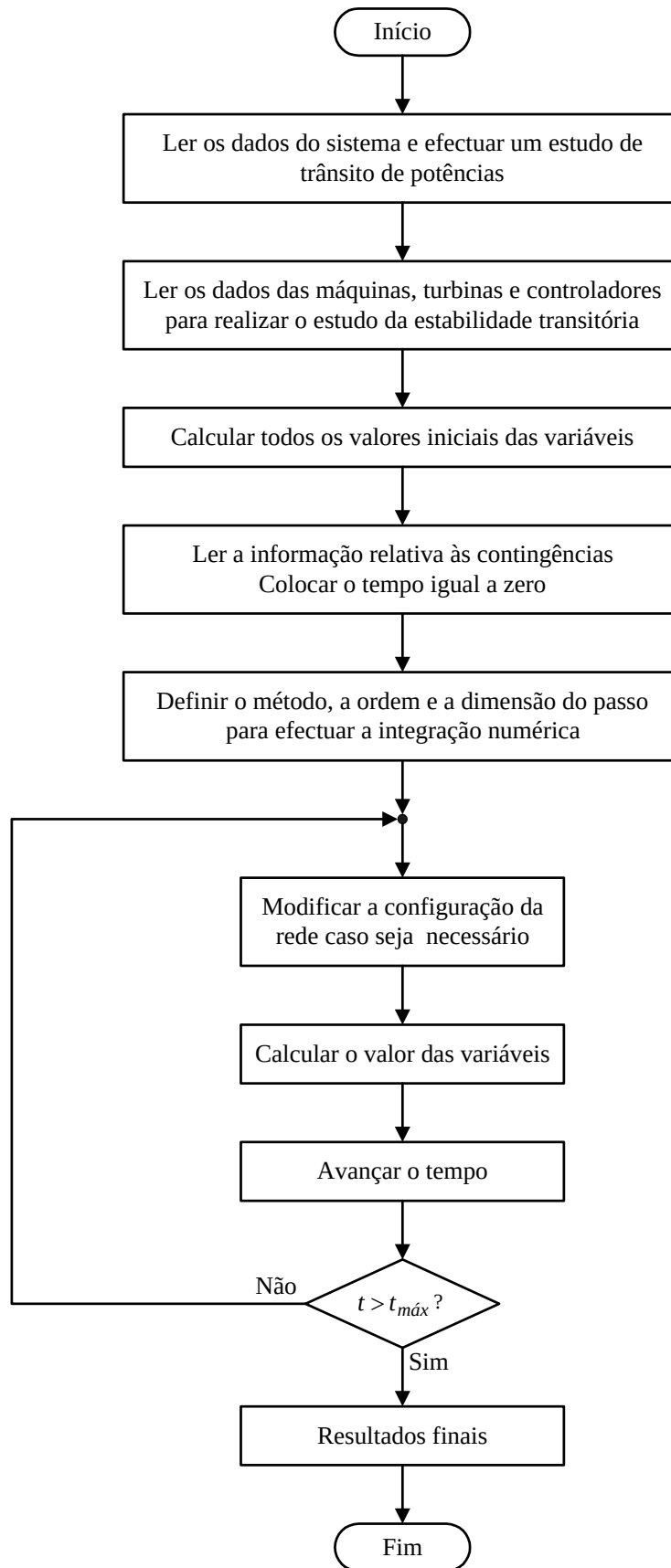


Figura 3.1 - Estrutura básica do estudo da estabilidade transitória utilizando métodos de integração numérica

Na análise do comportamento dinâmico de um SEE é fundamental o conhecimento do tempo crítico de actuação das protecções. Quando a actuação das protecções ocorre em tempos inferiores ao tempo crítico o sistema considera-se estável, caso contrário ocorre uma situação de instabilidade, que se traduz pela perda do sincronismo. Com o objectivo de se determinar o tempo crítico de eliminação do defeito para uma determinada contingência, efectuam-se diversos estudos e análises das soluções produzidas, fixando-se para cada simulação o tempo de actuação das protecções. Estes estudos são repetidos, alterando-se o tempo de eliminação do defeito, até que, por análise das curvas de oscilação, se verifique que o sistema é estável. Geralmente, recorre-se a um algoritmo de bissecção, que permite diminuir o número de simulações necessárias para a obtenção do tempo crítico. Na figura 3.2 representa-se esquematicamente o algoritmo de bissecção para o cálculo do tempo crítico de actuação das protecções. Para se determinar os limites de potência utiliza-se uma metodologia semelhante.

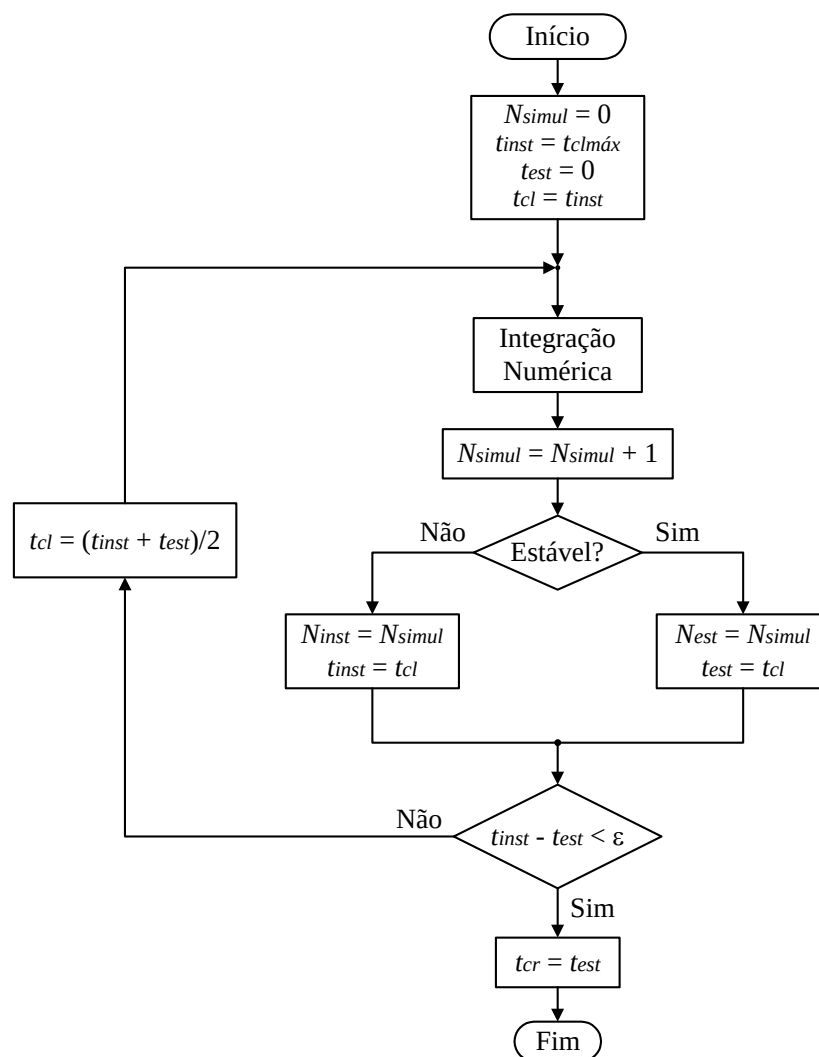


Figura 3.2 – Algoritmo de bissecção para o cálculo do tempo crítico

No algoritmo de bissecção para o cálculo do tempo crítico, tem-se (figura 3.2):

N_{simul} – número de simulações

N_{inst} – número de simulações instáveis

N_{est} – número de simulações estáveis

t_{cl} – tempo de actuação das protecções

t_{inst} – tempo de actuação das protecções relativo a uma situação instável

t_{est} – tempo de actuação das protecções relativo a uma situação estável

t_{cr} – tempo crítico de eliminação do defeito

ε – tolerância

Apesar de existirem novas metodologias de estudo e análise da estabilidade transitória os métodos de integração numérica no domínio do tempo continuam ainda a ser os utilizados na prática, uma vez que apresentam as seguintes características fundamentais:

- fornecem informação essencial sobre a evolução no tempo dos parâmetros mais relevantes do sistema, isto é, as curvas de oscilação das máquinas relativas aos ângulos rotóricos, às velocidades angulares, acelerações e potências;
- permitem acomodar qualquer tipo de modelização dos componentes do sistema eléctrico e qualquer tipo de cenário de estabilidade;
- a exactidão requerida é alcançada, desde que a modelização dos componentes do sistema eléctrico tenha sido correctamente implementada e os parâmetros dos elementos da rede sejam exactamente conhecidos.

Atendendo às vantagens anteriormente referidas os métodos de integração numérica têm constituído a referência dos estudos de estabilidade transitória. Além disso, são uma ferramenta auxiliar essencial para os métodos não convencionais, conforme se poderá constatar mais adiante. No entanto, são insuficientes para uma análise profunda da estabilidade transitória, pois apresentam as seguintes desvantagens:

- a avaliação da estabilidade transitória é efectuada de uma forma dicotómica com respostas do tipo estável/instável;
- não fornecem margens de estabilidade transitória (as quais indicam qual a distância a que o sistema se encontra de uma possível situação de instabilidade), nem permitem efectuar uma análise de sensibilidade;
- não fornecem ferramentas eficazes para ordenar, filtrar e classificar contingências;

- não sugerem medidas de controlo preventivo que possibilitem a melhoria da segurança do sistema.

Em resumo, os métodos de análise da estabilidade transitória no domínio do tempo não conseguem satisfazer a maior parte das condições indicadas na tabela 1.1, sendo totalmente incapazes de satisfazer as exigências de uma situação de controlo de emergência em tempo real.

3.3 Métodos directos

O estudo da estabilidade transitória com base nos métodos de integração numérica necessita de elevados tempos de computação, pelo que tais métodos não são aplicáveis em estudos efectuados em ambiente de tempo real. Neste caso, poder-se-ão utilizar métodos directos para o controlo preventivo e de emergência. A primeira formulação directa usada no estudo e análise do comportamento dinâmico de um Sistema Eléctrico de Energia baseava-se nos conceitos matemáticos do segundo teorema de Lyapunov [23]. A partir do método de Lyapunov novas formulações foram porém desenvolvidas, entre as quais se destacam a função de energia transitória (*TEF*) [53], a superfície limite de energia potencial (*PEBS*) [64] e o método do ponto de equilíbrio instável de controlo (*BCU*) [26]. Foram também desenvolvidos métodos baseados em considerações energéticas, directamente ligadas com a generalização do critério das áreas iguais [65], [66].

Nesta classe de métodos as simulações no domínio do tempo confinam-se ao período de permanência do defeito no sistema, enquanto na determinação dos limites de estabilidade transitória reduzem drasticamente o número de simulações. Apesar da sua eficiência computacional, os métodos directos são pouco robustos, em situações de operação específicas, particularmente quando os sistemas operam na vizinhança dos seus limites de funcionamento [67].

3.3.1 Método de Lyapunov

O método de Lyapunov considera que um sistema físico é estável desde que a energia total se mantenha continuamente decrescente no tempo. Assim, se a derivada temporal da energia $E(x)$ de um dado sistema for negativa para qualquer possível estado x , com excepção do(s) ponto(s) de equilíbrio x_e , então a energia decrescerá continuamente com o tempo, até atingir o seu valor mínimo $E(x_e)$.

A função de energia $E(x)$ é normalmente substituída pela função de Lyapunov $V(x)$. Para que, a partir da função escalar $V(x)$ se possa concluir que o sistema é estável, após a ocorrência de uma perturbação, ter-se-ão de verificar as seguintes condições:

- a) a função $V(x)$ é definida positiva, excepto para $x = x_e$ em que assume o valor zero;
- b) a derivada em ordem ao tempo da função $V(x)$ é semi-definida negativa, excepto para $x = x_e$ em que se anula.

No caso de $\dot{V}(x)$ ser definida negativa então o comportamento dinâmico do sistema é assintoticamente estável.

A função de Lyapunov $V(x)$ de um Sistema Eléctrico de Energia é formada por duas componentes, estando uma associada à energia cinética e outra à energia potencial.

A estabilidade ou instabilidade de um sistema, utilizando o método directo de Lyapunov [17], [23] envolve três fases distintas:

- a) construção de uma função escalar para a configuração pós-defeito do sistema;
- b) determinação de uma região de estabilidade em torno de um ponto estável da configuração pós-defeito;
- c) verificação da estabilidade através da integração das equações do modelo matemático do sistema durante o período de defeito, calculando o valor da função de energia nesse ponto.

Se o valor da função de energia no momento de eliminação do defeito for menor ou igual ao valor da função no ponto crítico o sistema considera-se estável, caso contrário o sistema é instável. Esta metodologia pode ser usada em formulações que tenham por base funções de energia do tipo de Lyapunov.

A grande vantagem deste método, bem como de todas as restantes formulações directas, é não ser necessário conhecer explicitamente, no período pós-defeito, a evolução temporal dos ângulos rotóricos nem das velocidades angulares dos geradores para se poder concluir se o sistema é ou não estável. A análise da estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia de grande dimensão, e em particular a determinação de todos os pontos singulares do sistema de equações que descreve o modelo, poderá no entanto, apresentar alguns problemas na determinação da solução. Neste caso, recorre-se a métodos numéricos para ultrapassar as dificuldades referidas anteriormente, tais como o de Newton ou o de Davidon-Fletcher-Powell [53]. Outra dificuldade da aplicação deste método directo a sistemas físicos, consiste na falta

de procedimentos formais e sistemáticos para se estabelecer a função de Lyapunov a partir das equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico dum sistema, particularmente quando apresentam não-linearidades, como é o caso de um SEE.

A aplicação do método de Lyapunov apenas permite obter as condições suficientes para que o sistema seja estável. Esta formulação, que despreza as condutâncias de transferência, não permite obter uma solução ultra-rápida nem efectuar facilmente uma análise de sensibilidade. Finalmente poder-se-á ainda referir que o método de Lyapunov é caracterizado por apresentar uma característica conservativa, apresentando os resultados um cenário pessimista, uma vez que não se pode garantir que, ocorrido um defeito, o sistema venha a perder o sincronismo através do ponto singular de menor energia [17].

Com vista a minimizar as desvantagens do método de Lyapunov anteriormente referidas foram desenvolvidos nas últimas décadas outras formulações. Entre essas novas técnicas numéricas salienta-se a do método da função de energia transitória [68].

3.3.2 Método da função de energia transitória

A função de energia transitória obtém-se através da integração das equações do movimento, que traduzem o comportamento dinâmico do sistema, podendo, caso se desprezem as condutâncias de transferência, ser considerada como um caso particular de uma função de Lyapunov.

A função de energia transitória é estabelecida considerando o modelo matemático que representa o comportamento dinâmico do SEE em dois períodos distintos: de defeito e pós-defeito. Os desvios angulares são determinados usando como referência o centro de inércia do sistema. Assim, no período de defeito o modelo é descrito pelo sistema de equações diferenciais ordinárias:

$$\begin{aligned} \frac{d\theta_i}{dt} &= \tilde{\omega}_i \\ M_i \frac{d\tilde{\omega}}{dt} &= f_i^D(\theta) \quad \text{com } t \in]0, t_{cl}] \end{aligned} \tag{3.13}$$

No período pós-defeito o correspondente modelo é definido pelo sistema de equações:

$$\frac{d\theta_i}{dt} = \tilde{\omega}_i \quad (3.14)$$

$$M_i \frac{d\tilde{\omega}}{dt} = f_i^P(\theta) \quad \text{com } t \in]t_{cl}, +\infty[$$

Em ambos os casos $i = 1, 2, \dots, m$.

O ângulo rotórico da máquina i , referido ao centro de inércia do sistema, no ponto de equilíbrio estável, θ_i^s , da configuração pós-defeito, é determinado resolvendo as equações algébricas não-lineares:

$$f_i(\theta) = P_{mi} - E_i^2 G_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m (C_{ij} \sin \theta_{ij} + D_{ij} \cos \theta_{ij}) - \frac{M_i}{M_T} P_{COA} = 0 \quad (3.15)$$

com $i = 1, 2, \dots, m$.

O integral de movimento do sistema de equações (3.14) constitui uma função de energia, cuja derivada é representada pela expressão:

$$dt = \frac{M_i d\tilde{\omega}_i}{f_i(\theta)} = \frac{d\theta_i}{\tilde{\omega}_i} \quad (3.16)$$

Integrando as equações de cada uma das máquinas, entre o ponto de equilíbrio estável $(\theta_i^s, 0)$ na configuração pós-defeito e (θ_i, ω_i) obtém-se:

$$V_i(\theta, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\theta) d\theta_i \quad (3.17)$$

A expressão anterior é conhecida na literatura da especialidade como a função de energia de cada máquina do SEE [53]. Adicionando sistematicamente todas estas funções de energia obtém-se a expressão do integral de movimento do sistema.

$$V(\theta, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^m \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\theta) d\theta_i \quad (3.18)$$

Desenvolvendo a equação anterior vem:

$$V(\theta, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^m (P_{mi} - E_i^2) (\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m \left[C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \right] \quad (3.19)$$

Esta função é definida para a configuração pós-defeito, sendo composta por três componentes associadas respectivamente à energia cinética, V_{KE} , que o sistema adquire durante o período de defeito, à energia potencial, V_p , e à energia dissipada V_d . Assim, $V(\theta, \tilde{\omega})$ pode ser escrita como:

$$V(\theta, \tilde{\omega}) = V_{KE}(\tilde{\omega}) + V_{PE}(\theta) \quad (3.20)$$

sendo

$$V_{PE}(\theta) = V_p(\theta) + V_d(\theta) = V_{p1}(\theta) + V_{p2}(\theta) + V_d(\theta) \quad (3.21)$$

Os termos da função de energia transitória podem ser fisicamente interpretados da seguinte forma:

$$V_{KE}(\tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i^2 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \omega_i^2 - \frac{1}{2} M_T \omega_o^2 \quad (3.22)$$

representa a variação total da energia cinética do sistema relativamente ao centro de inércia;

$$V_{p1}(\theta) = - \sum_{i=1}^m (P_{mi} - E_i^2) (\theta_i - \theta_i^s) \quad (3.23)$$

representa a variação total da energia potencial dos rotores das máquinas síncronas;

$$V_{p2}(\theta) = - \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) \quad (3.24)$$

representa a variação total da energia magnética armazenada nos ramos do sistema;

$$V_d(\theta) = \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \quad (3.25)$$

representa a variação de energia dissipada nos ramos do sistema.

O termo V_d depende da trajectória do sistema. No caso de ser desconhecida a evolução da trajectória, recorre-se a uma aproximação linear dada por:

$$V_d(\theta) = \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m \frac{(\theta_i - \theta_i^s) + (\theta_j - \theta_j^s)}{(\theta_i - \theta_i^s) - (\theta_j - \theta_j^s)} D_{ij} (\sin \theta_{ij} - \sin \theta_{ij}^s) \quad (3.26)$$

Caso contrário utiliza-se um método numérico de integração trapezoidal:

$$V_d(\theta) = \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m I_{ij} \quad (3.27)$$

sendo I_{ij} calculado ao longo da trajectória através da expressão:

$$I_{ij}(k) = I_{ij}(k-1) + \frac{1}{2} D_{ij} [\cos(\theta_i(k) - \theta_j(k)) + \cos(\theta_i(k-1) - \theta_j(k-1))] [\theta_i(k) + \theta_j(k) - \theta_i(k-1) - \theta_j(k-1)] \quad (3.28)$$

Na equação (3.28), k , representa a ordem da iteração do processo de integração numérica das equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema durante o período de defeito.

Se no período pós-defeito a configuração do sistema for igual à existente antes da ocorrência da contingência, então $I_{ij}(0)$ é nulo. Caso exista uma alteração na topologia da rede, $I_{ij}(0)$ será dado pela expressão:

$$I_{ij}(0) = \frac{1}{2} D_{ij} [\cos(\theta_i^o - \theta_j^o) + \cos(\theta_i^s - \theta_j^s)] [(\theta_i^o + \theta_j^o) - (\theta_i^s + \theta_j^s)] \quad (3.29)$$

A energia cinética transitória associada às máquinas críticas é a responsável pela separação destas do resto do sistema [45]. A energia cinética restante não necessita de ser absorvida pelo SEE para que a estabilidade se mantenha. Este facto pode ser tido em conta, se o termo, V_{KE} , da equação (3.20) for substituído por:

$$V_{KE_{corr}} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_{eq} \tilde{\omega}_{eq}^2 \quad (3.30)$$

Na expressão (3.30), tem-se:

$V_{KE\ corr}$ - energia cinética corrigida

M_{eq} - constante de inércia equivalente

$\tilde{\omega}_{eq}$ - velocidade angular equivalente

Os valores de M_{eq} e de $\tilde{\omega}_{eq}$ são obtidos por redução do sistema multimáquina a uma máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita.

Na figura 3.3 estão indicados os passos principais, para avaliar a estabilidade transitória dum sistema, através do método da função de energia transitória.

O tempo crítico de eliminação do defeito é determinado através dos seguintes procedimentos:

- a) constrói-se uma função de energia $V(\theta, \tilde{\omega})$ para a configuração pós-defeito do sistema (3.14);
- b) calcula-se o valor crítico da função V_{cr} , para um determinado defeito;
- c) integram-se as equações (3.13), que descrevem o modelo matemático do sistema durante o período de defeito, até que $V(\theta, \tilde{\omega}) = V_{cr}$, este instante corresponde ao tempo crítico de eliminação do defeito.

Uma das fases do algoritmo apresentado na figura 3.3, que exige maior esforço computacional, é a determinação do domínio de estabilidade, nomeadamente o cálculo do ponto de equilíbrio instável de controlo θ^u . Para ultrapassar esta dificuldade, novos métodos foram propostos, entre os quais o da superfície limite de energia potencial [64].

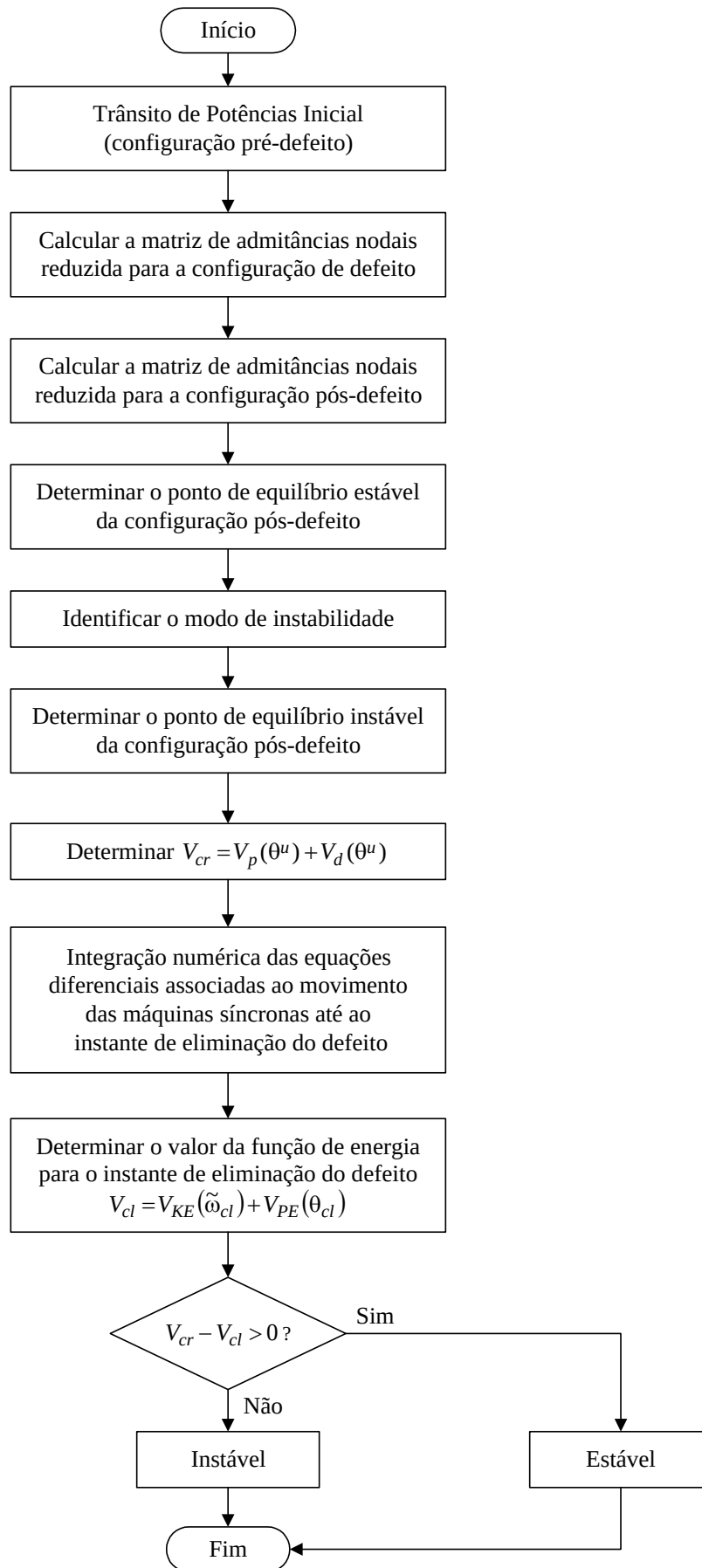


Figura 3.3 - Algoritmo do método da função de energia transitória

3.3.3 Superfície Limite de Energia Potencial (SLEP)

Nesta formulação não é necessário calcular o ponto de equilíbrio instável de controlo, sendo ainda possível evitar o cálculo do ponto de equilíbrio estável. A integração das equações que descrevem o comportamento dinâmico do SEE é efectuada somente durante um curto período de tempo para se determinar V_{cr} . Esta metodologia permite assim, considerar a especificidade do impacto da perturbação no sistema, acompanhando a trajectória deste, e tentando, desta forma, ultrapassar o carácter pessimista dos métodos directos. O método da superfície limite de energia potencial permite ainda avaliar a estabilidade de um SEE, mesmo quando ocorrem oscilações do tipo multimáquina.

Atendendo a que nos pontos de equilíbrio instável os valores de $\tilde{\omega}_i$ são nulos, V_{cr} é definida pela expressão:

$$V_{cr} = V_{PE}(\theta^u) = V_{p1}(\theta^u) + V_{p2}(\theta^u) + V_d(\theta^u) \quad (3.31)$$

Analisando a expressão anterior conclui-se que é possível estudar a estabilidade transitória no domínio do espaço angular, em vez de, ser avaliada no espaço de estados. Assim, a representação gráfica $V(\theta, \tilde{\omega}) = \text{constante}$ pode ser projectada no espaço angular e interpretada como curvas de nível de energia potencial.

Na figura 3.4 mostram-se as curvas equipotenciais, definidas por $V_{PE}(\theta) = \text{constante}$, referentes a uma rede eléctrica com três geradores síncronos [45]. Os eixos representam os ângulos rotóricos θ_1 e θ_2 , referidos ao centro de inércia, de duas das máquinas do sistema, enquanto o eixo vertical representa $V_{PE}(\theta)$. Em torno do ponto de equilíbrio estável θ^s , encontram-se os pontos de equilíbrio instável, os quais podem ser pontos de sela (U_1 e U_2) ou máximos relativos (U_3). Matematicamente, estes são a solução da equação (3.15). A curva a tracejado representa a superfície limite de energia potencial (SLEP), a qual é caracterizada por ser ortogonal às linhas equipotenciais e por passar pelos pontos de equilíbrio instável U_1 , U_2 e U_3 .

Num sistema multimáquina, dependendo da localização e natureza da perturbação, a perda do sincronismo pode ser originada por uma ou mais máquinas síncronas se tornarem

instáveis. Assim, cada perturbação dá origem a um modo de instabilidade. Associado a cada modo de instabilidade encontra-se um ponto de equilíbrio instável de controlo. Se após a eliminação de uma determinada contingência o sistema for instável, então a trajectória deste irá cruzar a superfície limite de energia potencial na vizinhança de um dos pontos de equilíbrio instável. Este ponto do espaço angular designa-se por ponto de equilíbrio instável de controlo. Se o defeito for eliminado num tempo inferior ao tempo crítico a trajectória do sistema oscilará em torno de θ^s sem ultrapassar a SLEP.

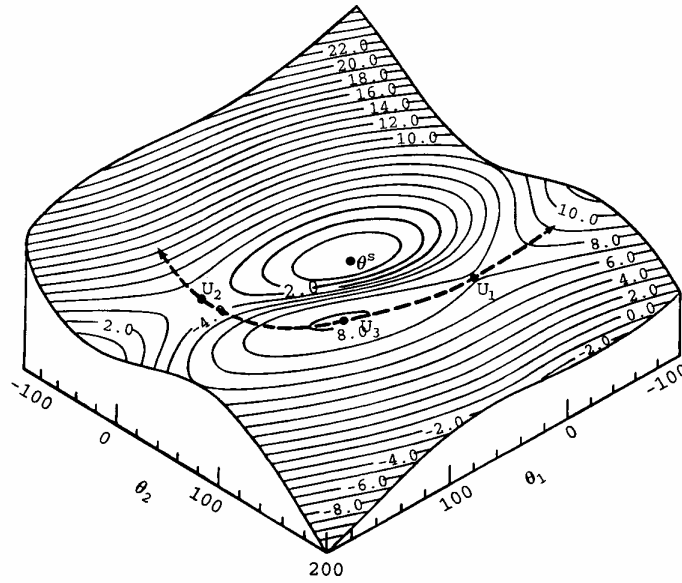


Figura 3.4 – Superfície limite de energia potencial

Para se obter uma estimativa muito precisa de V_{cr} , a trajectória do sistema correspondente ao período de defeito é monitorizada até ao ponto de cruzamento, θ^* , da SLEP. Em muitos casos θ^u , o ponto de equilíbrio instável de controlo, encontra-se próximo de θ^* , pelo que $V_{PE}(\theta^u) \approx V_{PE}(\theta^*)$. Como o cruzamento da SLEP ocorre aproximadamente junto do ponto onde $V_{PE}(\theta)$ atinge o seu valor máximo para uma trajectória de defeito do sistema, pode-se considerar que $V_{cr} = V_{PE}^{máx}(\theta)$.

Demonstra-se que os pontos θ na superfície limite de energia potencial são definidos pela expressão [25]:

$$\sum_{i=1}^m f_i(\theta)(\theta_i - \theta_i^s) = 0 \quad (3.32)$$

Na forma vectorial ter-se-á

$$f^T(\theta)(\theta - \theta^s) = 0 \quad (3.33)$$

Para uma função Lyapunov, em que $f(\theta) = -\frac{\partial V_{PE}(\theta)}{\partial \theta}$, a superfície limite de energia potencial é definida a partir de considerações físicas e matemáticas da seguinte forma [45]:

- no interior da SLEP

$$\frac{\partial V_{PE}(\theta)}{\partial \theta} > 0$$

- no exterior da SLEP

$$\frac{\partial V_{PE}(\theta)}{\partial \theta} < 0$$

Por analogia com a situação anterior, em que se desprezaram as condutâncias de transferência, tem-se:

- no interior da SLEP

$$f^T(\theta)(\theta - \theta^s) < 0 \quad (3.34)$$

- no exterior da SLEP

$$f^T(\theta)(\theta - \theta^s) > 0 \quad (3.35)$$

Para estabelecer o domínio de estabilidade do sistema para uma determinada contingência utilizam-se os seguintes procedimentos:

- 1) determina-se o ponto de equilíbrio estável da configuração pós-defeito, a partir da resolução da equação (3.15);
- 2) calcula-se a trajectória inicial do sistema, para a configuração de defeito, através de integração numérica das equações (3.13);
- 3) em cada passo de integração determinam-se $f^T(\theta)(\theta - \theta^s)$ e $V_{PE}(\theta)$, sendo os parâmetros destas funções calculados para a configuração pós-defeito;
- 4) quando $f^T(\theta)(\theta - \theta^s) = 0$, os valores de $\theta(t)$ definem θ^* , calculando-se então $V_{PE}(\theta^*)$, que constitui uma boa estimativa de V_{cr} ; em termos práticos, o cruzamento da SLEP, é detectado pela variação do sinal de $f^T(\theta)(\theta - \theta^s)$.

Conhecido o valor de V_{cr} , a avaliação da estabilidade transitória do sistema é efectuada da seguinte forma:

- a) calcula-se a trajectória inicial do sistema até ao momento de eliminação do defeito, t_{cl} , neste instante obtêm-se os valores de $\theta(t_{cl})$ e $\tilde{\omega}(t_{cl})$;
- b) determina-se o valor da função de energia para esse ponto

$$V_{cl} = V_{KE}(\tilde{\omega}_{cl}) + V_{PE}(\theta_{cl})$$

- c) verificação da estabilidade:

- se $V_{cl} \leq V_{cr}$, então o sistema é estável;
- se $V_{cl} > V_{cr}$, então o sistema é instável.

Para obter o tempo crítico de eliminação do defeito, basta determinar quando na trajectória de defeito do sistema $V(\theta, \tilde{\omega}) = V_{cr}$, corresponde esse instante ao valor de t_{cr} .

O método da superfície limite de energia potencial pode ser simplificado para todas as situações em que θ^s se aproxima de θ^o . Neste caso a energia potencial pode ser definida por [45]:

$$\hat{V}_{PE}(\theta) = - \sum_{i=1}^m \int_{\theta_i^o}^{\theta_i} f_i(\theta) d\theta_i \quad (3.36)$$

O termo dependente da trajectória do sistema pode ser determinado através de um método de integração trapezoidal. No ponto de cruzamento da SLEP, $\hat{V}_{PE}(\theta^*)$, pode ser considerado aproximadamente igual a V_{cr} . Assim, pode-se monitorizar directamente $\hat{V}_{PE}$, determinando-se o cruzamento da SLEP quando a energia potencial atinge o seu valor máximo. Esta metodologia evita o cálculo de θ^s .

3.3.4 Método do ponto de equilíbrio instável de controlo (BCU)

O método do ponto de equilíbrio instável de controlo é conhecido na literatura da especialidade por *Boundary Controlling Unstable equilibrium point (BCU)* [28]. Esta formulação apresenta uma outra abordagem da aplicação do método da função da energia transitória à análise da estabilidade de um SEE. A diferença fundamental desta metodologia

reside no facto de se basear na noção de gradiente durante o período pós-defeito [26], o que permite reduzir a ordem do sistema em análise. Este método pode ser sintetizado através do seguinte algoritmo:

- 1) para uma dada contingência determina-se o ponto de equilíbrio estável correspondente ao período pós-defeito θ^s , o qual é obtido através da solução das equações (3.15);
- 2) calcula-se o ponto de equilíbrio instável θ^u da seguinte forma:
 - a) integra-se o sistema de equações (3.13) durante o período de defeito e determina-se $V(\theta, \tilde{\omega})$ em cada passo de integração. Assim, tal como no método da superfície limite de energia potencial, determina-se o instante em que ocorre o cruzamento da SLEP, obtendo-se $\theta = \theta^*$ e $t = t^*$.
 - b) Após o cruzamento da SLEP, termina-se a integração das equações de oscilação, passando-se a integrar as equações dinâmicas de gradientes do sistema correspondentes ao período pós-defeito:

$$\dot{\theta} = f(\theta), \quad \theta(t^*) = \theta^* \quad (3.37)$$

Estas definem um sistema de ordem reduzida, no qual somente se considera a evolução dinâmica de θ .

- c) Integra-se (3.37) e monitoriza-se o valor de

$$\|f(\theta)\| = \sum_{i=1}^m |f_i(\theta)| \quad (3.38)$$

Quando (3.38) atinge o primeiro mínimo o processo de integração pára, obtendo-se $\theta = \theta_{app}^u$. Este ponto encontra-se na vizinhança do ponto de equilíbrio instável de controlo, pelo que, fazendo $V_{cr} = V_{PE}(\theta_{app}^u)$ constitui uma aproximação aceitável para o valor da energia crítica do sistema.

- d) O ponto de equilíbrio instável de controlo exacto pode ser obtido através da resolução das equações (3.15) usando como ponto de partida θ_{app}^u para obter θ^u .

- 3) Determina-se o valor da energia crítica do sistema, através de $V_{cr} = V_{PE}(\theta^u)$.

V_{PE} contém um termo dependente da trajectória de integração, que é desconhecida durante a permanência do defeito, pelo que é necessário recorrer a uma aproximação

para determinar o seu valor. Assim, admite-se uma trajectória linear entre θ^s e θ^u podendo-se calcular $V_{PE}(\theta^u)$ através da expressão:

$$V_{PE}(\theta^u) = - \sum_{i=1}^m (P_{mi} - E_i^2)(\theta_i^u - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m \left[C_{ij}(\cos\theta_{ij}^u - \cos\theta_{ij}^s) - \frac{(\theta_i^u - \theta_i^s) + (\theta_j^u - \theta_j^s)}{(\theta_i^u - \theta_i^s) - (\theta_j^u - \theta_j^s)} D_{ij}(\sin\theta_{ij}^u - \sin\theta_{ij}^s) \right] \quad (3.39)$$

- 4) Para se determinar o tempo crítico de actuação das protecções utilizam-se os valores de $V(\theta, \tilde{\omega})$ anteriormente calculados em (2) e verifica-se qual o instante em que $V(\theta, \tilde{\omega}) = V_{cr}$. Para se avaliar a estabilidade do sistema compara-se o tempo de eliminação do defeito, t_{cl} , com t_{cr} . O sistema é estável quando $t_{cl} < t_{cr}$.

3.3.5 Método das áreas iguais generalizado

Num sistema constituído por uma máquina síncrona, ligada a um barramento de potência infinita, é possível estudar a estabilidade em regime transitório, por um critério extremamente simples, sem haver necessidade de recorrer à resolução numérica da equação de oscilação da máquina síncrona [30]. Este critério, designado por critério das áreas iguais (Anexo II) é extremamente importante, porque não só permite compreender como alguns factores influenciam a estabilidade do sistema, como, em muitos casos é possível reduzir um sistema a um sistema equivalente constituído por uma máquina síncrona ligada a um barramento de potência infinita, podendo assim ser analisado utilizando o método das áreas iguais [66].

O método das áreas iguais generalizado procura melhorar as vantagens dos métodos directos (para sistemas multimáquina), adoptando para esse efeito expressões analíticas simples e efectuando uma análise ultra-rápida. Permite também obter índices de sensibilidade para o controlo preventivo do sistema [69]. Para tal, utiliza o critério das áreas iguais conjugado com as seguintes hipóteses:

- a) a perda de sincronismo de um sistema multimáquina, sempre que ocorre, conduz irrevogavelmente à separação das máquinas do sistema em dois grupos;
- b) a estabilidade pode ser avaliada considerando que as máquinas de cada grupo podem ser substituídas pelo seu centro de inércia parcial;
- c) a evolução temporal das duas máquinas equivalentes resultantes pode ser descrita através de séries de Taylor convenientemente truncadas.

O método pode ser dividido nos seguintes passos:

- 1) para uma determinada contingência, divide-se o sistema multimáquina em dois subconjuntos: o grupo das máquinas críticas e o grupo das restantes máquinas;
- 2) transformar os dois subconjuntos de máquinas em duas máquinas equivalentes, usando o respectivo centro de inércia;
- 3) reduzir estas duas máquinas ao caso de uma máquina ligada a um barramento infinito;
- 4) aplicar o critério das áreas iguais ao sistema obtido em (3), o que permite calcular o tempo crítico de actuação das protecções e as margens de estabilidade transitória;
- 5) usar as séries de Taylor convenientemente truncadas para obter expressões que permitam determinar as medidas de estabilidade indicadas acima.

Para que o método seja eficiente é necessário conhecer qual o grupo crítico de máquinas, o qual é determinado recorrendo a um método heurístico de ordenação das máquinas, como por exemplo, o critério das acelerações iniciais ou o critério misto [17]. Este último combina a influência das acelerações iniciais com as distâncias eléctricas entre cada máquina e o local onde ocorreu a perturbação, nos períodos pré e pós-defeito. Na figura 3.5 encontram-se representadas as principais fases do método das áreas iguais generalizado.

Um dos pontos importantes do método das áreas iguais generalizado consiste em subdividir o SEE em dois conjuntos: o conjunto das máquinas críticas, **S**, e o das restantes máquinas **A**. Assim, supondo que esta divisão já foi estabelecida, cada conjunto é agregado de forma a obter-se uma máquina equivalente para cada um dos conjuntos. As máquinas equivalentes às do conjunto **S** e às do conjunto **A** são designadas respectivamente por **s** e por **a**. A obtenção dessas máquinas equivalentes é feita por um processo de agregação baseado no conceito de centro de inércia parcial.

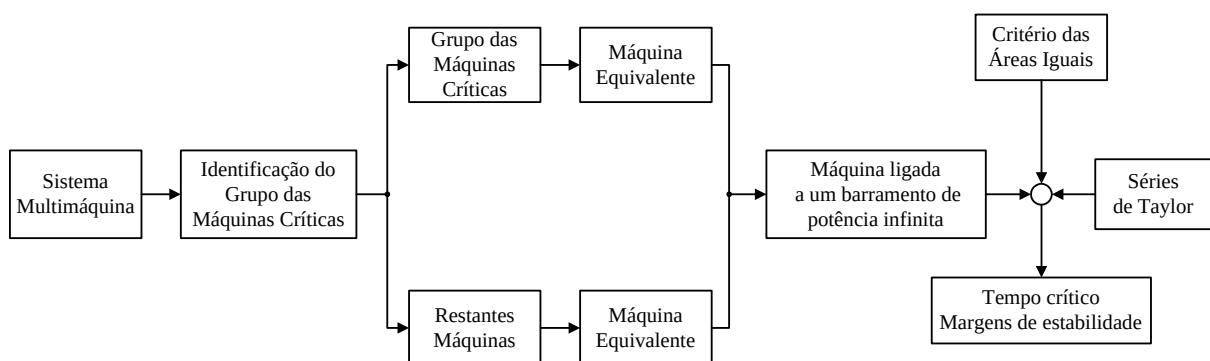


Figura 3.5 – Principais fases do método das áreas iguais generalizado

O cálculo dos coeficientes de inércia das máquinas equivalentes é obtido a partir das seguintes expressões:

$$M_s = \sum_{k \in S} M_k \quad (3.40)$$

$$M_a = \sum_{j \in A} M_j \quad (3.41)$$

sendo

M_s - coeficiente de inércia da máquina equivalente **s**

M_a - coeficiente de inércia da máquina equivalente **a**

Aplicando a formulação do centro de inércia aos conjuntos **S** e **A**, obtêm-se os ângulos das correspondentes máquinas equivalentes:

$$\delta_s = M_s^{-1} \sum_{k \in S} M_k \delta_k \quad (3.42)$$

$$\delta_a = M_a^{-1} \sum_{j \in A} M_j \delta_j \quad (3.43)$$

com

δ_s - ângulo da máquina equivalente ao conjunto **S**

δ_a - ângulo da máquina equivalente ao conjunto **A**

Os desvios dos ângulos rotóricos de cada uma das máquinas em relação ao respectivo centro de inércia parcial, são calculados considerando as equações:

$$\xi_k = \delta_k - \delta_s \quad \text{com} \quad k \in S \quad (3.44)$$

$$\zeta_j = \delta_j - \delta_a \quad \text{com} \quad j \in A \quad (3.45)$$

sendo

ξ_k - desvio do ângulo rotórico da máquina k em relação ao centro de inércia da máquina equivalente do conjunto **S**

δ_k - ângulo rotórico da máquina k pertencente ao conjunto **S**

ζ_j - desvio do ângulo rotórico da máquina j em relação ao centro de inércia da máquina equivalente do conjunto **A**

δ_j - ângulo rotórico da máquina j pertencente ao conjunto **A**

Para a máquina equivalente ao conjunto **S**, a correspondente equação de oscilação é definida pela expressão:

$$M_s \frac{d^2 \delta_s}{dt^2} = \sum_{k \in S} (P_{mk} - P_{ek}) \quad (3.46)$$

sendo

P_{mk} - potência mecânica da máquina k pertencente ao conjunto **S**

P_{ek} - potência eléctrica da máquina k pertencente ao conjunto **S**

A potência eléctrica da máquina k pertencente ao conjunto **S** é calculada pela equação:

$$P_{ek} = E_k^2 Y_{kk} \cos \theta_{kk} + E_k \sum_{\substack{l \in S \\ l \neq k}} E_l Y_{kl} \cos(\xi_k - \zeta_l - \theta_{kl}) + E_k \sum_{j \in A} E_j Y_{kj} \cos(\delta_s - \delta_a + \xi_k - \zeta_j - \theta_{kj}) \quad (3.47)$$

onde

E_k - módulo da força electromotriz da máquina k pertencente ao conjunto **S**

Y_{kk} - módulo da admitância própria do nó k referente à matriz de admitâncias de transferência

θ_{kk} - argumento da admitância própria do nó k referente à matriz de admitâncias de transferência

E_l - módulo da força electromotriz da máquina l pertencente ao conjunto **S**

E_j - módulo da força electromotriz da máquina j pertencente ao conjunto **A**

Y_{kl} - módulo da admitância mútua entre os nós k e l referente à matriz de admitâncias de transferência

θ_{kl} - argumento da admitância mútua entre os nós k e l referente à matriz de admitâncias de transferência

Para a máquina equivalente ao conjunto **A**, obtêm-se expressões semelhantes às anteriores.

Reduzido o sistema multimáquina a duas máquinas síncronas equivalentes utiliza-se uma metodologia semelhante ao critério das áreas iguais. Assim, o ângulo rotórico da máquina resultante, equivalente às duas anteriores (**s** e **a**), é definido por:

$$\delta = \delta_s - \delta_a \quad (3.48)$$

As potências mecânica e eléctrica da máquina resultante, equivalente a todas as máquinas do sistema serão dadas por:

$$P_m = M \left(M_s^{-1} \sum_{k \in S} P_{mk} - M_a^{-1} \sum_{j \in A} P_{mj} \right) \quad (3.49)$$

$$P_e = M \left(M_s^{-1} \sum_{k \in S} P_{ek} - M_a^{-1} \sum_{j \in A} P_{ej} \right) \quad (3.50)$$

ou ainda

$$P_e = P_c + P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta - \upsilon) \quad (3.51)$$

com

P_m - potência mecânica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita

P_e - potência eléctrica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita

M - coeficiente de inércia da máquina equivalente ligada ao barramento de potência infinita

P_c - componente constante da potência eléctrica (independente do ângulo δ)

$P_{m\acute{a}x}$ - potência eléctrica máxima

υ - desvio angular

O coeficiente M é obtido a partir da expressão:

$$M = \frac{M_a M_s}{M_a + M_s} \quad (3.52)$$

A equação de oscilação da máquina ligada ao barramento de potência infinita será dada pela expressão:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - [P_c + P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta - \upsilon)] \quad (3.53)$$

Os valores P_c , $P_{m\acute{a}x}$ e υ são função dos parâmetros do SEE, bem como, das características de cada uma das máquinas síncronas, sendo calculados a partir das equações:

$$P_c = \frac{M_a}{M_T} \sum_{k \in S} \sum_{l \in S} g_{kl} \cos(\xi_k - \xi_l) - \frac{M_s}{M_T} \sum_{j \in A} \sum_{l \in A} g_{jl} \cos(\zeta_j - \zeta_l) \quad (3.54)$$

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{C^2 + D^2} \quad (3.55)$$

$$\upsilon = -\tan^{-1} \frac{C}{D} \quad (3.56)$$

Os parâmetros C , D , g_{ij} e b_{ij} são calculados através das expressões:

$$C = \sum_{k \in S} \sum_{j \in A} b_{kj} \sin(\xi_k - \zeta_j) + \frac{M_a - M_s}{M_T} \sum_{k \in S} \sum_{j \in A} g_{kj} \cos(\xi_k - \zeta_j) \quad (3.57)$$

$$D = \sum_{k \in S} \sum_{j \in A} b_{kj} \cos(\xi_k - \zeta_j) + \frac{M_a - M_s}{M_T} \sum_{k \in S} \sum_{j \in A} g_{kj} \sin(\xi_k - \zeta_j) \quad (3.58)$$

$$g_{ij} = E_i E_j G_{ij} = E_i E_j Y_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (3.59)$$

$$b_{ij} = E_i E_j B_{ij} = E_i E_j Y_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (3.60)$$

Uma análise das expressões anteriores permite concluir que, sendo os parâmetros P_c , $P_{máx}$ e a função de ξ_k e de ζ_j , dependem do tempo. Na formulação estática do método das áreas iguais generalizado, admite-se que o ângulo rotórico de cada máquina síncrona do sistema é representado pelo ângulo da máquina equivalente ao respectivo conjunto. Neste caso os desvios dos ângulos rotóricos ξ_k e ζ_j serão nulos quaisquer que sejam os valores de k e j , isto é, $\delta_k = \delta_s$ e $\delta_j = \delta_a$. Esta hipótese, que conduz a uma simplificação do modelo, é válida, visto que as energias transitórias responsáveis pela eventual separação do sistema, são as que existem entre os dois centros de inércia parciais e não entre duas quaisquer máquinas da rede. Por outro lado, tratando-se de um método directo, a avaliação da estabilidade do sistema é feita com base na informação disponível no início do período pós-defeito, isto é, o conhecimento da evolução do sistema, somente até se atingir o tempo crítico e o respectivo ângulo.

Na figura 3.6 mostram-se as curvas de potência eléctrica versus ângulo rotórico equivalente para os períodos de pré-defeito, P_{eO} , (só parcialmente representada), durante o defeito, P_{eD} , e pós-defeito P_{eP} [66]. A avaliação da segurança do sistema é efectuada com base na margem de estabilidade transitória que é calculada a partir da equação:

$$\eta = A_{des} - A_{ace} \quad (3.61)$$

Para uma determinada contingência, o critério das áreas iguais estabelece que o sistema será estável sempre que $\eta > 0$, independentemente das condições relativas à eliminação do defeito.

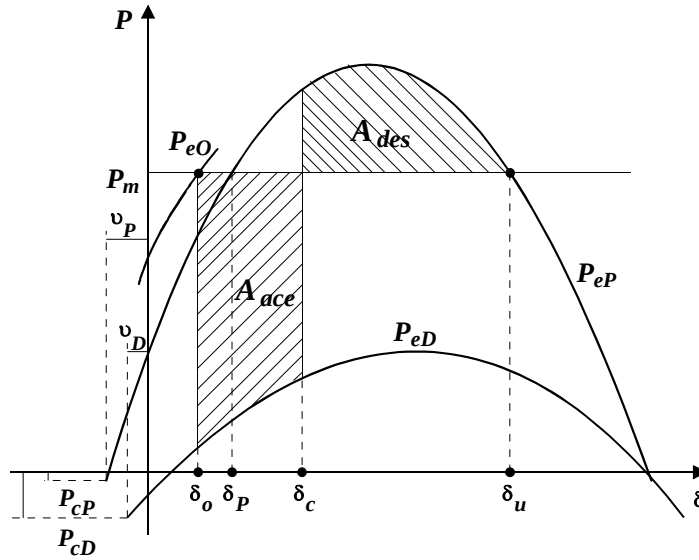


Figura 3.6 - Representação gráfica do critério das áreas iguais generalizado

Na representação gráfica do critério das áreas iguais generalizado temos:

A_{ace} - área de aceleração

A_{des} - área de desaceleração

δ_o - ângulo da máquina equivalente que caracteriza a situação de pré-defeito

δ_P - ângulo da máquina equivalente correspondente ao ponto de equilíbrio estável no período de pós-defeito

δ_c - ângulo crítico

δ_u - ângulo da máquina equivalente correspondente ao ponto de equilíbrio instável no período de pós-defeito

Para se determinar o tempo crítico, relativo a uma dada contingência a que corresponde um determinado conjunto de máquinas críticas, procede-se da seguinte forma:

a) calcula-se o ângulo crítico δ_c , utilizando a equação seguinte

$$\delta_c = \delta_o + \frac{1}{2}\gamma t^2 + \alpha \ddot{\gamma} \frac{t^4}{24} \quad (3.62)$$

com

γ - aceleração inicial

α - factor de correcção do erro por truncatura na série de Taylor

b) o tempo crítico é dado por

$$t_c = \sqrt{-\frac{6\gamma\alpha^{-1}}{\ddot{\gamma}} \pm \sqrt{\frac{36\gamma^2\alpha^{-2}}{\ddot{\gamma}^2} + \frac{24\alpha^{-1}}{\ddot{\gamma}}(\delta_c - \delta_o)}} \quad (3.63)$$

Atendendo a que a equação (3.63) tem duas soluções, será escolhida para efeitos de análise de estabilidade transitória do sistema a que tiver menor valor numérico [27].

Na formulação dinâmica do método das áreas iguais generalizado os parâmetros do sistema são calculados várias vezes durante os períodos de defeito e pós-defeito, utilizando um processo de identificação das máquinas críticas diferente, baseado na análise da evolução temporal dos ângulos rotóricos das máquinas síncronas [70], [71]. A trajectória do sistema é obtida através de séries de Taylor devidamente truncadas. Se para uma determinada contingência o SEE for instável, então as máquinas são ordenadas por ordem decrescente dos ângulos rotóricos, no momento em que se iniciou a perda do sincronismo. Com base nesta lista são formados vários grupos, compostos pelas máquinas mais avançadas. O conjunto das máquinas críticas é aquele que apresentar o valor mais baixo para o tempo crítico de eliminação do defeito.

3.4 Métodos Híbridos

As formulações híbridas de análise da estabilidade transitória combinam as vantagens dos métodos directos com as dos algoritmos baseados na integração numérica no domínio do tempo. Utilizam a flexibilidade de modelização dos componentes do sistema permitida pelos métodos de integração numérica com a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pelas formulações directas. Existem dois tipos de métodos híbridos: uma das formulações utiliza o sistema multimáquina sem qualquer tipo de redução, enquanto a outra utiliza um modelo equivalente do sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita.

Esta classe de métodos apresenta as seguintes características gerais:

- modelização detalhada dos componentes do sistema, a qual é tão exacta quanto a utilizada pelo correspondente método de integração numérica no domínio do tempo, quando aplicado separadamente ao estudo do comportamento dinâmico da rede;
- avaliação da estabilidade transitória tanto em situações de primeira ou múltiplas oscilações, à semelhança dos estudos produzidos pelos métodos de integração numérica;
- cálculo da margem de estabilidade transitória a qual por sua vez permite efectuar uma análise de sensibilidade, desenvolver ferramentas de ordenação e filtragem de contingências, bem como estabelecer outras técnicas de controlo preventivo;

- identificação das máquinas relevantes, isto é, as máquinas que conduzem à perda do sincronismo do sistema.

Seguidamente descrevem-se dois métodos híbridos, um que utiliza a função de energia transitória e o *SIME* (*Single Machine Equivalente*) que se baseia no método das áreas iguais generalizado.

3.41 Método híbrido baseado na função de energia transitória

Esta formulação híbrida combina um algoritmo de integração numérica no domínio do tempo com o método da função de energia transitória [31]. A avaliação da segurança dinâmica de um SEE efectua-se através de um índice de estabilidade similar à margem de energia transitória. Este método híbrido possibilita uma modelização detalhada das máquinas síncronas e dos seus sistemas de excitação, bem como, a inclusão no modelo de cargas não lineares.

O algoritmo deste método híbrido, para a análise da estabilidade transitória de um sistema, apresenta os seguintes passos:

- 1) Integram-se as equações de oscilação do sistema durante o período de defeito, por forma a obter os ângulos rotóricos e as velocidades angulares correspondentes ao instante de eliminação da perturbação;
- 2) Calcula-se o ponto de equilíbrio estável da configuração pós-defeito;
- 3) Continua-se a simulação no domínio do tempo da trajectória do sistema para o período pós-defeito. Para cada passo de integração determina-se:
 - se ocorre o cruzamento da SLEP através da detecção da mudança de sinal em $f^T(\theta)(\theta - \theta^s)$,
 - ou, se o sistema atinge um valor máximo local para a energia potencial, este pode ser detectado quando V_{KE} atinge um valor mínimo ou, pela mudança de sinal em $f^T(\theta)[\theta(t) - \theta(t - \Delta t)]$;
- 4) Se o cruzamento da SLEP é detectado, então a integração numérica termina e calcula-se a energia cinética corrigida. O sistema é considerado instável e a margem de energia transitória é definida como $-V_{KE}^{corr}$. Para determinar o valor da energia cinética corrigida é necessário determinar quais as máquinas que conduzem á perda do sincronismo do sistema. Isto é efectuado através da análise dos ângulos rotóricos

no ponto de cruzamento da SLEP. Uma determinada máquina i é considerada como crítica se o seu ângulo rotórico, θ_i , se encontrar mais próximo de $180^\circ - \theta_i^s$ do que de θ_i^s .

- 5) Se o cruzamento da SLEP não ocorreu, nem foi detectado nenhum máximo local para a energia potencial, então retorna-se ao passo (3) e continua-se o processo de integração. Se foi detectado um máximo local para a energia potencial, a que corresponde o ponto $\theta_{PE}^{máx}$, procura-se na linha que une os pontos $\theta_{PE}^{máx}$ e θ^s quando esta intersecta a SLEP para determinar θ^{SLEP} . Calcula-se seguidamente, ΔV_{PE} , para o k -ésimo máximo local da energia potencial:

$$\Delta V_{PE}^k = V_{PE}(\theta^{SLEP}) - V_{PE}(\theta_{PE}^{máx})$$

Se o valor de ΔV_{PE}^k for muito superior (cerca de dez vezes maior) a $\Delta V_{PE}^{mín}$, então o fim da primeira oscilação é detectado. $\Delta V_{PE}^{mín}$ é definido pela expressão:

$$\Delta V_{PE}^{mín} = \min(\Delta V_{PE}^1, \Delta V_{PE}^2, \dots, \Delta V_{PE}^{k-1})$$

A integração no domínio do tempo termina e o sistema é declarado estável sendo a margem de energia transitória dada por $\Delta V_{PE}^{mín}$. No caso de ΔV_{PE}^k não ser muito superior a $\Delta V_{PE}^{mín}$, retorna-se ao passo (3), pois trata-se de uma situação em que o máximo local da energia potencial da primeira oscilação é causado por oscilações entre máquinas.

Os limites de estabilidade são determinados através de interpolações ou extrapolações lineares da margem de energia transitória. O ponto onde a margem se anula corresponde ao limite que se pretende calcular.

3.4.2 *Single Machine Equivalente* (SIME)

O método SIME, cuja designação resulta de *Single Machine Equivalente* é uma formulação híbrida para o estudo e análise da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia, que utiliza como método directo o das áreas iguais generalizado combinado com um de integração numérica no domínio do tempo [72], [73]. Ao contrário do método directo, que utiliza uma modelização clássica (simplificada) do sistema, o SIME tem em conta as variações no domínio de tempo dos parâmetros das máquinas (ângulos rotóricos, velocidades

angulares, acelerações e potências), obtidos pelo programa de estabilidade transitória que lhe está acoplado. Por isso, esta formulação híbrida apresenta uma precisão idêntica à que é obtida utilizando-se separadamente o correspondente método de integração numérica.

À semelhança do método das áreas iguais generalizado, o SIME tem como base as seguintes hipóteses:

- após a ocorrência de uma perturbação num sistema, independentemente do grau de complexidade desta, a perda do sincronismo de um SEE é produzida pela separação das máquinas em dois conjuntos disjuntos;
- o mecanismo da estabilidade transitória do sistema pode ser estabelecido através de um *OMIB* (*One Machine Infinite Bus*) equivalente seleccionado correctamente.

Aplicando o critério das áreas iguais à máquina equivalente, calcula-se a margem estabilidade transitória (definida como o excesso da sua energia de desaceleração sobre sua energia de aceleração).

A transformação de um sistema multimáquina numa única máquina equivalente, é obtida utilizando a seguinte metodologia:

- para um determinado defeito, o sistema multimáquina é dividido em dois subconjuntos, o subconjunto das máquinas críticas e o subconjunto das restantes máquinas (não críticas);
- os dois subconjuntos de máquinas são transformados em duas máquinas equivalentes utilizando a formulação do centro de inércia;
- seguidamente as duas máquinas equivalentes obtidas anteriormente são reduzidas a uma máquina ligada a um barramento de potência infinita.

A máquina equivalente OMIB traduz fielmente o comportamento dinâmico do sistema multimáquina, dado que em cada passo de integração os parâmetros correspondentes ao OMIB são novamente calculados. Embora possam existir erros numéricos associados a este processo de cálculo, são de segunda ordem face aos erros do correspondente método de integração numérica [67].

Na análise dum sistema constituído por duas máquinas, em que se utilize o modelo clássico, o critério das áreas iguais é uma outra forma de expressão do critério directo de Lyapunov, que fornece condições suficientes e necessárias para a avaliação da estabilidade (e

não condições suficientes como acontece no caso geral). Quando o sistema de duas máquinas representa um sistema multimáquina e, além disso se utiliza uma modelização pormenorizada, a teoria de Lyapunov deixa de ser rigorosamente aplicável, tornando-se necessária a validação dos modelos estabelecidos com exemplos reais. Esta validação tem sido efectuada para diferentes cenários de estabilidade e vários tipos de modelização em diversos sistemas de potência [67], [74].

Este método híbrido avalia a estabilidade transitória através dos seguintes procedimentos:

- 1) utiliza um programa de simulação no domínio do tempo para analisar o comportamento dinâmico do sistema multimáquina durante um período de integração indicado pelo critério das áreas iguais, sendo a integração numérica parada antes de atingir o tempo de análises previamente especificado;
- 2) calcula com base no critério das áreas iguais as margens de estabilidade correspondentes;
- 3) determina os limites de estabilidade (tempo crítico de eliminação do defeito e/ou limites potência), através de extrapolações sucessivas das margens de estabilidade.

Utilizando esta metodologia de cálculo consegue-se uma redução significativa do tempo de integração numérica, obtêm-se as margens de estabilidade e identificam-se as máquinas críticas. Este tipo de informação é essencial quando se pretende efectuar uma análise de sensibilidade ou sugerir medidas de controlo preventivo e de emergência.

No estudo e análise do problema da estabilidade transitória, os métodos utilizados devem produzir soluções que identifiquem claramente se o sistema é estável ou instável. Na figura 3.7(a) mostra-se a evolução da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita, cuja análise permite concluir que o sistema se torna instável imediatamente após ter ultrapassado o ângulo rotórico equivalente, δ_u . Neste ponto, a potência eléctrica durante o período pós-defeito iguala a potência mecânica. Ao contrário dos programas de simulação no domínio do tempo que utilizam diferentes critérios pragmáticos baseados no desvio angular máximo, esta metodologia não conduz a situações ambíguas. Os desvios angulares máximos são normalmente calculados entre os ângulos rotóricos das máquinas extremas do sistema, por exemplo, 180° ou 360° . Podem ainda ser obtidos a partir da diferença entre o ângulo rotórico da máquina relevante e o ângulo de referência da máquina com maior momento de inércia ou do centro de ângulo.

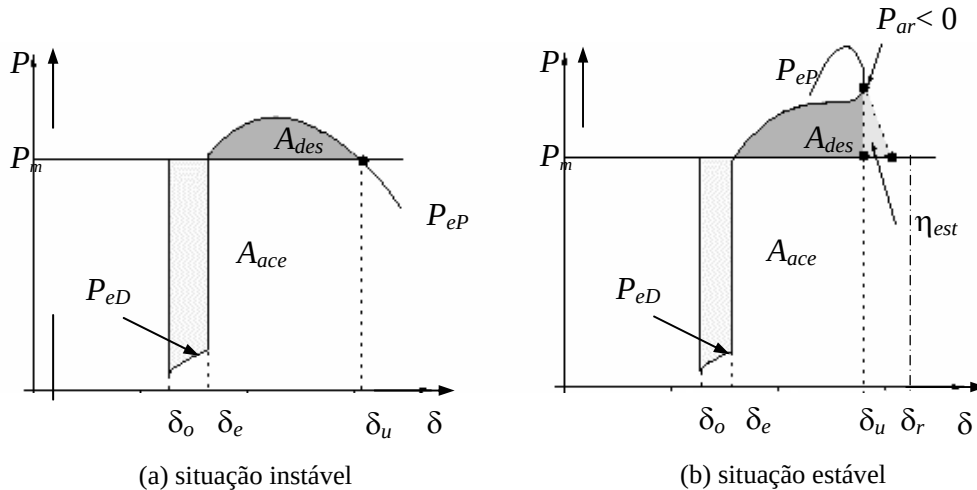


Figura 3.7 - Representação gráfica do critério das áreas iguais para um sistema equivalente a uma máquina ligada a um barramento de potência infinita

Na representação gráfica do critério das áreas iguais para um sistema equivalente a uma máquina ligada a um barramento de potência infinita, tem-se:

P_{ar} - potência aceleradora no ponto de retorno

δ_e - ângulo correspondente ao tempo de eliminação do defeito

δ_u - ângulo correspondente ao ponto de equilíbrio instável no período de pós-defeito

δ_r - ângulo de retorno

η_{est} - margem de estabilidade transitória estável

Para determinar os limites de estabilidade o SIME utiliza os seguinte procedimentos:

- estabelece-se um nível de estabilidade inicial, isto é, um tempo de eliminação do defeito ou um valor de potência, correspondente ao limite superior por intervalo em análise;
- efectua-se uma simulação no domínio do tempo do sistema multimáquina;
- se o sistema for estável o processo termina;
- se o sistema é instável, procede-se à identificação do conjunto relevante das máquinas críticas, transforma-se o sistema multimáquina numa máquina ligada a um barramento de potência infinita e calcula-se a margem de estabilidade, a qual será negativa; para detectar situações extremamente instáveis são utilizados testes de paragem durante o período de defeito;
- estabelecer um segundo nível de estabilidade, que é cerca de 10 % inferior ao especificado inicialmente;

- f) verificar se esta última situação é instável ou estável. No caso de uma simulação instável, pode-se determinar a respectiva margem correspondente ao sistema *OMIB* relevante reduzido a uma única máquina. Porém, se for estável, o *OMIB* relevante da situação instável mais próxima será utilizado, apresentando um ângulo de retorno sendo então efectuado o cálculo da margem;
- g) utilizar duas margens de estabilidade consecutivas, para através de um procedimento de extrapolação ou de interpolação, determinar o nível de estabilidade correspondente a uma margem de estabilidade transitória nula;
- h) se a diferença entre os dois últimos níveis de estabilidade obtidos for inferior a uma determinada tolerância, então o processo termina. No caso contrário é necessário definir um novo nível de estabilidade e repetir os passos f) e g) para se obter uma melhor estimativa do limite de estabilidade.

Conforme se verifica na descrição anterior o *SIME* avalia a estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia principalmente através de simulações instáveis. Estas necessitam de menor tempo de integração e permitem identificar facilmente o conjunto das máquinas críticas. Em síntese, as vantagens mais significativas do *SIME* face aos métodos de integração numérica no domínio do tempo são as seguintes:

- (i) os limites de estabilidade são calculados com base em margens de estabilidade transitória, o que conduz a um tempo de integração menor que o do método da bissecção;
- (ii) atendendo a que a avaliação do limite da estabilidade se baseia fundamentalmente em simulações instáveis, o tempo de computação é drasticamente reduzido;
- (iii) o aumento do número de simulações instáveis implica um acréscimo na precisão dos resultados produzidos por este método híbrido.

3.5 Técnicas de Inteligência Artificial

As aproximações probabilísticas que usam métodos automáticos da aprendizagem têm sido propostas recentemente para as aplicações em tempo real na avaliação da estabilidade transitória de Sistemas Eléctricos de Energia [33], [37]. Os métodos de reconhecimento de formas, as redes neuronais e as árvores de decisão são as formulações mais representativas que usam técnicas de inteligência artificial.

O objectivo fundamental destas metodologias é criar uma base de conhecimentos, que possa ser usada em tempo real, a partir da informação extraída de um conjunto significativo de simulações efectuadas em tempo diferido. O motor de inferência associado às árvores de decisão ou às redes neuronais sintetiza a informação num conjunto de regras [36], ao passo que no método do reconhecimento de formas a aprendizagem é feita caso a caso, para se obterem semelhanças com as situações pré-classificadas [34].

Estas técnicas de aprendizagem automática apresentam, face aos métodos determinísticos, as seguintes vantagens: grande capacidade de interpretação dos fenómenos em análise, elevada eficiência computacional em aplicações de tempo real e flexibilidade na gestão de incertezas. Os algoritmos de aprendizagem automática requerem, porém, um enorme esforço computacional na geração da base de conhecimentos, sendo necessário efectuar um elevado número de simulações para avaliar a estabilidade do sistema relativamente a um grande número de pontos de operação. A informação resultante tem de ser analisada, comprimida e armazenada, o que requer a utilização de pacotes de programas dedicados a essas tarefas.

3.5.1 Reconhecimento de formas

A introdução do reconhecimento de formas na análise da segurança dinâmica de um Sistema Eléctrico de Energia deveu-se à necessidade de reduzir drasticamente o esforço de cálculo computacional em aplicações de tempo real. Esta técnica baseia-se na noção intuitiva de que a experiência e o conhecimento da exploração da rede eléctrica permitem extrapolar regras para avaliar a estabilidade transitória do sistema. Assim, com base em informação previamente adquirida sobre o comportamento dinâmico do SEE, é possível inferir regras que possibilitam a classificação automática das configurações do sistema, mesmo para novos

pontos de funcionamento. Através deste método é possível estabelecer medidas de controlo preventivo, utilizando funções de segurança, que podem ter carácter individual ou global, embora neste último caso, os desempenhos sejam menores [52].

No esquema representado na figura 3.8, indicam-se as principais fases necessárias para implementar um sistema de reconhecimento de formas. Na primeira etapa, denominada de geração do conjunto de treino, começa-se por obter informação relativa ao comportamento do sistema face a um determinado conjunto de contingências, sendo analisado um grande número de pontos de operação. Esta fase exige um apreciável esforço computacional. Cada elemento do conjunto de treino representa um ponto de funcionamento do SEE, sendo este caracterizado por um conjunto de variáveis, denominadas de variáveis primárias, que definem um vector de observação. Na escolha das variáveis primárias, deve-se ter em consideração os seguintes factores: que apresentem suficiente poder discriminatório, que estejam relacionadas com os parâmetros que permitem controlar o sistema e que seja necessário um reduzido esforço de cálculo na sua obtenção.

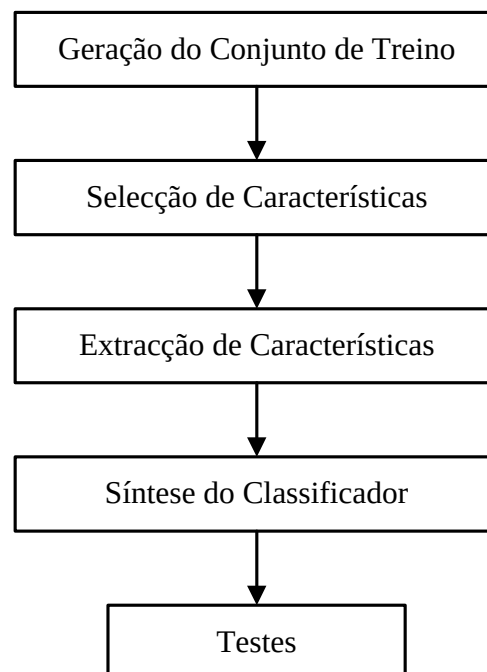


Figura 3.8 - Principais etapas da aplicação do reconhecimento de formas

Nas fases de selecção e extracção de características, com base no conjunto de medidas que compõem o vector que caracteriza cada ponto de funcionamento, efectua-se uma selecção das variáveis mais relevantes para o problema em estudo, eliminando desta forma informação

redundante e reduzindo a dimensão do vector que caracteriza as amostras. As variáveis que caracterizam as amostras são denominadas de variáveis características. Em termos dimensionais converteu-se um espaço de medidas num espaço de características, de dimensão inferior ao anterior.

Na etapa de selecção de características as variáveis primárias são ordenadas segundo a sua quantidade de informação, procedendo-se a uma redução da dimensão do espaço com o objectivo adicional de eliminar informação redundante. A fase de extracção de características consiste na aplicação de um conjunto de transformações lineares com o objectivo de transformar o espaço de características noutro caracterizado pela sua não redundância. A transformação usualmente utilizada nesta fase consiste fundamentalmente na projecção ortogonal dos pontos do conjunto de treino segundo um conjunto de direcções do espaço de características, efectuando-se assim uma mudança de sistema de coordenadas.

Estabelecido o espaço de características para cada função de segurança a determinar, segue-se a fase da síntese do classificador. O tipo de classificador a utilizar é determinante para o bom desempenho final da função de segurança. Os classificadores quadráticos e polinomiais são os que apresentam melhores performances, dado que permitem definir superfícies de decisão que se adaptam melhor às zonas de difícil separação. Nos estudos de estabilidade têm sido aplicados vários métodos de determinação das funções classificadoras, os quais se podem dividir em duas grandes categorias [36]:

- métodos determinísticos
 - perceptrão;
 - mínimos quadrados;
 - programação linear;
- métodos probabilísticos
 - classificadores de Bayes lineares e quadráticos;
 - polinómios discriminantes;
 - k-vizinhos mais próximos.

O objectivo desta metodologia consiste na obtenção de uma função de segurança, com a qual é possível classificar automaticamente em estável ou instável uma dada configuração do sistema, face à eventual ocorrência de uma contingência previamente especificada. Finalmente, na fase de teste, o desempenho do classificador é avaliado.

O maior entrave à aplicação prática deste método advém do facto de ser necessário proceder à selecção das características com maior poder discriminatório, tendo-se de ultrapassar o compromisso existente entre a qualidade do classificador e esforço computacional para a sua obtenção. É também necessário assegurar uma precisão suficiente no cálculo das variáveis primárias, dado que a adopção de abordagens menos precisas pode levar à introdução de erros que degradam a eficiência real do sistema de classificação. As principais desvantagens da aplicação da técnica de reconhecimento de formas residem no esforço computacional apreciável na fase de geração do conjunto de treino e no facto das funções de segurança poderem ser sensíveis a variações da configuração do sistema. No entanto, têm a grande vantagem de reduzir drasticamente os requisitos computacionais para a avaliação da estabilidade transitória, satisfazendo assim, uma das principais exigências da análise da segurança dinâmica de um sistema em tempo real.

3.5.2 Redes neuronais

As redes neuronais [60], [75] utilizam uma arquitectura paralela com um grau elevado de ligações entre as unidades de processamento. Este tipo de abordagem tem a vantagem de aprender através do conjunto de dados de treino em vez de a partir de um conjunto de procedimentos heurísticos. O sucesso da aplicação das redes neuronais à análise da estabilidade transitória de um SEE deve-se ao facto de existirem certas características pré-defeito que indicam se a rede eléctrica apresenta um comportamento estável ou instável após a eliminação da perturbação. A capacidade desta técnica de aprendizagem automática para reproduzir relações numéricas complexas entre as variáveis, permite a sua utilização como classificador, podendo ser utilizada em aplicações em tempo real para avaliação de alguns índices de estabilidade. As saídas das redes neuronais devem, neste caso, ser projectadas para obter estes indicadores.

Tal como nos outros métodos de reconhecimento de padrões, a modelização das redes neuronais requer as seguintes fases: uma fase inicial de recolha de dados, a selecção de características, a geração de um conjunto de treino, determinação dos parâmetros do classificador (treino da rede neuronal) e, finalmente, os testes de avaliação do desempenho.

A primeira fase do método, referente à geração da base de dados, consiste na obtenção de um grande número de pontos de funcionamento viáveis e respectiva análise, para cada contingência considerada. Assim, torna-se necessário dispor de um conjunto suficientemente

abrangente de estados de funcionamento, que incluam os diferentes tipos de configurações e contingências. É usual, porém, limitar o seu número, considerando as situações mais severas ou aplicando-se um critério de probabilidade de ocorrência.

Na selecção de características, o conjunto de variáveis de entrada da rede neuronal deve satisfazer as seguintes condições:

- representar o comportamento real do sistema;
- o número de entradas da rede neuronal não deve ser demasiado elevado, para evitar dificuldades de treino e de controlo;
- as variáveis de entrada devem ser independentes entre si, o que permite uma implementação simplificada dos algoritmos de controlo;
- deve existir um subconjunto de variáveis controláveis, para permitirem eventuais acções de controlo.

A fase de treino consiste na obtenção dos parâmetros da rede neuronal, sendo estes determinados através de um algoritmo recursivo. Nesta etapa, pretende-se maximizar a sua capacidade de generalização.

Finalmente, na fase de teste, a rede neuronal deve ser capaz de fornecer um indicador do estado do sistema com um erro aceitável para todo um conjunto de estados que constituem o conjunto de teste. Para satisfazer este objectivo, têm de ser testadas várias configurações para a rede neuronal (número de camadas escondidas e número de unidades por camada) e várias inicializações de pesos, sendo escolhida a que apresentar melhores resultados. Saliente-se que existe uma interdependência entre as fases anteriores. Assim, se após várias tentativas de treino de uma rede neuronal, se concluir que não é possível representar convenientemente a função pretendida, com base no conjunto das variáveis seleccionado, então será necessário rever a segunda fase e tentar novamente um novo conjunto.

3.5.3 Árvores de decisão

As árvores de decisão (AD) são uma técnica de inteligência artificial que tem sido aplicada na análise da segurança de redes eléctricas, especialmente na avaliação da estabilidade transitória em tempo real [36]. Uma árvore de decisão é constituída por um conjunto hierárquico de testes aplicados aos parâmetros relevantes que caracterizam o estado de funcionamento de um sistema para a avaliação sistemática da sua segurança [37]. Em síntese, esta metodologia é estabelecida com base num método de inferência indutiva, embora existam outros tipos de abordagem para a construção da árvore de decisão.

No diagrama da figura 3.9 estão indicadas as principais etapas para implementar uma árvore de decisão. As duas etapas iniciais são diferidas no tempo, sendo bastante pesadas em termos computacionais, o que não invalida a utilização das árvores de decisão em aplicações em ambiente de tempo real.

Na etapa preparatória é gerada uma base de dados, que contém um conjunto de amostras representativas dos diversos estados dinâmicos do SEE. Na análise da segurança preventiva, consideram-se as situações normais de funcionamento, que se procuram caracterizar em termos do risco associado ao aparecimento de um dado conjunto de perturbações.

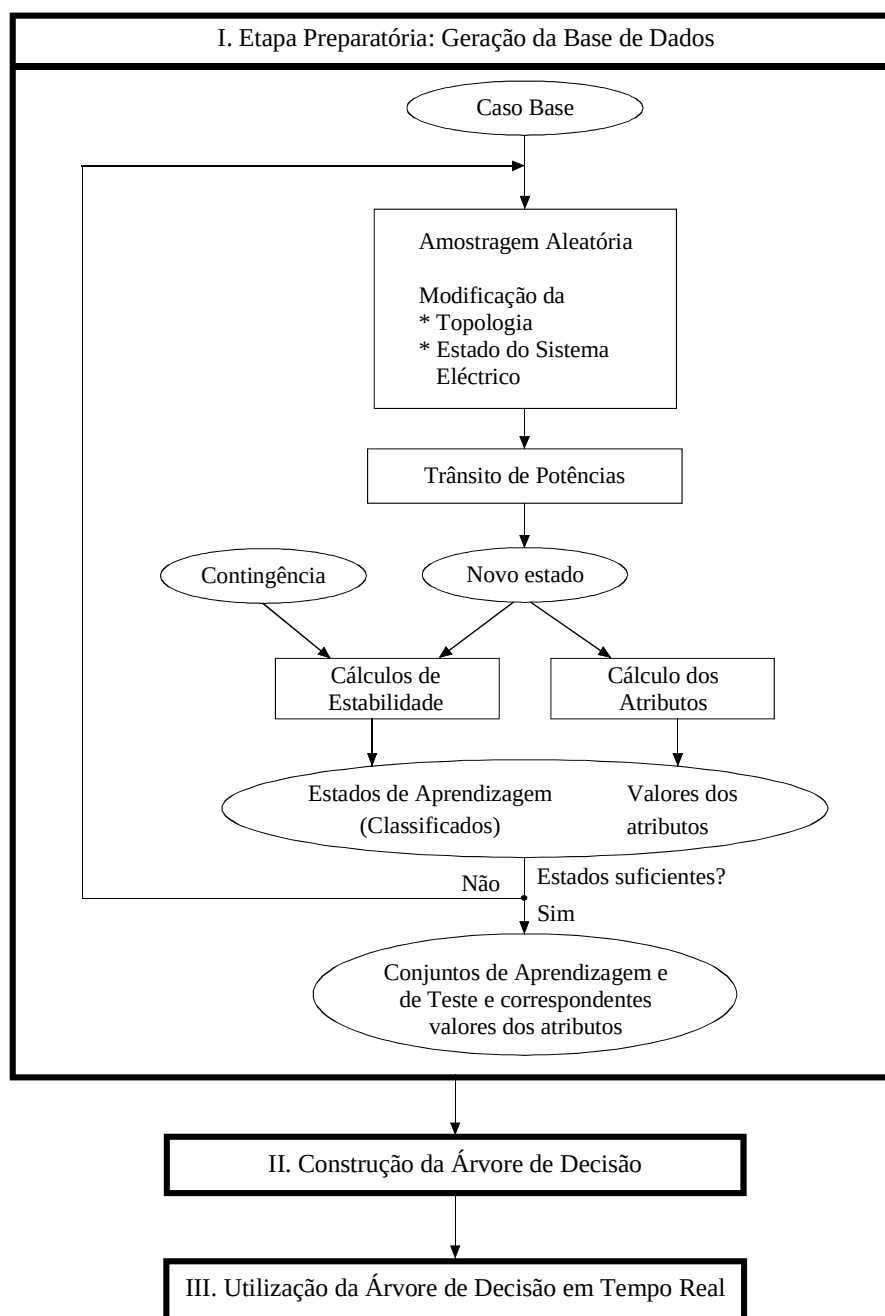


Figura 3.9 – Princípio geral para a implementação de uma árvore de decisão

Na fase de construção da árvore de decisão, a base de dados é previamente dividida em dois conjuntos disjuntos: o conjunto de aprendizagem (utilizado na concepção da árvore) e o conjunto de teste (utilizado para a sua validação). A construção das árvores de decisão comporta três etapas:

- 1) o desenvolvimento da árvore, que consiste na escolha de um atributo e de um valor limiar em cada nó de teste;
- 2) a utilização do critério de desbaste ou do critério de paragem de desenvolvimento, a fim de se obter o melhor compromisso entre a complexidade e a fiabilidade da árvore;
- 3) efectuar a validação, isto é, aplicar as regras de classificação deduzidas através da árvore de decisão a um certo número de estados de teste e analisar pormenorizadamente os erros. Os erros podem ser de três tipos:
 - falsos alarmes, que correspondem a situações estáveis classificadas como instáveis;
 - erros de não detecção de estados marginalmente instáveis, classificados pela árvore como estáveis;
 - erro de não detecção crítico, que corresponde a situações francamente instáveis classificadas como estáveis.

Se no fim destas três etapas a árvore não se revelar suficientemente precisa para a sua aplicação em tempo real é necessário proceder a uma melhoria da base de dados. Isto poderá ser concretizado através do aumento do número de casos ou pela modificação estratégica dos parâmetros de tiragem aleatória. Pode ainda ser necessário verificar se a formulação do problema está bem estabelecida ou se foram bem escolhidos os atributos candidatos [36].

A figura 3.10 mostra uma árvore de decisão simplificada, construída para analisar a estabilidade transitória de uma rede eléctrica relativamente a uma determinada contingência. Os nós terminais N2, N4 e N5 definem uma partição do conjunto dos estados considerados. Os estados do sistema em estudo correspondem a situações anteriores à ocorrência da perturbação, em função das potências activas geradas. Quando uma partição é aplicada ao conjunto com uma amostra representativa dos estados de funcionamento pré-classificados em função do tempo crítico de eliminação do defeito, verifica-se que a maioria dos estados instáveis pertence aos nós N2 e N4. Todos os estados estáveis encontram-se no nó N5. Assim, podem estabelecer-se as seguintes regras de decisão heurísticas:

$$[P_{G112} > 1240 \text{ MW}] \vee [P_{G2} > 942 \text{ MW}] \Rightarrow t_{cr} < 320 \text{ ms}$$

$$[P_{G112} < 1240 \text{ MW}] \wedge [P_{G2} < 942 \text{ MW}] \Rightarrow t_{cr} > 320 \text{ ms}$$

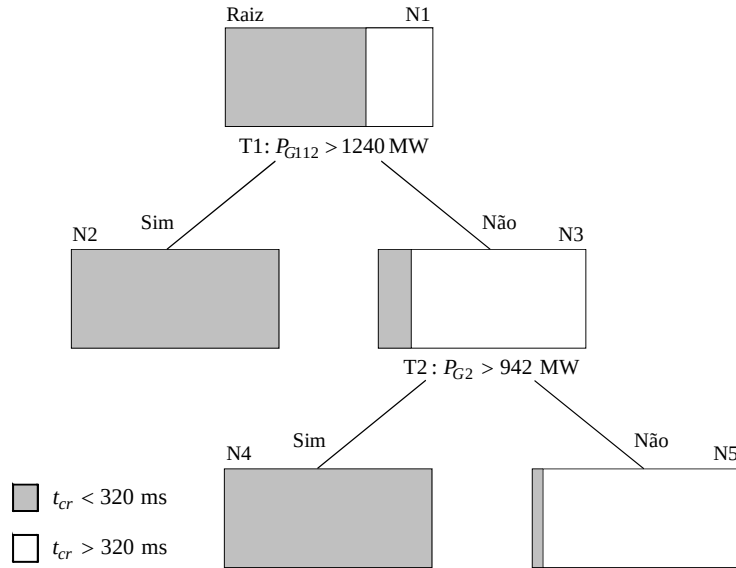


Figura 3.10 - Exemplo de uma árvore de decisão

Neste exemplo, foram apenas consideradas duas classes de segurança, embora o método possa ser aplicado a qualquer número de classes. Nas aplicações reais é comum considerar um maior número de classes, definidas simultaneamente em relação a diferentes tipos de contingências. Para além das variáveis numéricas que caracterizam o estado eléctrico do sistema, as árvores de decisão podem também utilizar grandezas discretas que definem a topologia da rede. Os parâmetros físicos intervenientes na formulação da árvore (no exemplo P_{G112} e P_{G2}) são automaticamente identificados a partir de uma lista de atributos candidatos. Os valores limites (neste caso 1240 MW e 942 MW) e a estrutura da árvore são também automaticamente definidos. O algoritmo utiliza para esse fim um conjunto de aprendizagem constituído por um número suficientemente representativo de estados da rede eléctrica, previamente analisados, sendo seleccionadas somente as variáveis que têm efectivamente influência na segurança dinâmica do sistema.

As árvores de decisão, quando aplicadas à análise da estabilidade transitória em tempo real, permitem, a partir dos valores dos parâmetros actuais da rede, e sem se recorrer a

qualquer tipo de simulação do sistema durante ou após a ocorrência de uma perturbação, obter informação suficiente para avaliar rapidamente a segurança do sistema e estabelecer medidas de controlo preventivo. Podem ainda ser obtidos os valores da margem de estabilidade e dos coeficientes de sensibilidade, os quais indicam a distância em relação à instabilidade, isto é, o grau de robustez do SEE face a uma determinada contingência. Esta metodologia pode também ser usada para inferir informação referente a novos estados não observados, a partir da base de conhecimentos.

3.6 Análise comparativa dos métodos

As diferentes formulações apresentadas anteriormente podem ser comparadas considerando os seguintes critérios: possibilidades de modelização, tipo de informação necessária para a sua implementação, tarefas preparatórias (em tempo diferido), requisitos computacionais em tempo real e tipo de informação fornecida. Atendendo a que cada classe de métodos inclui diversas formulações, foram somente considerados os seus melhores desempenhos. Na tabela 3.1 mostra-se a comparação das diversas metodologias para o estudo e análise da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia.

Analisando a tabela 3.1 verifica-se que, com excepção dos métodos directos, todas as outras formulações permitem uma modelização pormenorizada dos componentes da rede eléctrica. Isto deve-se ao facto de, directa ou indirectamente, utilizarem métodos de integração numérica para analisar a evolução do sistema. Assim, em situações de tempo diferido, requerem uma informação completa acerca das características do SEE em estudo. Porém, as técnicas de inteligência artificial, quando aplicadas em tempo real, necessitam somente de um conjunto restrito de variáveis previamente seleccionadas.

Na fase preparatória, efectuada em tempo diferido, verifica-se que as técnicas de inteligência artificial necessitam de um conjunto de tarefas (geração da base de dados e validação), que exigem um enorme esforço computacional. Os métodos directos requerem uma validação exaustiva, para garantir que as hipóteses e as simplificações utilizadas na sua implementação são válidas para um grande número de situações reais. No entanto, estas duas formulações são as que melhor se adaptam às exigências da avaliação da segurança dinâmica de um sistema em tempo real, pois requerem um esforço de cálculo reduzido nesta situação.

Os métodos directos, e de integração numérica no domínio do tempo, fornecem informação que permite a análise detalhada da segurança dinâmica do sistema. As outras formulações possibilitam ainda uma análise sintética da condição de estabilidade da rede. Porém, quando se pretende efectuar a filtragem e a ordenação de contingências, somente os métodos directos e os híbridos apresentam essa possibilidade.

Tabela 3.1 – Análise comparativa das diversas classes de métodos para a avaliação da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia

Critérios	Integração Numérica	Métodos Directos	Métodos Híbridos	Técnicas de Inteligência Artificial
Possibilidades de Modelização	Pormenorizada	Modelo clássico ou pouco pormenorizada	Pormenorizada	Pormenorizada
Informação necessária				
- em tempo diferido	Informação completa acerca do sistema	Informação parcial acerca do sistema	Informação completa acerca do sistema	Informação completa acerca do sistema
- em tempo real	Informação completa acerca do sistema	Informação parcial acerca do sistema	Informação completa acerca do sistema	Variáveis previamente seleccionadas
Etapa preparatória (em tempo diferido)	Validação	Validação exhaustiva	Validação	Geração de uma base de dados e validação das ferramentas desenvolvidas
Aplicação em tempo real	Grande esforço computacional	Reduzido esforço computacional	Esforço computacional relativo	Esforço computacional extremamente reduzido
Informação fornecida				
- análise	Detalhada	Detalhada	Detalhada e Sintética	Detalhada e Sintética
- filtragem e ordenação de contingência	Muito difícil	Extremamente fácil	Fácil	Não fornece
- análise de sensibilidade	Difícil	Fácil	Fácil	Fácil
- medidas de controlo	Não sugere	Preventivo	Preventivo	Preventivo e correctivo
- gestão de incertezas	Não é possível	Não é possível	Não é possível	Possível

A análise de sensibilidade e as medidas de controlo preventivo não podem ser implementadas através das metodologias de análise da estabilidade transitória no domínio do

tempo, no entanto estas técnicas estão disponíveis nas restantes classes de métodos. As formulações baseadas em sistemas de aprendizagem automática permitem também estabelecer medidas de controlo correctivo e efectuar uma gestão de incertezas.

Em síntese, pode concluir-se que as classes de métodos que apresentam melhores desempenhos, na maior parte dos critérios considerados, são as formulações híbridas e as técnicas de inteligência artificial. A grande diferença entre estas duas metodologias reside na fase de preparação. Nos métodos híbridos, esta etapa é bastante reduzida, limitando-se a uma simples validação dos modelos estabelecidos. Ao contrário, os algoritmos de aprendizagem automática requerem um enorme esforço computacional na geração da base de conhecimentos, sendo necessário efectuar um elevado número de simulações para avaliar a estabilidade do sistema relativamente a um grande número de pontos de operação. A informação resultante tem de ser analisada, comprimida e armazenada, o que requer a utilização de pacotes de programas dedicados a essas tarefas. Assim, torna-se extremamente difícil a sua aplicação em situações reais, pelo que actualmente os métodos híbridos têm sido preferidos.

3.7 Conclusões

Neste capítulo apresentaram-se sinteticamente os métodos e técnicas de simulação mais relevantes para a resolução do problema da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia. Para cada uma das formulações descritas foram referidas as principais vantagens e inconvenientes, bem como o modo de avaliar a estabilidade do sistema, de calcular os tempos críticos de eliminação do defeito e os limites de potência.

Começou por se descreverem os métodos de simulação no domínio do tempo, tendo sido apresentados os esquemas de resolução alternado e simultâneo, assim como as técnicas de integração numérica implícita e explícita. Foi ainda apresentado um algoritmo dicotómico para determinar os limites de estabilidade. Apesar de existirem novas metodologias de estudo e análise da estabilidade transitória os métodos de integração numérica no domínio do tempo continuam ainda a ser utilizados, nomeadamente para aferir os resultados produzidos por outras formulações. Além disso, são uma ferramenta auxiliar essencial para os métodos não convencionais.

Seguidamente, apresentaram-se os métodos directos de Lyapunov, da função de energia transitória, da superfície limite de energia potencial, do ponto de equilíbrio instável de

controlo e das áreas iguais generalizado. Nesta classe de métodos, as simulações no domínio do tempo confinam-se ao período de permanência do defeito no sistema, pelo que estas formulações são computacionalmente eficientes. No entanto, os métodos directos são pouco robustos, em situações de operação específicas, particularmente quando o sistema opera na vizinhança dos seus limites de funcionamento.

Posteriormente, descreveram-se os métodos híbridos, que combinam as vantagens das formulações directas com as dos algoritmos baseados na integração numérica no domínio do tempo. Foram apresentados dois tipos de métodos híbridos. Uma das formulações utiliza o sistema multimáquina sem qualquer tipo de redução e está associada ao método da função de energia transitória, enquanto a outra utiliza um modelo equivalente do sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita e baseia-se no método das áreas iguais generalizado.

Para além dos métodos determinísticos, foram também apresentadas as técnicas de inteligência artificial, sendo descritas as formulações mais representativas: reconhecimento de formas, redes neuronais e árvores de decisão. O objectivo fundamental destas metodologias é criar uma base de conhecimento, que possa ser usada em tempo real, a partir da informação extraída de um conjunto significativo de simulações efectuadas em tempo diferido.

Finalmente, efectuou-se uma análise comparativa dos diferentes métodos expostos, considerando os seguintes critérios:

- possibilidades de modelização;
- tipo de informação necessária para a sua implementação;
- tarefas preparatórias em tempo diferido;
- requisitos computacionais em tempo real;
- tipo de informação fornecida.

Concluiu-se que as classes de métodos que apresentam melhores desempenhos, na maior parte dos critérios, são as formulações híbridas e as técnicas de inteligência artificial. Porém, preferem-se actualmente os métodos híbridos devido à sua facilidade de implementação em situações reais.

CAPÍTULO 4

MÉTODO HÍBRIDO PARA O ESTUDO E ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

4.1 Considerações gerais

Neste capítulo é apresentado o método híbrido desenvolvido, para o estudo e análise da estabilidade transitória de um SEE. Esta formulação combina as vantagens dos métodos directos com as dos algoritmos baseados na integração numérica das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema no domínio do tempo. O novo método utiliza a flexibilidade de modelização dos componentes do sistema permitida pelos métodos de integração numérica com a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pela formulação directa das áreas iguais.

O método híbrido proposto utiliza um modelo equivalente do sistema multimáquina constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. A avaliação da estabilidade transitória é efectuada através de índices de detecção de instabilidade ou estabilidade, sendo o processo de integração numérica efectuada durante um curto intervalo de tempo. As margens de estabilidade transitória são calculadas aplicando o critério das áreas iguais a um sistema composto por uma máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita, o qual foi obtido por um processo de agregação das máquinas do SEE. A determinação dos limites de estabilidade, isto é, o tempo crítico de actuação das protecções e os limites de potência, é efectuada através de um processo simples de interpolação ou extrapolação.

Descrevem-se, seguidamente, duas técnicas de selecção, ordenação e classificação de contingências baseadas na formulação híbrida proposta. As contingências são classificadas em definitivamente perigosas, perigosas, potencialmente perigosas e não severas. Na primeira, é

utilizada uma técnica de filtragem em cascata composta por três módulos de cálculo. A partir de uma lista inicial de contingências, o primeiro módulo produz duas listas, uma corresponde às contingências consideradas severas, a outra contém as perturbações que não conduzem a situações de instabilidade para o sistema. No segundo, módulo é efectuada uma classificação intermédia das perturbações consideradas perigosas. No terceiro, estabelece-se a lista final de contingência, utilizando como critério de selecção e ordenação o tempo crítico de eliminação do defeito e a margem de estabilidade transitória. Na outra metodologia de selecção e ordenação de contingências empregam-se índices de severidade simples e compostos. Quando são detectadas, através da metodologia proposta, situações que conduzam à instabilidade do sistema é conveniente definir e implementar um conjunto de acções de controlo preventivo.

Finalmente, apresenta-se uma metodologia de definição de medidas de controlo preventivo, que combina o método híbrido desenvolvido com um trânsito de potências óptimo. As medidas de controlo preventivo propostas caracterizam-se por uma permuta estratégica de potência activa entre as máquinas críticas e as restantes máquinas do sistema.

4.2 Etapas principais do método híbrido desenvolvido

O método híbrido proposto analisa a estabilidade transitória através dos seguintes procedimentos:

- 1) utiliza um programa de simulação no domínio do tempo para avaliar o comportamento dinâmico do sistema multimáquina;
- 2) através da aplicação de índices de estabilidade o processo de integração numérica termina antes de se atingir o tempo de análises previamente especificado; os valores destes índices são calculados para o período pós-defeito;
- 3) identifica o conjunto das máquinas críticas;
- 4) o sistema multimáquina é dividido em dois subsistemas, que são transformados em duas máquinas equivalentes;
- 5) as duas máquinas são reduzidas a uma máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita;
- 6) indica a condição de estabilidade do sistema e calcula, com base no critério das áreas iguais, a margem de estabilidade transitória;
- 7) fornece os limites de estabilidade do sistema.

Na figura 4.1, mostram-se as etapas principais do método híbrido desenvolvido para o estudo e análise da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia.

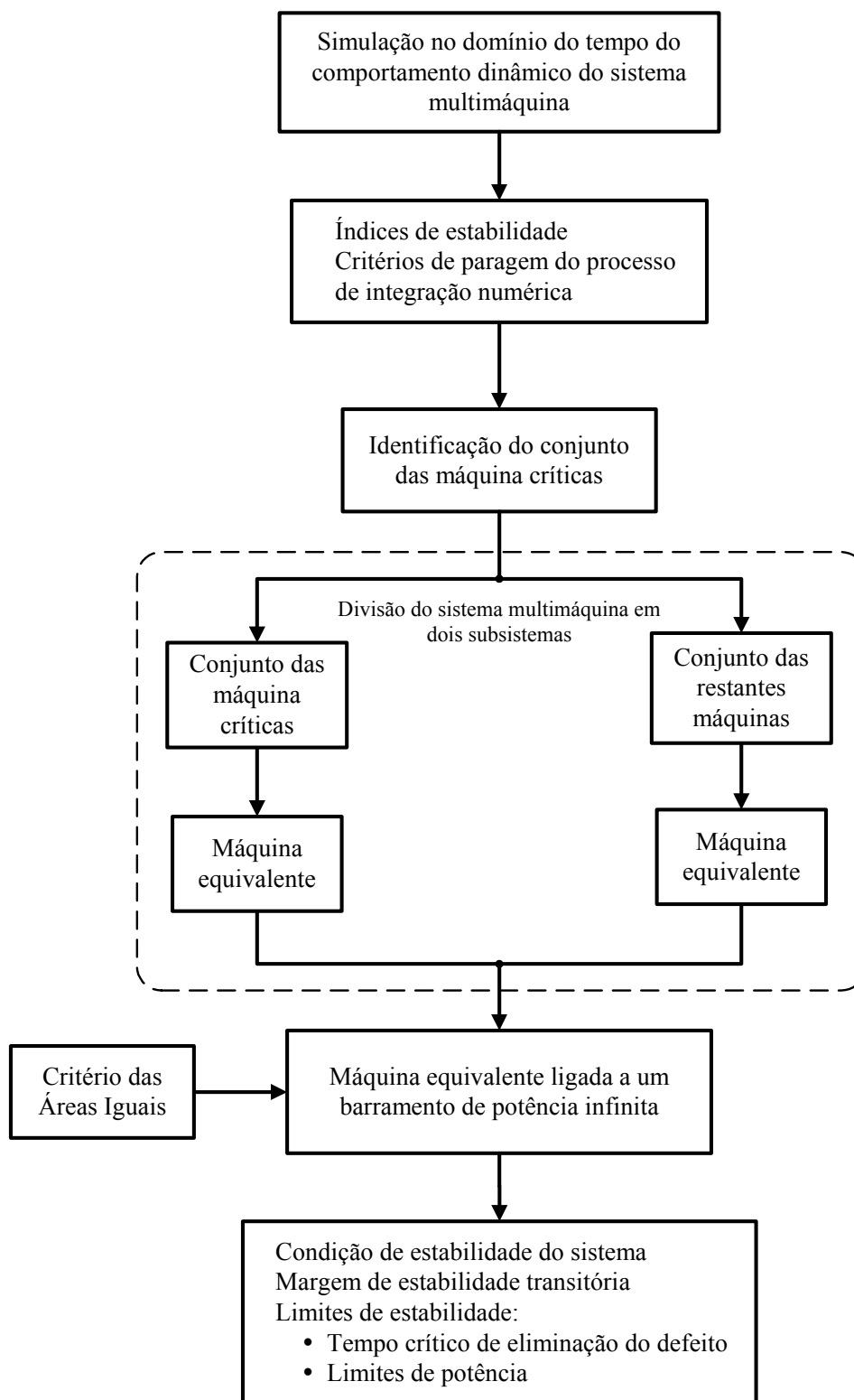


Figura 4.1 – Etapas principais do método híbrido proposto para o estudo e análise da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia

4.3 Índices de estabilidade

No estudo e análise da estabilidade transitória, os métodos utilizados devem produzir soluções que identifiquem claramente se o sistema é estável ou instável. Geralmente, os programas de simulação no domínio do tempo utilizam diferentes critérios pragmáticos baseados no desvio angular máximo [67]. Esta metodologia, porém, pode conduzir a situações ambíguas. Assim, é necessário recorrer a critérios mais robustos que permitam detectar a estabilidade ou instabilidade do sistema após a eliminação do defeito. Neste trabalho utilizam-se dois índices, estando um associado à detecção de situações de instabilidade e outro às de estabilidade. Estes índices permitem terminar o processo de integração numérica das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, antes de se atingir o tempo total de simulação, previamente especificado [76]. Os valores destes índices são calculados para o período pós-defeito.

O índice de detecção de instabilidade baseia-se nos conceitos da Superfície Limite de Energia Potencial. No caso do sistema ser estável a sua trajectória não cruzará a SLEP, sendo o tempo de eliminação do defeito inferior ao tempo crítico, t_{cr} . A trajectória no período pós-defeito convergirá para um ponto de equilíbrio estável. No caso de uma situação instável ocorrerá o cruzamento da SLEP após a eliminação do defeito, o que significa que se ultrapassou t_{cr} , conforme se mostra na figura 4.1. Este índice de detecção de instabilidade, IDI , é calculado com base na expressão:

$$IDI = \sum_{i=1}^m f_i (\theta_i - \theta_i^{cl}) \quad (4.1)$$

onde

f_i - potência de aceleração da máquina síncrona i

θ_i - ângulo rotórico da máquina síncrona i no período pós-defeito

θ_i^{cl} - ângulo rotórico da máquina síncrona i no instante de eliminação do defeito

Na forma vectorial o índice de detecção de instabilidade é obtido através da expressão:

$$IDI = \mathbf{f}^T (\boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^{cl}) \quad (4.2)$$

Quando ocorre um defeito num SEE a potência eléctrica do sistema reduz-se drasticamente enquanto que a potência mecânica se mantém aproximadamente constante

durante um curto período de tempo. O excesso de potência daí resultante é designado por potência de aceleração e é a principal responsável pelo afastamento das máquinas do sistema do ponto de equilíbrio estável. Durante o período de defeito as máquinas adquirem energia cinética e potencial. Para se manter a estabilidade do sistema, no período pós-defeito a energia cinética é convertida em energia potencial. A capacidade de uma determinada máquina efectuar esta conversão, depende tanto do sistema, na configuração pós-defeito, como da sua própria capacidade para absorver esta energia adicional. No caso de uma situação instável, as máquinas que conduzem à perda do sincronismo do sistema atingem os valores máximos de energia potencial, sem que a energia cinética tenha sido totalmente convertida e absorvida. Neste caso a potência de aceleração será maior que zero e os ângulos rotóricos aumentam monotonamente, pelo que o índice de detecção de instabilidade é positivo, ou seja, a trajectória do sistema cruzou a SLEP [25]. Como nos instantes imediatamente após a actuação das protecções a potência aceleradora é negativa, o valor de *IDI* será menor que zero. Assim, uma mudança de sinal deste índice permite detectar a instabilidade do sistema. No caso de o sistema ser estável todas as máquinas do sistema terão a capacidade de converter a energia cinética em energia potencial, apresentando *IDI* valores negativos.

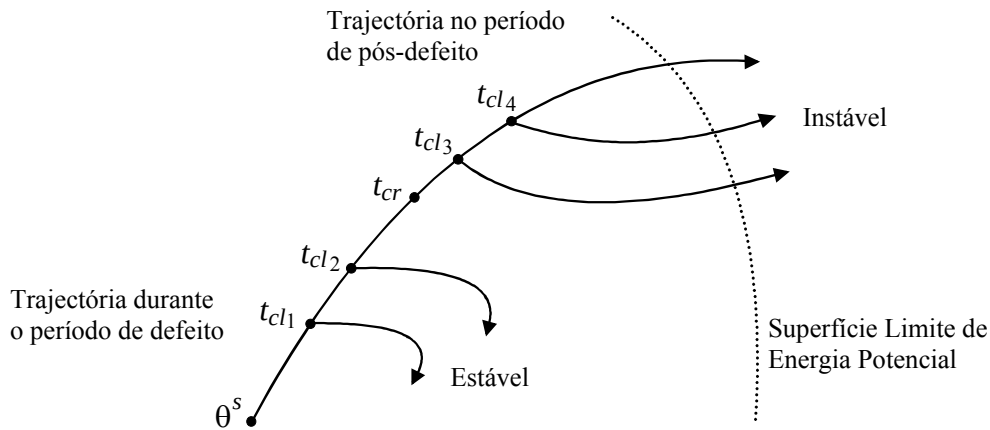


Figura 4.2 – Relação entre as trajetórias estável e instável e o conceito de Superfície Limite de Energia Potencial

Para detectar se um sistema é estável recorre-se a um índice de estabilidade composto pelas velocidades angulares e pelos ângulos rotóricos, o qual é determinado com base na expressão:

$$IDE = \sum_{i=1}^m \omega_i (\theta_i - \theta_i^{cl}) \quad (4.3)$$

Na expressão (4.3), tem-se:

ω_i - velocidade angular da máquina síncrona i no período pós-defeito

θ_i - ângulo rotórico da máquina síncrona i no período pós-defeito

θ_i^{cl} - ângulo rotórico da máquina síncrona i no instante de eliminação do defeito

Na forma vectorial o índice de detecção de estabilidade é obtido através da expressão:

$$IDE = \omega^T (\theta - \theta^{cl}) \quad (4.4)$$

No caso de uma situação estável, este índice de detecção de estabilidade apresenta um valor positivo no início do seu cálculo, visto que, logo após a eliminação do defeito os ângulos rotóricos aumentam e, para a maioria das máquinas, ainda não atingiram o valor máximo. Neste caso a velocidade angular é positiva. Quando o ângulo rotórico de uma determinada máquina atinge o seu valor máximo a respectiva velocidade angular será nula. O valor do ângulo começará a decrescer, enquanto que, a velocidade apresentará um valor negativo. O índice de detecção de estabilidade será negativo, dado que, o mesmo sucederá a todas as máquinas do sistema, embora tal não aconteça simultaneamente. Assim, sempre que o índice de detecção de estabilidade mudar de sinal, passando de positivo a negativo, significa que o sistema não perde o sincronismo. Os ângulos rotóricos e as velocidades angulares das máquinas síncronas do sistema apresentam valores próximos dos do centro de inércia. Se o sistema for instável o IDE será sempre positivo, pois tanto os ângulos rotóricos como as velocidades angulares das máquinas relevantes aumentarão indefinidamente. Em síntese, uma variação no sinal dos índices de estabilidade traduz uma mudança na direcção da projecção do vector $\mathbf{f}$ ou ω no vector $(\theta - \theta^{cl})$, permitindo deste modo avaliar a estabilidade transitória do sistema.

Para tornar o processo de avaliação da estabilidade transitória de um SEE mais robusto, para além, dos dois índices apresentados, foram introduzidos mais dois parâmetros auxiliares de controlo. O objectivo principal destes índices é o de eliminar qualquer erro de cálculo que possa ter existido na determinação de IDI e IDE .

O primeiro índice auxiliar $IDCS$, monitoriza o valor da norma do vector $\mathbf{f}$ e indica o ponto aproximado onde ocorre o cruzamento da superfície limite de energia potencial. Quando $IDCS$ atinge um valor mínimo, significa que o valor de IDI mudou de sinal. Assim,

este parâmetro pode ser usado para aferir a informação fornecida pelo índice de detecção de instabilidade, sendo obtido através da expressão:

$$IDCS = \sum_{i=1}^m f_i^2 \quad (4.5)$$

O segundo índice auxiliar *IDTO*, permite detectar quando ocorre uma mudança de sinal dos índices de estabilidade e qual o momento óptimo para a identificação do conjunto das máquinas críticas. Isto deve-se ao facto, de relacionar entre si, os dois vectores que condicionam a mudança de direcção dos índices de estabilidade. O seu valor é obtido através da expressão:

$$IDTO = \sum_{i=1}^m f_i \omega_i \quad (4.6)$$

Se o tempo de actuação das protecções for muito superior ao tempo crítico, a que corresponderá um período de permanência da perturbação relativamente elevado, a detecção de uma situação instável poderá ser feita durante este intervalo. Para isso, utiliza-se o critério do desvio angular máximo, $\Delta\theta_{\max}$, e considera-se que o sistema é instável sempre que a diferença entre os ângulos rotóricos de duas das máquinas do sistema ultrapasse os 360°. Neste caso, a utilização deste critério justifica-se, uma vez que se trata de uma situação extremamente instável. O desvio angular máximo é dado por

$$\Delta\theta_{\max} = \max \left[\max \theta_i(t) - \min \theta_j(t) \right] \quad (4.7)$$

O valor de $\Delta\theta_{\max}$ pode ser utilizado em conjuntamente com o índice de instabilidade anteriormente apresentado. No entanto, verifica-se que, para a maioria dos casos analisados, *IDI*, permite detectar mais rapidamente se uma dada situação é instável, ou seja, necessita de um menor número de passos de integração.

4.4 Transformação do sistema multimáquina numa máquina equivalente

Neste método, a redução do SEE a uma máquina ligada a um barramento de potência infinita é efectuada de forma semelhante à do método das áreas iguais generalizado e assenta nos mesmos pressupostos. A metodologia seguida foi já aplicada, com sucesso, a outras

formulações híbridas, em que se reduz o sistema a uma máquina equivalente [77], [78]. Considera-se que, sempre que ocorre uma perturbação, que conduza à perda do sincronismo, as máquinas síncronas agregam-se em dois conjuntos, podendo-se analisar a estabilidade transitória do sistema, através do critério das áreas iguais, após se reduzir a rede a uma máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita. O processo de transformação de um sistema multimáquina numa máquina equivalente requer os seguintes passos:

1. para um determinado defeito, divide-se o conjunto das máquinas síncronas do SEE em dois subconjuntos: o grupo das máquinas críticas e o grupo das restantes máquinas;
2. transforma-se os dois subconjuntos de máquinas em duas máquinas equivalentes, usando o respectivo centro de inércia;
3. reduz-se estas duas máquinas a um sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita.

4.4.1 Redução do sistema multimáquina a duas máquinas equivalentes

Um dos pontos importantes do método híbrido consiste na subdivisão do Sistema Eléctrico de Energia em dois conjuntos: o conjunto das máquinas críticas e o das restantes máquinas. Supondo que esta divisão já foi estabelecida, cada conjunto é agregado de forma a obter-se uma máquina equivalente para cada um dos conjuntos. Para que sejam convenientemente identificados os conjuntos e as máquinas equivalentes, será utilizada uma metodologia adequada. Assim, será designado por C , o conjunto das máquinas síncronas críticas, enquanto o conjunto das restantes máquinas do sistema será designado por N (não-críticas). As máquinas equivalentes às do conjunto C e às do conjunto N serão designadas respectivamente por c e por n . A obtenção dessas máquinas equivalentes é efectuada por um processo de agregação, que se vai seguidamente explicitar.

Aplicando a formulação do centro de inércia aos conjuntos C e N , obtêm-se os ângulos das correspondentes máquinas equivalentes:

$$\delta_c(t) = M_c^{-1} \sum_{k \in C} M_k \delta_k(t) \quad (4.8)$$

$$\delta_n(t) = M_n^{-1} \sum_{j \in N} M_j \delta_j(t) \quad (4.9)$$

Nas expressões (4.8) e (4.9), tem-se:

δ_c - ângulo rotórico da máquina equivalente c

M_c - coeficiente de inércia da máquina equivalente c

M_k - coeficiente de inércia da máquina síncrona k pertencente ao conjunto C

δ_k - ângulo rotórico da máquina síncrona k pertencente ao conjunto C

δ_n - ângulo rotórico da máquina equivalente n

M_n - coeficiente de inércia da máquina equivalente n

M_j - coeficiente de inércia da máquina síncrona j pertencente ao conjunto N

δ_j - ângulo rotórico da máquina síncrona j pertencente ao conjunto N

As velocidades angulares correspondentes são obtidas de forma semelhante:

$$\omega_c(t) = M_c^{-1} \sum_{k \in C} M_k \omega_k(t) \quad (4.10)$$

$$\omega_n(t) = M_n^{-1} \sum_{j \in N} M_j \omega_j(t) \quad (4.11)$$

onde

ω_c - velocidade angular da máquina equivalente c

ω_k - velocidade angular da máquina síncrona k pertencente ao conjunto C

ω_n - velocidade angular da máquina equivalente n

ω_j - velocidade angular da máquina síncrona j pertencente ao conjunto N

Os coeficientes de inércia das máquinas equivalentes ao conjunto C e N são obtidos a partir das expressões:

$$M_c = \sum_{k \in C} M_k \quad (4.12)$$

$$M_n = \sum_{j \in N} M_j \quad (4.13)$$

Para a máquina equivalente ao conjunto C , a correspondente equação de oscilação é definida por:

$$M_c \frac{d^2 \delta_c}{dt^2} = \sum_{k \in C} (P_{mk} - P_{ek}) \quad (4.14)$$

A equação de oscilação da máquina equivalente, relativa ao conjunto N , é definida por:

$$M_n \frac{d^2 \delta_n}{dt^2} = \sum_{j \in N} (P_{mj} - P_{ej}) \quad (4.15)$$

Nas expressões (4.14) e (4.15), tem-se:

P_{mk} - potência mecânica da máquina k pertencente ao conjunto C

P_{ek} - potência eléctrica da máquina k pertencente ao conjunto C

P_{mj} - potência mecânica da máquina j pertencente ao conjunto N

P_{ej} - potência eléctrica da máquina j pertencente ao conjunto N

4.4.2 Modelo equivalente a um sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita

O estudo e análise da estabilidade transitória do sistema equivalente constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita pode ser efectuado através do critério das áreas iguais (Anexo II). Este critério assenta no conceito de energia e na análise das áreas de aceleração e desaceleração, que resultam da representação gráfica das curvas das potências eléctrica e mecânica em função do ângulo rotórico. Após a redução do sistema multimáquina a duas máquinas síncronas equivalentes utiliza-se uma metodologia semelhante à do critério das áreas iguais, para obter uma máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita. Assim, o ângulo rotórico da máquina resultante, equivalente às duas anteriores (c e n), é definido por:

$$\delta(t) = \delta_c(t) - \delta_n(t) \quad (4.16)$$

A velocidade angular, $\omega(t)$, é determinada de uma forma similar:

$$\omega(t) = \omega_c(t) - \omega_n(t) \quad (4.17)$$

As potências mecânica e eléctrica da máquina resultante, equivalente a todas as máquinas do sistema serão dadas por:

$$P_m(t) = M_T^{-1} \left(M_n \sum_{k \in C} P_{mk}(t) - M_c \sum_{j \in N} P_{mj}(t) \right) \quad (4.18)$$

$$P_e(t) = M_T^{-1} \left(M_n \sum_{k \in C} P_{ek}(t) - M_c \sum_{j \in N} P_{ej}(t) \right) \quad (4.19)$$

onde

P_m - potência mecânica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita

P_e - potência eléctrica da máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita

M_T - coeficiente de inércia do sistema

O coeficiente de inércia do sistema obtém-se com base nos coeficientes de inércia de cada uma das máquinas síncronas, sendo dado por:

$$M_T = M_c + M_n \quad (4.20)$$

A equação de oscilação da máquina ligada ao barramento de potência infinita será dada pela expressão:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) = P_a(t) \quad (4.21)$$

onde

M - coeficiente de inércia da máquina equivalente

P_a - potência de aceleração da máquina equivalente

O coeficiente de inércia, M , é obtido a partir de:

$$M = \frac{M_c M_n}{M_T} \quad (4.22)$$

Os valores de P_m e P_e são função dos parâmetros do SEE, bem como, das características de cada uma das máquinas síncronas, sendo calculados em cada passo de integração. Atendendo a que, as potências mecânica P_{mi} e eléctrica P_{ei} de cada máquina do sistema são determinadas sem que se faça qualquer tipo de simplificação, o mesmo acontece com as potências P_m e P_e da máquina equivalente, pelo que, a precisão não será afectada.

Na figura 4.2 mostram-se as curvas da potência eléctrica em função do ângulo rotórico equivalente, referentes aos períodos de defeito (P_{eD}) e pós-defeito (P_{eP}). A curva P_{eO} não se encontra representada [79].

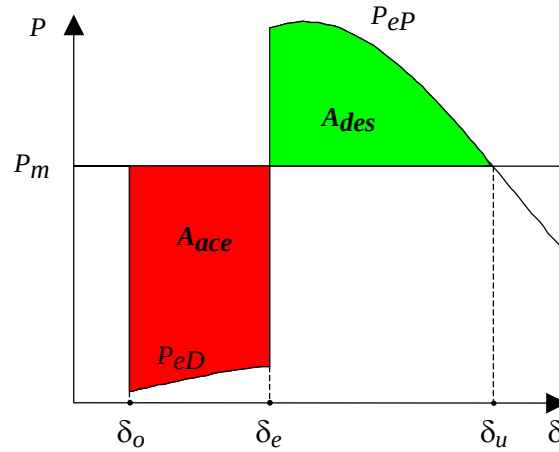


Figura 4.3 – Curvas da potência eléctrica em função do ângulo rotórico equivalente para uma situação instável

4.4.3 Cálculo da margem de estabilidade transitória

Analisando a figura 4.3, verifica-se que as áreas de aceleração e de desaceleração, que medem as correspondentes energias transitórias, são delimitadas pelo ângulo que é atingido quando se está perante o tempo de eliminação do defeito. A área de aceleração representa a energia cinética, essencialmente, armazenada durante o período de defeito e é dada pela expressão:

$$A_{ace} = \int_{\delta_o}^{\delta_e} (P_{mD} - P_{eD}) d\delta = \int_{\delta_o}^{\delta_e} P_a d\delta \quad (4.23)$$

A área de desaceleração corresponde, genericamente, à energia potencial máxima que o sistema pode dissipar no período pós-defeito e é dada por:

$$A_{des} = - \int_{\delta_e}^{\delta_u} (P_{mP} - P_{eP}) d\delta = - \int_{\delta_e}^{\delta_u} P_a d\delta \quad (4.24)$$

Com base nas equações (4.23) e (4.24) podem-se estabelecer duas medidas alternativas para avaliar a estabilidade do sistema, sendo uma a margem de estabilidade transitória η , relativa a um determinado ângulo δ_e (ângulo correspondente ao tempo de actuação das protecções) e a outra ao ângulo crítico δ_{cr} .

A margem de estabilidade transitória é calculada a partir da equação:

$$\eta = A_{des}(\delta_e) - A_{ace}(\delta_e) \quad (4.25)$$

Tendo em conta as expressões que definem as áreas de aceleração e de desaceleração, a equação anterior poderá ser escrita da seguinte forma:

$$\eta = - \int_{\delta_o}^{\delta_u} P_a d\delta \quad (4.26)$$

Para uma determinada contingência, o critério das áreas iguais estabelece que o sistema será estável, sempre que $\eta > 0$, independentemente das condições relativas à eliminação do defeito. No caso de $\eta < 0$, o sistema será instável, enquanto $\eta = 0$ corresponde à condição limite de estabilidade. Em termos físicos, se a energia cinética armazenada for transformada em energia potencial na configuração pós-defeito, o sistema será estável.

4.4.3.1 Trajectória instável do sistema equivalente

Para uma trajectória instável do sistema equivalente, a margem de estabilidade transitória pode ser calculada através de uma expressão analítica simples, deduzida a partir de (4.26). Assim, multiplicando ambos os membros da equação (4.21) por $\dot{\delta}$, obtém-se:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (4.27)$$

Reescrevendo a equação anterior, tem-se:

$$M \frac{d\omega}{dt} \omega = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (4.28)$$

ou ainda

$$M \omega d\omega = P_a d\delta \quad (4.29)$$

integrando a expressão (4.29), vem:

$$\frac{1}{2} M \omega^2 = \int_{\delta_o}^{\delta} P_a d\delta \quad (4.30)$$

Considerando $\delta = \delta_u$ e comparando a equação (4.30) com a (4.26) verifica-se que a margem de estabilidade pode ser determinada através de:

$$\eta_{inst} = -\frac{1}{2}M\omega_u^2 \quad (4.31)$$

Os valores de δ_u e ω_u correspondem ao ponto em que P_{eP} cruza P_m , isto é, onde $P_a = 0$ e $\dot{P}_a > 0$.

4.4.3.2 Trajectória estável do sistema equivalente

Se o sistema é estável, então existirá um ângulo de retorno δ_r , para o qual a velocidade angular se anula ($\omega_r = 0$). Neste caso, atendendo à equação (4.26), a margem de estabilidade transitória calcula-se através da expressão:

$$\eta_{est} = \int_{\delta_r}^{\delta_u} (P_{eP} - P_{mP}) d\delta \quad (4.32)$$

ou de outra forma

$$\eta_{est} = -\int_{\delta_r}^{\delta_u} P_a d\delta \quad (4.33)$$

Uma vez que não se conhece δ_u nem a trajectória de $P_a(\delta)$ entre o ângulo de retorno e δ_u , o valor da margem de estabilidade será determinado através de uma expressão aproximada. Neste trabalho são empregues três técnicas alternativas para o cálculo da margem, em todos os casos, admite-se que é conhecida a trajectória aproximada de $P_a(\delta)$ entre δ_r e δ_u . Na primeira, a curva é considerada linear, na segunda que é possível ajustar a curva através de uma aproximação polinomial e, finalmente, na terceira admite-se que se pode representar através da função seno.

Analisando a figura 4.3, verifica-se que se pode obter um valor aproximado para a margem de estabilidade transitória correspondente a uma situação estável, através de uma expressão simples:

$$\eta_{est} = \frac{1}{2}(P_{m_r} - P_{eP_r})(\delta_r - \delta_u) = \frac{1}{2}P_{a_r}(\delta_r - \delta_u) \quad (4.34)$$

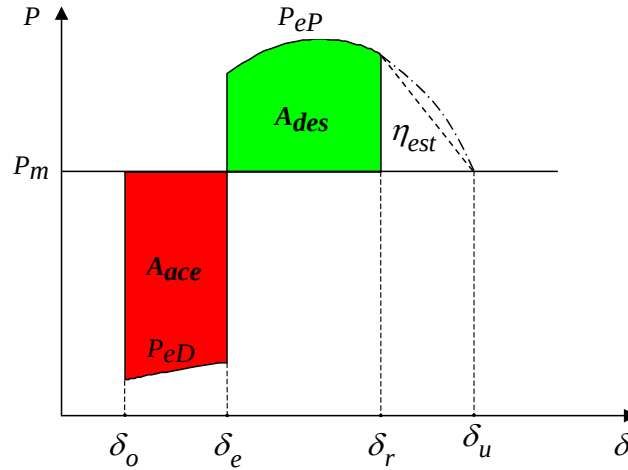


Figura 4.4 – Curvas da potência eléctrica em função do ângulo rotórico equivalente para uma situação estável

O valor de δ_u é obtido através de uma simulação do comportamento dinâmico do SEE para uma situação instável, a qual deve estar muito próxima da trajectória crítica do sistema. Mesmo neste caso, para situações muito estáveis, poderá existir um erro assinalável no cálculo da margem de estabilidade. Assim, é necessário utilizar um processo de cálculo mais elaborado para determinar η_{est} , baseado na extrapolação da curva da potência de aceleração entre os valores de δ_r e δ_u [67]:

$$P_a(\delta) = c_1 \delta^2 + c_2 \delta + c_3 \quad (4.35)$$

Os coeficientes c_1 , c_2 e c_3 são obtidos através dos valores de $P_a(\delta_r - 2\Delta\delta)$, $P_a(\delta_r - \Delta\delta)$ e $P_a(\delta_r)$. O valor de δ_u determina-se através da expressão:

$$P_a(\delta_u) = c_1 \delta_u^2 + c_2 \delta_u + c_3 = 0 \quad (4.36)$$

e respeitando a seguinte restrição

$$\frac{dP_a(\delta_u)}{dt} > 0 \quad (4.37)$$

Após o cálculo de δ_u , pode-se facilmente obter o valor da margem de estabilidade transitória através de (4.33).

O cálculo da margem de estabilidade transitória, para uma situação estável, pode ser efectuado através da aproximação da curva da potência eléctrica a uma função seno.

$$P_{eP} = P_{eP_{\max}} \sin \delta \quad (4.38)$$

No caso de situações extremamente instáveis pode acontecer, que a trajectória pós-defeito do sistema equivalente apresente somente valores de potência de aceleração positivos, não sendo possível determinar a margem de estabilidade transitória, nem o ângulo de equilíbrio instável. Nesta situação, podem-se empregar duas medidas alternativas. Uma consiste na distância entre a curva da potência mecânica e da potência eléctrica. A outra, baseia-se na definição da margem de estabilidade transitória, dada pela equação (4.25), assumindo-se que a área de desaceleração, que não se consegue calcular, é nula, isto é, a margem é dada somente pela área de aceleração.

4.5 Identificação do conjunto das máquinas críticas

Após a conclusão do processo de integração numérica no domínio do tempo, das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, procede-se à identificação do conjunto das máquinas críticas através da aplicação de quatro critérios de selecção complementares. A selecção do conjunto das máquinas críticas é uma tarefa difícil, complexa e que tem de apresentar resultados extremamente precisos. Assim, foram adoptadas diferentes metodologias que conjugadas permitem identificar de uma forma inequívoca qual o conjunto de máquinas que conduzem o sistema à perda do sincronismo.

1) Critério das acelerações

Neste critério, as máquinas críticas são seleccionadas entres as que apresentam maior variação do valor da aceleração no período pós-defeito:

$$\gamma_i = \frac{\Delta P_{ai}}{M_i} = \frac{P_{ai}(t_{obs}) - P_{ai}(t_{cl})}{M_i} \quad (4.39)$$

com

P_{ai} – potência de aceleração da máquina síncrona i

M_i – momento de inércia da máquina síncrona i

A potência de aceleração é calculada em dois momentos distintos, o primeiro corresponde ao tempo de eliminação do defeito, t_{cl} , e o segundo ao tempo de observação, t_{obs} .

2) Índice baseado na variação incremental dos ângulos rotóricos

Recentemente, foi proposto um novo método para identificar o conjunto das máquinas críticas do sistema, com base na variação incremental dos ângulos rotóricos no período pós-defeito [80]. Para cada máquina determina-se um índice que traduz a variação do ângulo rotórico relativamente ao valor médio do incremento de todos os ângulos:

$$IA_i = \left(\delta_i^{obs} - \delta_i^{cl} \right) - \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m \left(\delta_k^{obs} - \delta_k^{cl} \right) \quad (4.40)$$

com

IA_i - índice relativo à variação incremental do ângulo rotórico da máquina síncrona i

δ_i^{obs} - ângulo rotórico da máquina i correspondente ao tempo de observação (t_{obs})

δ_i^{cl} - ângulo rotórico da máquina i correspondente ao tempo de eliminação do defeito (t_{cl})

m - número de geradores

Este índice pode também ser determinado relativamente ao centro de ângulo (COA) e, neste caso, será dado por [81]:

$$IA_{COAi} = \sum_{t=t_{cl}}^{t_{obs}} \left| \theta_i(t + \Delta t) + \theta_i(t) \right| \quad (4.41)$$

sendo $\theta_i(t)$ determinado através de:

$$\theta_i(t) = \delta_i(t) - \left(\sum_{k=1}^m M_k \right)^{-1} \sum_{k=1}^m M_k \delta_k(t) \quad (4.42)$$

Estes índices são ordenados por ordem decrescente, sendo somente considerados os que apresentarem valores positivos. Os índices que se situam acima do maior intervalo, resultante da diferença entre dois valores consecutivos, correspondem ao conjunto das máquinas críticas. Esta metodologia apresenta a vantagem de poder ser utilizada tanto para situações instáveis

como para situações estáveis. O momento em que se estabelece o agrupamento das máquinas é de primordial importância, se ocorrer demasiado cedo, pode não traduzir fielmente o impacto do defeito no sistema, por outro lado, se ocorrer para além de um determinado ponto poder-se-á não conseguir distinguir claramente os dois conjuntos.

A aplicação destes dois índices origina duas listas diferenciadas de máquinas potencialmente críticas. A lista final proposta por este critério é constituída pelas máquinas classificadas como críticas nas duas situações.

3) Ordenação das máquinas críticas

O critério de ordenação das máquinas críticas, designado habitualmente na literatura da especialidade por *Critical-Machines Ranking (CMR)*, foi inicialmente proposto no âmbito da formulação dinâmica do método das áreas iguais generalizado [82]. Baseia-se no pressuposto de que o grau de criticalidade de uma determinada máquina é directamente proporcional à amplitude do seu ângulo rotórico, observado num instante apropriado da sua trajectória. Na aplicação deste critério, a selecção e ordenação do conjunto das máquinas críticas é, preferencialmente, efectuada com base numa simulação instável do comportamento dinâmico do sistema [67]. De todos os grupos possíveis de máquinas síncronas, que possam constituir o conjunto das máquinas críticas, será necessário identificar qual o mais desfavorável em termos de estabilidade transitória. Para se atingir esse objectivo, utilizam-se os seguintes procedimentos:

- simula-se a ocorrência de um defeito que conduza à perda do sincronismo do sistema;
- integram-se as equações que definem o comportamento dinâmico do sistema e determinam-se os ângulos rotóricos de cada uma das máquinas;
- no momento correspondente ao tempo de observação ordenam-se as máquinas por sequência decrescente dos seus ângulos rotóricos, isto é, por ordem decrescente do seu grau de instabilidade;
- selecciona-se um conjunto de $(m-1)$ máquinas síncronas;
- com base na lista de máquinas, estabelecida anteriormente, formam-se vários conjuntos, sendo o primeiro composto pela máquina mais avançada, o segundo pelas duas primeiras máquinas e assim sucessivamente até se atingirem as $(m-1)$ máquinas da classificação;
- verifica-se qual desvio angular máximo entre dois grupos de máquinas;
- as máquinas cujos os ângulos rotóricos se encontram acima deste intervalo são classificadas como críticas.

4) Metodologia de selecção do conjunto das máquinas críticas aplicado no método da Função de Energia Transitória

A aplicação do método da função de energia transitória, tal como a maioria dos métodos directos baseados na teoria de Lyapunov, requer a identificação do conjunto das máquinas críticas. A identificação deste conjunto é efectuada com base no denominado *Mode of Disturbance (MOD)* [83].

A escolha do conjunto de máquinas críticas baseia-se em dois indicadores da severidade da perturbação, determinados no fim do período de defeito. São estabelecidas duas listas onde as máquinas se encontram ordenadas segundo o seu grau de criticalidade. Na primeira lista a ordenação das máquinas síncronas é efectuada por ordem decrescente do valor da energia cinética correspondente ao momento de eliminação do defeito. O valor da energia cinética neste ponto é determinado por:

$$V_{KE}^{cl} = \frac{1}{2} M_i \left(\tilde{\omega}_i^{cl} \right)^2 \quad (4.43)$$

com

$\tilde{\omega}_i^{cl}$ – valor da velocidade angular da máquina i , em t_{cl} , referida ao centro de inércia

Os alternadores de uma central são agrupadas e colocadas na lista, na mesma posição do que apresentar maior valor de energia cinética, independentemente do lugar que as outras máquinas ocupem na lista. Para tornar o processo mais eficiente são somente incluídas na lista as máquinas cujo valor da energia cinética seja de pelo menos 50 % do valor máximo. Esta ordenação permite avaliar o impacto causado pela perturbação, em termos da energia cinética adquirida durante o período de defeito.

Uma segunda lista de máquinas é obtida através da ordenação, por ordem decrescente, da aceleração no momento de actuação das protecções:

$$\frac{f_i(\theta^{cl})}{M_i} = \frac{1}{M_i} \left(P_{mi} - P_{ei} \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \right) \quad (4.44)$$

com

$f_i(\theta^{cl})$ – valor da potência de aceleração da máquina i , em t_{cl} , referida ao centro de inércia

Tal como na lista relativa à energia cinética, as máquinas pertencentes à mesma central são integradas no mesmo grupo. Somente as máquinas cuja aceleração é superior a 50 % do valor máximo são incluídas na lista. Esta lista fornece uma medida da severidade da perturbação em termos da aceleração de cada máquina no fim do período de defeito. A lista final com as máquinas mais severamente perturbadas é efectuada com base na informação fornecida pelas duas listas anteriores e encontra-se sintetizada na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Lista final de máquinas potencialmente críticas

Máquinas que aparecem em ambas as listas (da energia cinética e da aceleração)
Máquinas que aparecem na lista da energia cinética, mas não na lista da aceleração
Máquinas que aparecem na lista da aceleração, mas não na lista da energia cinética

5) Selecção do conjunto final de máquinas críticas

Os conjuntos possíveis de máquinas críticas são obtidos combinando os quatro critérios, descritos anteriormente, através da utilização de regras heurísticas. O sistema multimáquina é dividido em dois subsistemas, que posteriormente são agregados num sistema equivalente, composto por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. Para cada conjunto, os parâmetros relativos à máquina equivalente são determinados e as condições de estabilidade avaliadas. O conjunto de máquinas críticas corresponde ao que primeiro satisfaz todas as condições de estabilidade impostas pelo método híbrido [84].

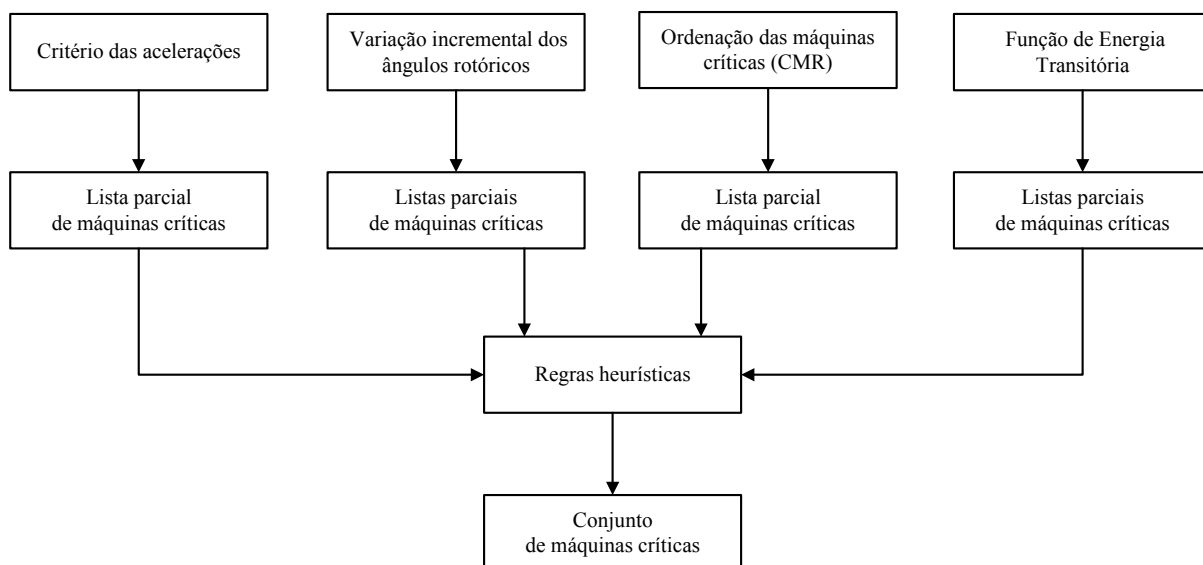


Figura 4.5 – Selecção do conjunto de máquinas críticas

As regras que permitem estabelecer o conjunto final de máquinas críticas encontram-se divididas em duas classes, conforme o sistema seja estável ou instável. Se a simulação efectuada for classificada como estável, aplica-se como critério dominante a variação incremental dos ângulos rotóricos, seguido da ordenação das máquinas críticas (*CMR*). Se a simulação for instável, inverte-se a ordem de prioridade deste dois critérios. A metodologia de selecção do conjunto das máquinas críticas aplicado no método da Função de Energia Transitória e o critério das acelerações são utilizados para aferir a solução produzida. No caso dos resultados serem discordantes, é necessário acrescentar as máquinas indicadas por estes critérios ao conjunto.

4.6 Avaliação da estabilidade transitória

Na avaliação da estabilidade transitória utilizam-se os índices de estabilidade apresentados anteriormente, *IDI* e *IDE* e os parâmetros auxiliares *IDTO* e *IDCS*. Começa-se por integrar as equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema durante o período de defeito. No período pós-defeito, em cada passo de integração todos os índices de estabilidade são calculados. Sempre que uma situação de instabilidade ou estabilidade é detectada o processo de integração termina. Para avaliar a estabilidade transitória do sistema utilizam-se os seguintes critérios:

- se o índice de detecção de instabilidade mudar de sinal antes de *IDE*, o sistema é classificado como instável;
- se o índice de detecção de estabilidade mudar de sinal antes de *IDI*, então o sistema é estável para a primeira oscilação; no caso de se pretender verificar a estabilidade transitória do sistema para múltiplas oscilações o processo de integração numérica deverá continuar.

Em ambos os casos, os índices auxiliares *IDTO* e *IDCS* são utilizados para aferir os resultados obtidos.

4.7 Cálculo dos limites de estabilidade transitória

O tempo crítico de eliminação do defeito e os limites de potência são calculados através de interpolações ou extrapolações lineares da margem de estabilidade transitória. O ponto onde esta margem se anula corresponde ao limite que se deseja determinar. O processo de cálculo baseia-se, sobretudo, em simulações instáveis, pois estas requerem um menor tempo

de integração numérica e permitem identificar mais facilmente o conjunto das máquinas síncronas críticas. Por outro lado, os resultados serão mais precisos, uma vez que se dispões de uma expressão exacta, para o cálculo da margem de estabilidade transitória para as situações instáveis. Para determinar os limites de estabilidade utilizam-se os seguintes procedimentos:

1. começa-se por definir um nível estabilidade inicial, isto é, um tempo de eliminação do defeito ou um valor de potência, correspondente ao limite superior do intervalo em análise;
2. efectua-se a simulação no domínio do tempo do sistema durante o período de defeito; para detectar situações extremamente instáveis são utilizados testes de paragem durante este intervalo;
3. no período pós-defeito continua-se com o processo de integração numérica e em cada passo monitorizam-se os índices de estabilidade *IDI* e *IDE*;
4. se o sistema for estável, o processo de integração termina e retorna-se ao primeiro passo se são se dispuser de um valor negativo da margem de estabilidade transitória;
5. se o sistema é instável, o processo de integração termina e procede-se à identificação do conjunto das máquinas críticas, transformando-se o sistema multimáquina numa máquina ligada a um barramento de potência infinita e calcula-se a margem de estabilidade transitória, que será negativa;
6. estabelece-se um segundo nível de estabilidade, usualmente 10 % inferior ao especificado inicialmente;
7. repetem-se os passos de 2 a 6 e determina-se o nível estabilidade transitória correspondente a uma margem nula, considerando que:
 - se o sistema for instável, utilizam-se duas margens de estabilidade consecutivas de valor negativo, determinando-se por extrapolação o valor do limite de estabilidade;
 - se o sistema for estável, considera-se que o conjunto das máquinas relevantes do sistema é composto pelas máquinas críticas da situação instável mais próxima, transforma-se o sistema multimáquina numa máquina ligada a um barramento de potência infinita e determina-se a margem de estabilidade transitória, a qual apresenta um valor positivo; obtém-se o limite de estabilidade por interpolação.
8. se a última margem de estabilidade apresentar um valor positivo ou se a diferença entra os dois últimos níveis de estabilidade obtidos for inferior a uma determinada tolerância, então o processo de cálculo termina, caso contrário retorna-se ao sétimo passo.

No caso da primeira simulação ser estável, os resultados obtidos podem ser guardados e utilizados posteriormente no ponto 7. Na figura 4.6, mostra-se, graficamente, o processo descrito para determinar o tempo crítico de actuação das protecções. Os limites de potência determinam-se de uma forma análoga.

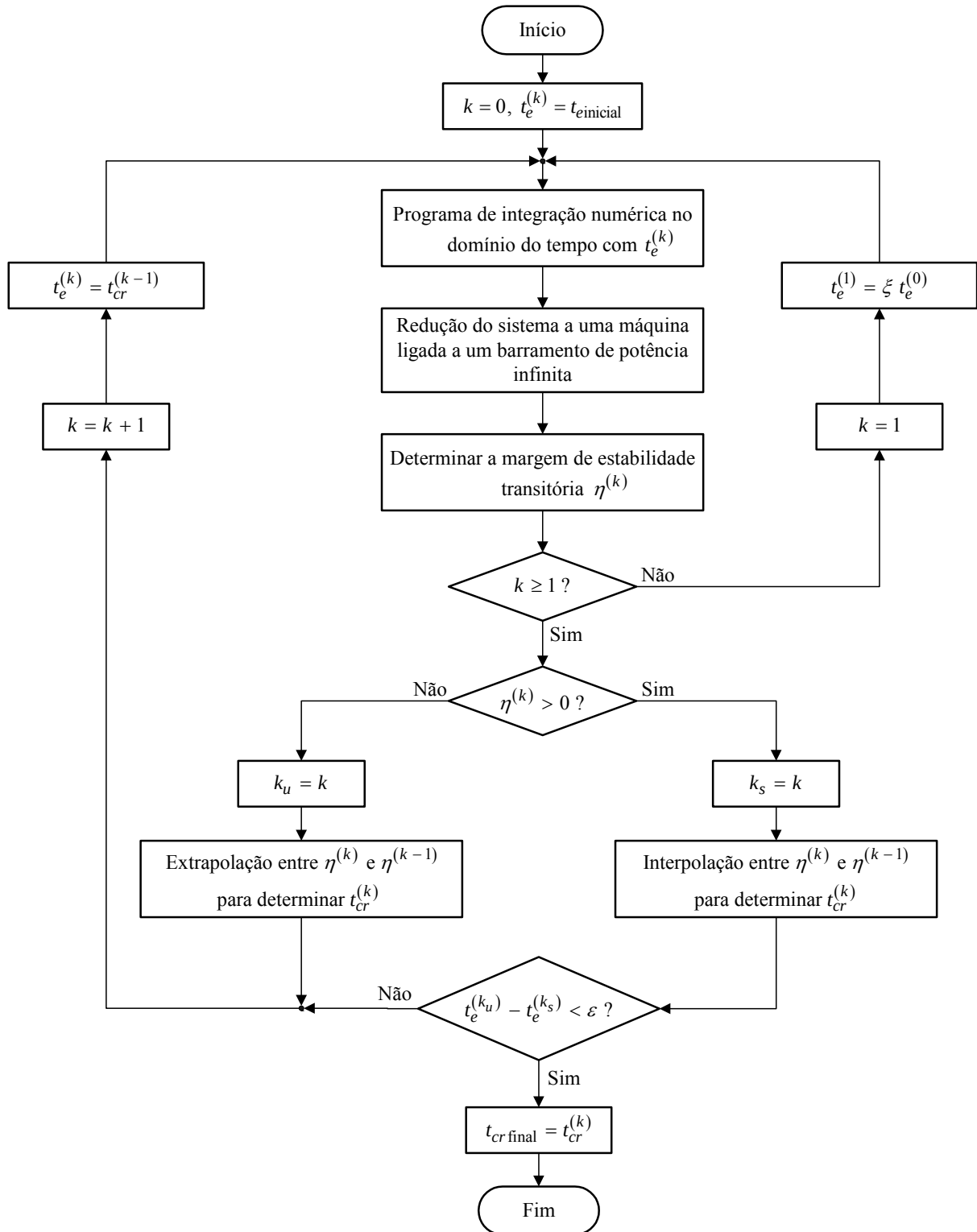


Figura 4.6 – Cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito

O valor do tempo crítico deve ser determinado tendo em atenção o intervalo em que a margem de estabilidade transitória varia quase linearmente com o tempo de actuação das protecções. Este intervalo é limitado inferiormente pela precisão no cálculo da margem e superiormente pela existência da mesma, conforme foi referido na secção 4.4. As margens de estabilidade positivas podem aumentar do número de iterações, dado que são determinadas a partir de expressões aproximadas.

Foram adoptadas duas estratégias para o cálculo do tempo crítico. Na primeira, o processo de cálculo inicia-se com o tempo de actuação das protecções indicado no ficheiro que descreve a perturbação. Na segunda, para evitar que o processo de cálculo, descrito anteriormente, comece a partir de valores muito distantes dos limites de estabilidades que se pretende determinar, estima-se um valor inicial. O tempo de eliminação do defeito inicial é encontrado utilizando uma das metodologias seguintes:

- Inicia-se o processo de integração numérica no domínio do tempo não sendo definido, previamente, qual o tempo de actuação das protecções e em cada passo de integração, avalia-se qual a condição de estabilidade do sistema. O processo de cálculo termina assim que se detectar uma situação de instabilidade. O tempo correspondente será utilizado como valor inicial para o tempo de eliminação do defeito.
- Utiliza-se o método das áreas iguais generalizado.

Para calcular os limites de potência utiliza-se uma metodologia semelhante à que foi empregue para determinar o tempo crítico de actuação das protecções, no entanto, é de salientar que existem algumas diferenças significativas. Atendendo a que é necessário alterar os níveis de potência produzida, as condições de funcionamento pré-defeito têm de ser alteradas, sendo necessária a resolução de um novo trânsito de potências ou de um trânsito de potências óptimo. O tempo de eliminação do defeito é conhecido e mantém-se fixo em todas as simulações efectuadas.

Mas a principal diferença refere-se à procura dos limites de potência, que pode ser conduzida para uma grande variedade de padrões de produção e de consumo, pelo que será possível obter um grande número de soluções [67]. Assim, podem ser empregues duas estratégias distintas. Uma consiste em variar a produção e compensar esta modificação através da alteração dos níveis de consumo. A outra baseia-se na permuta, estratégica, de potência activa entre as máquinas do sistema, evitando-se deste modo a alteração do nível de carga.

Outra diferença está relacionada com a escolha das condições de estabilidade iniciais, ao contrário das simulações cujo objectivo é fixar o tempo de actuação das protecções, a escolha do nível de potência inicial é muitas vezes ditado por considerações de índole pragmática. Geralmente, a preocupação principal são as situações de instabilidade, causadas por contingências que ocorrem em condições de funcionamento em que o sistema se encontra extremamente carregado, isto é, próximo dos limites de operação. Neste caso, é necessário relaxar estas condições de forma a estabilizar sistema. Por outro lado, se a rede eléctrica se encontra numa situação intermédia, pretende-se saber quanto pode ser carregada até se atingir os limites de operação, ou seja, qual o nível de carga que pode ser alcançado sem se ultrapassarem os limites de funcionamento.

Uma metodologia pragmática consiste na resolução de sucessivos trânsitos de potência e de simulações de estabilidade, ajustando os níveis de produção e consumo até se obterem os limites de estabilidade. O objectivo pode ser, por exemplo, a determinação das condições de carga máxima ou o trânsito de potências máximo num determinado conjunto de linhas de interligação [85]. O ajustamento pode, por exemplo, ser efectuado através da variação homotética da produção e do consumo.

O conhecimento das margens de estabilidade transitória permite encontrar facilmente o limite de potência activa:

1. efectua-se uma simulação de estabilidade e determina-se a margem e a potência mecânica do sistema equivalente;
2. diminui-se o valor de P_m em ΔP_m , com excepção dos casos em que ocorre uma situação de perda de sincronismo devida a uma oscilação em sentido inverso. Neste caso, o valor de P_m deverá ser aumentado. A variação da potência produzida pelo conjunto das máquinas críticas será de $\Delta P_C = \Delta P_m$;
3. aumenta-se a produção das máquinas não críticas em $\Delta P_N = \Delta P_C$;
4. resolve-se um trânsito de potências, para reajustar a distribuição das potência e determinar a variação das perdas; efectua-se uma simulação de estabilidade e calcula-se uma nova margem de estabilidade e um novo valor de P_C .
5. extrapolar ou interpolar as duas margens;
6. se a última margem de estabilidade apresentar um valor positivo ou se a diferença entre os dois últimos níveis de estabilidade obtidos for inferior a uma determinada

tolerância, então o processo de cálculo termina, caso contrário retorna-se ao segundo passo.

O processo iterativo descrito corresponde a uma situação inicial em que o sistema é instável. Se inicialmente o sistema for estável, utiliza-se um processo de cálculo semelhante, em que P_C aumenta, sucessivamente, até se atingir o limite de estabilidade. Quando o conjunto das máquinas críticas é composto por mais do que um elemento, é necessário determinar o modo como se redistribui a potência activa produzida pela máquina deste conjunto. Seguidamente, enumeram-se alguns dos critérios que têm sido aplicados nesta situação [86]:

- a) a contribuição de cada máquina é proporcional à potência nominal;
- b) a potência a transferir é distribuída equitativamente por todas as máquinas;
- c) a contribuição de cada máquina é proporcional ao respectivo momento de inércia;
- d) a redistribuição da potência activa, pelo conjunto das máquinas críticas, é proporcional à relação $g_k M_k$.

O parâmetro g_k representa a distância eléctrica, medida em t_u , entre o valor do ângulo rotórico da máquina crítica k , em relação ao ângulo rotórico da máquina não-crítica mais avançada.

4.8 Selecção, ordenação e classificação de contingências

A análise da segurança é um dos aspectos importantes a considerar na exploração e condução de um SEE, pois permite conhecer o comportamento do sistema após a ocorrência de uma perturbação [87]. Para se proceder à análise da segurança de uma rede eléctrica é necessário estabelecer, previamente, uma lista de contingências a simular. Nesta lista, podem identificar-se dois tipos de perturbações possíveis. No primeiro, incluem-se as contingências com maior probabilidade de ocorrência, cujas consequências para o sistema se traduzem, fundamentalmente, ao nível da violação de certos limites de exploração, como por exemplo, dos níveis de tensão e das potências máximas que podem ser transmitidas pelas linhas de transporte de energia eléctrica. No segundo tipo, devem considerar-se aquelas perturbações que, apesar de apresentarem uma baixa probabilidade de ocorrência, podem provocar situações de colapso total ou parcial da rede [14]. A definição de eventos do segundo tipo

deve ser estabelecida a partir de uma avaliação do risco de funcionamento do sistema sob condições desfavoráveis, tais como, condições atmosféricas adversas e situações de exploração anormais. A análise da segurança para este último tipo de contingências envolve o estudo do comportamento dinâmico do sistema, o que constitui uma tarefa complexa quer pela modelização quer pelo tratamento analítico e numérico que exige.

A avaliação do efeito das contingências deverá ser realizada tanto nas fases de planeamento como nas de exploração e condução da rede. Na fase de planeamento, em que o tempo de computação, não é um factor relevante, a lista de contingência poderá conter um número superior de eventos, uma vez que pode obrigar a uma redefinição das estratégias inicialmente estabelecidas. Na fase de exploração e condução, atendendo à necessidade imperiosa de reduzir os tempos de cálculo, apenas são incluídas na lista, as contingências consideradas credíveis, isto é, as que têm uma maior probabilidade de ocorrência ou que constituem um risco efectivo para o sistema. Nesta fase, a identificação das contingências críticas é extremamente importante, sendo possível através desta informação definir um conjunto de medidas de controlo preventivo e correctivo, como por exemplo, a alteração topológica da rede, o redespacho ou o corte de carga. Os estudos de análise de segurança englobam, geralmente, para cada contingência as seguintes fases [88]:

- simulação da contingência;
- determinação das novas condições de funcionamento do sistema;
- quantificação do impacto contingência.

Atendendo à grande dimensão dos Sistemas Eléctricos de Energia e ao interesse em quantificar a segurança em tempos reduzidos, é necessário efectuar uma primeira selecção de contingências através de um processo aproximado. Os objectivos que determinam a definição de uma metodologia para a selecção e ordenação de contingências são, fundamentalmente, a identificação dos eventos que podem originar problemas na condução e exploração do sistema e a necessidade de evitar a avaliação do impacto de todas as perturbações, atendendo a que, na prática, é impossível a sua realização. A principal dificuldade que se coloca, em relação aos diferentes métodos que têm sido propostos para a selecção e ordenação de contingências, consiste em saber se esses algoritmos seleccionam ou não todas as perturbações, realmente, severas e, se por outro lado, eventos irrelevantes são ou não seleccionados.

Na realidade, o número plausível de perturbações a analisar é extremamente elevado, por outro lado, a sua ocorrência é, *a priori*, altamente imprevisível, à parte de um número

reduzido de contingências. No entanto, o sistema deve ser capaz de suportar qualquer tipo de perturbação ou, pelo menos, prever medidas de controlo preventivo e de emergência. Um sistema projectado correctamente é capaz de suportar os efeitos adversos da maior parte das contingências. Assim, no contexto do modo de controlo preventivo, para ultrapassar o efeito da dimensionalidade do sistema é necessário projectar ferramentas de filtragem, capazes de escrutinar as perturbações que não ofereçam perigosidade para o sistema e ordenar as que possam, eventualmente, constituir uma ameaça para o seu funcionamento. A fase de selecção e ordenação de contingências deve ser seguida por outra de classificação e avaliação, para identificar as perturbações, que em termos de limites de estabilidade, foram consideradas severas, isto é, as que conduzem a limites de estabilidade inaceitáveis e que deverão ser analisadas em pormenor [89].

Têm sido propostos diversos algoritmos de selecção e ordenação de contingências [81], [90], sendo usualmente constituídos por diversos módulos de filtragem, que vão excluindo sucessivamente da lista inicial, as perturbações consideradas perigosas para a estabilidade do sistema. Qualquer metodologia de selecção de contingências deve apresentar um conjunto de características essenciais, que a seguir se especificam, de forma a apresentar um bom desempenho [91].

Capacidade de classificação – um bom sistema de classificação deverá ter capacidade de filtrar e ordenar as contingências com base num critério de aumento da severidade. De acordo, com o algoritmo desenvolvido, as várias contingências são classificadas em não severas, potencialmente perigosas, perigosas e definitivamente perigosas. É ainda estabelecida uma distinção entre situações estáveis (instáveis) para a primeira ou para múltiplas oscilações, conforme se mostra na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Classificação dos diferentes tipos de contingências

Classificação	Primeira oscilação (PO)	Múltiplas oscilações (MO)
Estável	Não severas Potencialmente perigosas	Não severas
Instável	Perigosas Definitivamente perigosas	Severas

Precisão – quanto mais instável for o sistema para uma determinada perturbação, mais interessante se torna a sua análise sob o ponto de vista da estabilidade transitória, pelo

que a contingência deverá ser avaliada mais detalhadamente. Este objectivo poderá ser atingido através da utilização de modelos mais pormenorizados para os componentes do sistema, especialmente das máquinas síncronas.

Fiabilidade – o algoritmo de filtragem dever ser totalmente fiável, apresentando a capacidade de identificar todas as contingências severas. A utilização de modelos detalhados para os componentes da rede eléctrica e um valor do tempo de eliminação do defeito, relativamente, elevado no primeiro módulo, permite que este objectivo seja atingido.

Eficácia – o número de falsos alarmes deve ser extremamente reduzido, isto é, o número de contingências identificadas como severas, mas que na realidade não conduzem a situações de instabilidade, deverá ser muito baixo ou nulo. Nenhuma contingência severa deverá ficar por identificar, pois enquanto uma situação de falso alarme conduz somente à perda de eficiência do processo de selecção, uma contingência severa incorrectamente classificada, pode colocar em risco a segurança do sistema.

Eficiência computacional – no total o algoritmo de filtragem, ordenação e avaliação de contingências deverá ser o mais rápido possível, independentemente do contexto em que é aplicado. No entanto, em ambiente de funcionamento em tempo real, o tempo de execução passa a ser crucial, devendo o algoritmo implementado contemplar esta situação. Pelo que, poderá ser necessário recorrer a modelos mais simples para os componentes do sistema.

4.8.1 Algoritmo baseado nos tempos críticos e nas margens de estabilidade transitória

A nova metodologia de selecção e ordenação de contingências, para a análise da estabilidade transitória de um SEE, utilizada uma técnica de filtragem em cascata, baseada nos tempos críticos e nas margens de estabilidade determinados pelo método híbrido proposto, e é composta por três módulos de cálculo [92]. No primeiro módulo, a partir de uma lista de perturbações credíveis, relativas a um determinado ponto de funcionamento, é efectuada uma selecção inicial das contingências com base nos índices de estabilidade, *IDI* e *IDE*. Define-se um tempo de actuação das protecções t_{cl1} , relativamente elevado, de modo a garantir que as contingências que sejam instáveis após a primeira oscilação não sejam excluídas, isto é, classificadas como não severas. Após o primeiro módulo existirão duas

listas, numa encontram-se todas as perturbações que não conduziram à perda do sincronismo do sistema, ou seja, foram consideradas estáveis para a primeira oscilação. Na segunda lista, encontram-se todas as contingências que deram origem a situações de instabilidade. Para cada uma destas perturbações efectua-se a redução do sistema a uma máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita, identifica-se o conjunto das máquinas críticas e, se possível, determina-se a margem de estabilidade transitória, η_1 , a qual terá um valor negativo. Para as contingências classificadas como não severas, não é necessário efectuar mais nenhum cálculo, mas, evidentemente, se se determinasse a margem de estabilidade transitória esta seria positiva.

No segundo módulo de filtragem as contingências são submetidas a uma nova selecção, na qual se pretende determinar se são verdadeiramente perigosas ou se pelo contrário conduzem a situações de estabilidade para o sistema, mesmo após múltiplas oscilações. Este teste é também efectuado com base nos índices de estabilidade transitória, mas neste caso quando é detectada uma situação estável, através do índice *IDE*, o processo de cálculo continua até ao fim do tempo de simulação previamente especificado. No entanto, se o estudo se restringir à avaliação da estabilidade após a primeira oscilação, o processo de integração pode terminar, logo que o sistema seja considerado estável. É utilizado um novo tempo de actuação das protecções, t_{cl2} , que permite a separação conveniente das contingências em estáveis para múltiplas oscilações e instáveis quer para a primeira como para múltiplas oscilações. Para todas as contingências analisadas é efectuada a redução do sistema a uma máquina equivalente, de forma a determinar as respectivas margens de estabilidade, η_2 , caso seja possível. Mas, mesmo nos casos onde não é possível determinar a margem de estabilidade transitória, podem adoptar-se outras medidas que traduzam a situação em análise, como por exemplo, o tempo para a instabilidade.

O terceiro módulo tem como principal objectivo a ordenação e classificação das contingências. Quando se dispõe de dois valores para a margem de estabilidade η_1 e η_2 , ambos negativos, pode-se facilmente determinar através de um processo extrapolação o valor do tempo crítico de eliminação do defeito, t_{cr} . O valor do tempo crítico é aproximado, pois foi calculado, somente, com dois valores da margem de estabilidade transitória, no entanto, neste tipo de estudos, em que a rapidez da resposta é essencial, este tipo de abordagem é aceitável. As contingências são consideradas perigosas e enviadas para a lista respectiva.

Quando não se dispõe do valor da margem de estabilidade transitória, não é possível determinar o tempo crítico, sendo as contingências classificadas como definitivamente perigosas. Finalmente, as contingências são ordenadas segundo o seu grau de severidade com base no tempo crítico, na margem de estabilidade e nos índices de severidade.

A classificação baseia-se, fundamentalmente, na forma das curvas da potência em relação ao ângulo rotórico do sistema reduzido a uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. Definindo-se as perturbações atrás referidas como:

- Definitivamente perigosas – a sua ocorrência conduz a situações extremamente instáveis, e correspondem a tempos críticos de actuação das protecções muito baixos ou mesmo nulos. Uma contingência é classificada com sendo definitivamente perigosa, quando a curva da potência eléctrica se localiza abaixo da curva da potência mecânica, conforme se mostra na figura 4.7, isto significa que as máquinas críticas aceleram de forma contínua. Neste caso, não é possível determinar a área de desaceleração nem o ângulo de equilíbrio instável.
- Perigosas – a sua ocorrência conduz à perda do sincronismo do sistema. Uma contingência é classificada como perigosa, se no período pós-defeito for possível determinar ambas as áreas sendo a área de aceleração maior que a de desaceleração. Neste caso, é possível determinar o ângulo de equilíbrio instável.
- Potencialmente perigosas – poder-se-ão tornar perigosas se as condições de funcionamento do sistema se alterarem ligeiramente. Uma contingência é classificada como potencialmente perigosa quando a área de desaceleração é superior à área de aceleração e delimitada à direita pelo ângulo de retorno. No entanto, a margem apresentará um valor baixo, que pode não ser suficiente para se classificar o sistema como estando num ponto de funcionamento seguro. O declive da curva da potência eléctrica no ponto de retorno do período pós-defeito é negativo.
- Não severas – no caso de ocorrerem conduzirão a situações estáveis, isto é, o tempo crítico é elevado face ao tempo especificado para a actuação das protecções. Uma contingência é considerada não severa, no caso da área de aceleração ser inferior à área de desaceleração e o declive da curva da potência eléctrica no ponto de retorno ser positivo.

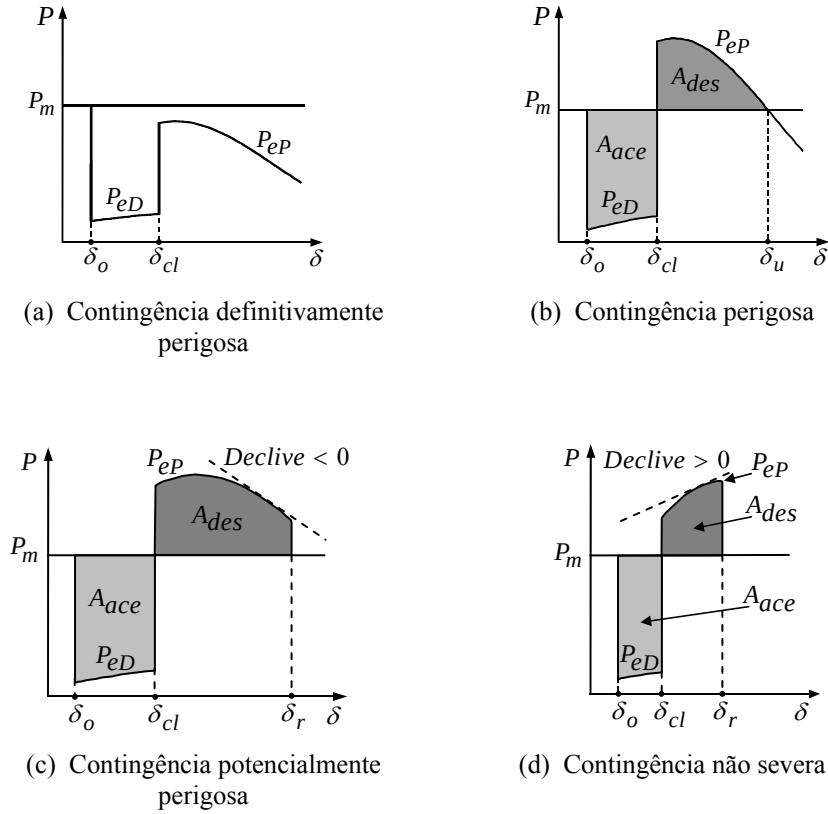


Figura 4.7 – Classificação das contingências

O processo de filtragem e ordenação das contingências é computacionalmente mais eficiente quando se utiliza o modelo clássico. A modelização pormenorizada dos componentes da rede eléctrica conduzirá a um aumento significativo dos tempos de computação, podendo no entanto, ser utilizada no segundo e módulo, dado que, um número considerável de contingências já foi, previamente, excluído da lista inicial. Na figura 4.8, apresenta-se o algoritmo de selecção, ordenação e classificação de contingências baseado nos tempos críticos e nas margens de estabilidade transitória.

Os principais conceitos apresentados no algoritmo de selecção, ordenação e classificação de contingências podem ser aplicados a outros métodos de estudo da estabilidade transitória, inclusivamente, poderão ser utilizados com métodos de integração numérica no domínio do tempo. Neste caso, perder-se-ia a informação fornecida pelo método híbrido, nomeadamente, a relativa ao conjunto das máquinas críticas e à margem de estabilidade e, por outro lado, a classificação reduzir-se-ia a duas classes: estável e instável.

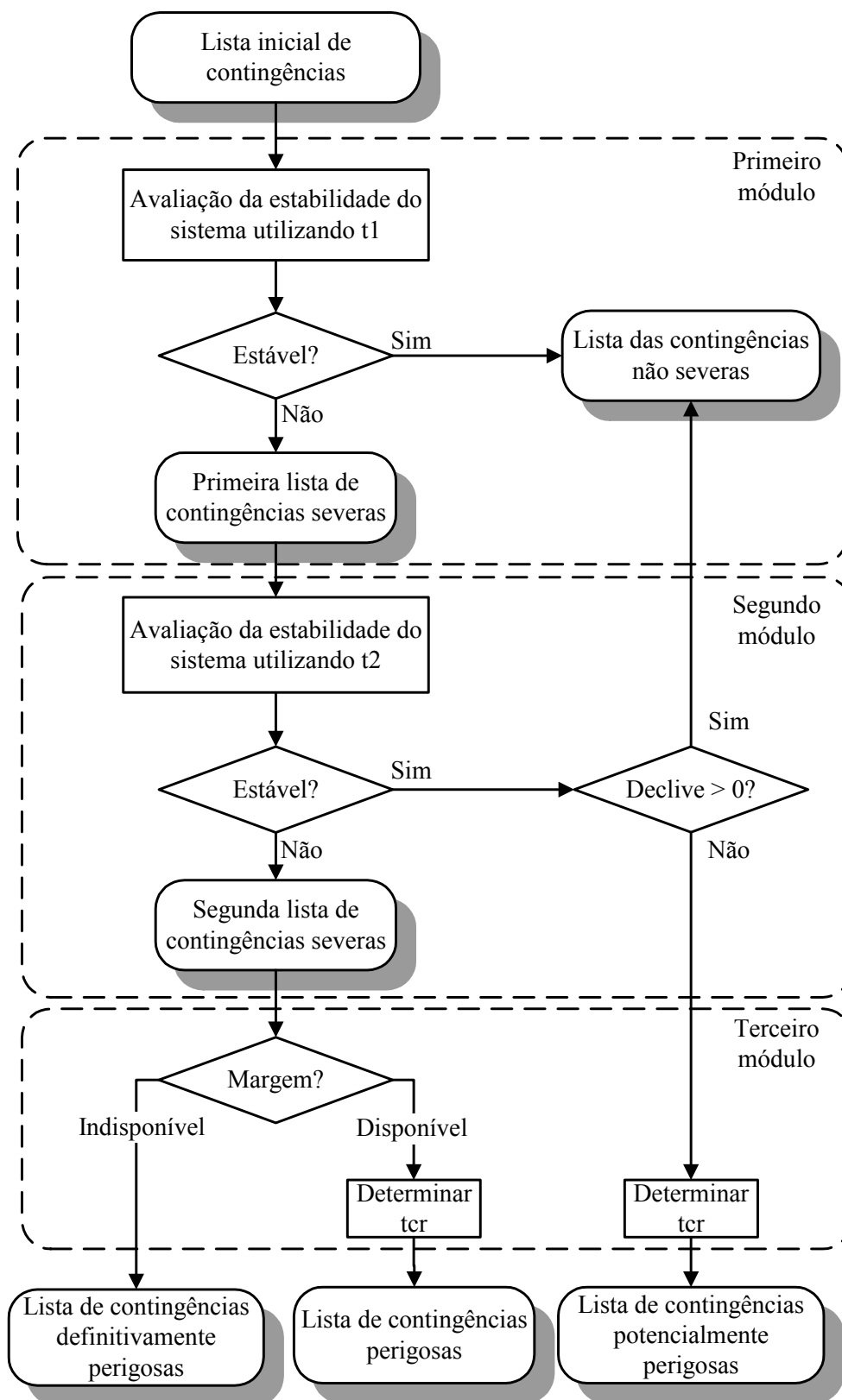


Figura 4.8 – Algoritmo de selecção, ordenação e classificação de contingências

Conforme foi descrito anteriormente, os três módulos de filtragem de contingências, apresentam dois tempos de actuação das protecções, t_1 e t_2 . Para uma correcta selecção

destes tempos é necessário efectuar um estudo criterioso do sistema em tempo diferido, analisando-se diferentes pontos de funcionamento e diversas configurações topológicas da rede. Estes estudos têm como principal objectivo, detectar situações onde a perda do sincronismo do sistema ocorre após a primeira oscilação. Se este tipo de instabilidade for detectada, é necessário determinar a relação entre os tempos críticos referentes à primeira oscilação e os relativos a múltiplas oscilações. No entanto, este tipo de análise só é válida no caso da configuração topológica da rede não sofrer modificações significativas no período pós-defeito.

$$\alpha_{cr} = \frac{t_{cr PO}}{t_{cr MO}} \quad (4.45)$$

com

$t_{cr PO}$ – tempo crítico de eliminação do defeito para a primeira oscilação

$t_{cr MO}$ – tempo crítico de eliminação do defeito para múltiplas oscilações

4.8.2 Método baseado em índices de severidade

No contexto da análise da segurança dinâmica dos Sistemas Eléctricos de Energia, têm sido propostos diferentes índices de severidade, que tentam traduzir o impacto de uma determinada perturbação na rede eléctrica [93], [94]. Os índices obtidos através da simulação no domínio do tempo das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, baseiam-se no conceito de coerência, na conversão transitória entre energia cinética e energia potencial e em produtos escalares das variáveis de estado [95]. Neste trabalho, são utilizados oito índices para na selecção e ordenação das contingências. Os dois primeiros são determinados através do quadrado dos desvios dos ângulos rotóricos em relação ao centro de inércia. O terceiro índice usa o conceito de coerência. Os índices de estabilidade descritos na secção 4.2 são utilizados para estabelecer quatro índices de severidade. O oitavo índice é determinado com base no valor da energia cinética máxima.

Recentemente, foi proposto um índice de desempenho do sistema baseado no quadrado dos desvios dos ângulos rotóricos em relação ao centro de inércia, sendo designado na literatura da especialidade por *Integral Square Generator Angle Index (ISGA)* [96], [97]. Conforme se pode observar na figura 4.9, este índice apresenta valores, nitidamente, distintos

para situações estáveis e instáveis. O primeiro índice de severidade, IS_1 , é fornecido pelo valor do $ISGA$, enquanto IS_2 é dado por $ISGA^{\max}$, no intervalo definido.

$$ISGA = \int_0^{t_{obs}} \sum M_i [\delta_i(t) - \delta_{COA}(t)]^2 dt \quad (4.46)$$

com

$$i = 1, 2, \dots, m \text{ e } t_{cl} < t \leq t_{obs}$$

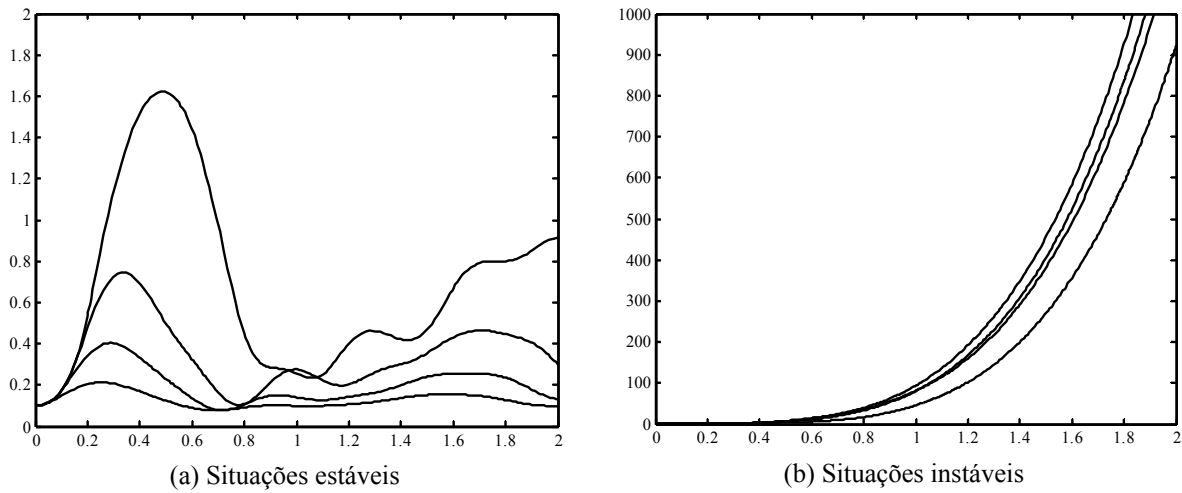


Figura 4.9 – Evolução temporal do $ISGA$ considerando diferentes tempos de actuação das protecções

A coerência é uma medida da proximidade dos ângulos rotóricos dos geradores em relação ao centro de inércia e traduz o maior ou menor afastamento entre dos ângulos rotóricos das diferentes máquinas do sistema. O índice de severidade relativo à coerência pode ser determinado através do máximo desvio angular verificado entre o tempo de eliminação do defeito e o tempo de observação:

$$IS_3 = \max [\max (\theta_i(t)) - \min (\theta_i(t))] \quad (4.47)$$

Este índice pode ser determinado com base nos valores absolutos dos ângulos ou através dos valores relativos, utilizando como referencial o centro de inércia.

A relação entre os valores máximos e mínimos dos índices de estabilidade, determinados em t_{obs} permite estabelecer quatro índices de severidade:

$$IS_4 = \max [IDI(t)] - \min [IDI(t)] \quad (4.48)$$

$$IS_5 = \max[IDE(t)] - \min[IDE(t)] \quad (4.49)$$

$$IS_6 = \max[IDTO(t)] - \min[IDTO(t)] \quad (4.50)$$

$$IS_7 = \max[IDCS(t)] - \min[IDCS(t)] \quad (4.51)$$

A energia cinética está principalmente relacionada com a velocidade angular das máquinas síncronas, sendo possível estabelecer um índice através da relação:

$$IS_8 = V_{KE}^{\max} \quad (4.52)$$

Os índices de severidade individuais apresentam bons resultados para situações particulares [95] e dependem de diversos factores, nomeadamente da dimensão e configuração topológica do sistema, do tipo de perturbação, do tempo de eliminação do defeito e do tempo de observação.

Na análise da segurança em regime permanente são habitualmente utilizados, com sucesso, índices compostos, tanto na ordenação e selecção e contingências como na sua classificação [14], [98]. Os índices compostos podem ser determinados através da soma ponderada dos índices individuais e traduzem o comportamento global do sistema face à ocorrência de uma contingência. Neste trabalho foram adoptadas duas estratégias para estabelecer os índices compostos. Na primeira são atribuídos pesos iguais para todos os índices, isto é, o índice composto representa a média aritmética dos índices individuais. Na segunda, os pesos são obtidos de forma sistemática através do tratamento estatístico dos dados disponíveis [99]. Assim, aos índices individuais que produzem melhores resultados são atribuídos pesos maiores.

$$ISM_f = \kappa (IS_1 + IS_2 + \dots + IS_i + \dots + IS_{ni})_f \quad (4.53)$$

onde

ISM_f — índice de severidade composto relativo à contingência f

$\kappa = 1/ni$ — factor de peso para cada índice individual

ni — número de índices

IS_k — índice de severidade individual relativo ao parâmetro k

Na análise de contingências os melhores índices são aqueles que apresentam uma maior dispersão dos seus valores, para os diferentes defeitos, dado que uma maior dispersão implica uma maior diferenciação entre classes e, por conseguinte, uma melhor e mais fácil classificação da perturbação. Para medir a dispersão relativa utiliza-se o coeficiente de variação, cv . Por definição, o coeficiente de variação é a razão entre o desvio padrão, s , e a média aritmética, $\bar{x}$. O valor do coeficiente de variação, em percentagem, é dado pela seguinte relação:

$$cv = \frac{s}{\bar{x}}.100 \quad (4.54)$$

Atendendo que existem vários índices, a correlação entre os mesmos pode ser determinada por:

$$\begin{bmatrix} cv_1 & cv_2 & \dots & cv_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\bar{x}_1} & \frac{1}{\bar{x}_2} & \dots & \frac{1}{\bar{x}_{ni}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} & \dots & s_{1ni} \\ s_{21} & s_{22} & \dots & s_{2ni} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{ni1} & s_{ni2} & \dots & s_{nini} \end{bmatrix}.100 \quad (4.55)$$

A matriz S tem como elementos da diagonal principal o desvio padrão:

$$s_{ii} = \frac{1}{ni-1} \sqrt{[IS_i - \bar{x}_i]^T [IS_i - \bar{x}_i]} \quad (4.56)$$

Os elementos fora da diagonal principal, que representam a correlação entre os diferentes índices, são determinados por:

$$s_{ij} = \frac{1}{ni-1} \sqrt{[IS_i - \bar{x}_i]^T [IS_j - \bar{x}_j]} \quad (4.57)$$

Os factores de peso são calculados através da expressão:

$$\kappa_i = \frac{cv_i}{\sum_{k=1}^{ni} cv_k} \quad (4.58)$$

Considerando os factores de peso determinados pela equação (4.58), é possível estabelecer um novo índice de severidade composto relativo à contingência f :

$$ICP_f = \sum_{k=1}^{ni} \kappa_k (IS_k)_f \quad (4.59)$$

O índice composto, ICP_f , é mais eficiente que o índice, ICM_f , dado que atribui um factor de peso maior aos melhores índices individuais. Ambos os índices de severidade compostos, ICP_f e ICM_f , são normalizados, para uma melhor interpretação e comparação dos resultados. As contingências são ordenadas e classificadas com base nos diferentes índices de severidade referidos anteriormente. Os índices que apresentam maiores valores correspondem às perturbações consideradas perigosas.

4.9 Medidas de controlo preventivo

A partir do método híbrido desenvolvido, pode ser definida uma metodologia sistemática, e o correspondente algoritmo, que permita determinar medidas de controlo preventivo. Essa informação possibilitará assegurar a estabilidade do SEE face ao risco de ocorrência de uma perturbação, caracterizada pela perda de sincronismo do sistema. Esta metodologia envolve o redespacho da potência activa e reactiva, pelo que deverá incluir critérios económicos [100].

Face às situações potencialmente instáveis, identificadas através do algoritmo de selecção e classificação de contingências, é necessário estabelecer medidas de controlo preventivo, implementando ajustes aproximados nalguns parâmetros do sistema, de forma a garantir que, se uma determinada contingência ocorrer, a estabilidade do sistema se mantenha [86]. Os índices de estabilidade conjuntamente com as margens e a informação relativa ao grupo das máquinas críticas permitem, facilmente, identificar um conjunto de procedimentos apropriados, que conduzem à estabilidade do sistema.

Existem diversas metodologias que podem ser implementadas para efectuar o controlo preventivo do sistema, de entre as quais se destacam o redespacho das potências activas produzidas, a modificação da configuração topológica do sistema, o deslastre de cargas e a introdução dispositivos FACTS. Neste trabalho, porém, será somente implementada uma

metodologia de controlo preventivo baseada no redespacho das potências activas produzidas. Sempre que for identificada, pelo sistema de análise de segurança do SEE, uma situação perigosa ou potencialmente perigosa em termos da estabilidade transitória para a rede eléctrica, devem ser tomadas rapidamente um conjunto de medidas de controlo preventivo. Estas devem assegurar que o sistema será estável no caso da contingência simulada ocorrer. Considerando que, a margem de estabilidade transitória é negativa ou apresenta um valor muito próximo do valor limite, então será necessário definir uma nova margem que garanta a segurança do sistema face a uma ou mais perturbações classificadas como perigosas.

As medidas de controlo a implementar devem assegurar um esquema de controlo preventivo que considere todos os modos de instabilidade, nomeadamente do tipo multimáquina [101]. O esquema global de prevenção considera a possibilidade de ocorrência de diferentes contingências, isto é, a acção de controlo assegura a estabilidade do sistema para várias contingências previamente classificadas como perigosas. Considera-se, no entanto, que as contingências em estudo não ocorrem em simultâneo. A metodologia de controlo proposta procura minimizar o número de acções de controlo a estabelecer e tem em consideração factores de ordem económica a nível da produção. O número de acções de controlo deve ser reduzido, de maneira a minimizar o seu impacto na eficiência térmica das unidades de produção, diminuindo assim, os custos associados à variação do nível de carga das máquinas [52].

O redespacho da potência activa é efectuado através da transferência de potência entre o conjunto das máquinas críticas e o conjunto das restantes máquinas do sistema, sendo o valor da potência a permutar determinado através da variação da margem de estabilidade transitória. O cálculo do acréscimo dos custos económicos, resultantes da implementação das medidas referidas, e a redistribuição das potências pelas diferentes máquinas síncronas do sistema é efectuado através da resolução de um trânsito de potências óptimo. Apesar de se tratar de um processo iterativo, o esforço de cálculo será reduzido, dado que se utilizam todas as potencialidades do método híbrido proposto.

Quando um ponto de funcionamento do sistema é classificado como instável, para que o sincronismo seja assegurado é apenas necessário deslocar esse ponto na direcção do domínio de estabilidade, até se atingir o ponto alvo, situado no interior da zona estável. O valor da margem de estabilidade transitória definida para este novo ponto de operação não

deve ficar muito longe do limiar de segurança, de forma a não degradar o despacho económico efectuado previamente, associado ao ponto de funcionamento inicial. Para implementar esta metodologia de controlo preventivo é necessário efectuar os seguintes procedimentos [100]:

1. para uma dada contingência, que conduza à perda do sincronismo especifica-se uma margem de estabilidade transitória que garanta a segurança do sistema no caso da dessa perturbação ocorrer;
2. determina-se o novo valor da potência mecânica equivalente através da expressão:

$$\Delta P_m = \frac{M_N \Delta P_C - M_C \Delta P_N}{M_N + M_C} \quad (4.60)$$

onde

$$\Delta P_C = \sum_{k \in C} P_{mk} \text{ e } \Delta P_N = \sum_{j \in N} P_{mj} \quad (4.61)$$

3. estabelece-se qual o valor de ΔP que deverá ser transferido do conjunto das máquina críticas para o conjunto das restantes máquinas do sistema. No caso da produção total de potência activa se manter inalterada e desprezando a variação das perdas, o valor de ΔP será igual a ΔP_m e de ΔP_N igual a $-\Delta P_C$.
4. redistribui-se a potência entre as máquinas críticas considerando o seguinte critério:

$$\frac{\Delta P_{Ck}}{\Delta P_{Cj}} = \frac{M_k g_k}{M_j g_j} \quad (4.62)$$

5. redistribui-se a potência entre as restantes máquinas do sistema através de um trânsito de potências óptimo;
6. verifica-se se o sistema é efectivamente estável após o redespacho da potência activa produzida. No caso de o sistema permanecer num ponto de funcionamento instável dever-se-á reduzir novamente a potência mecânica equivalente e retornar ao terceiro passo.

No caso do conjunto das máquinas críticas, o redespacho da potência activa baseia-se em critérios de segurança, dado que a implementação efectiva das medidas de controlo preventivo

depende do modo como ΔP_C é repartido entre estes geradores. Para além do critério especificado no ponto 4 do algoritmo, outros modos de redistribuição da variação potência activa gerada podem ser implementados, tais como:

- uma repartição proporcional à potência activa nominal das máquinas críticas respectivas;
- uma repartição igual por todos as máquinas críticas;
- uma repartição proporcional ao valor da potência activa produzida máxima, $P_G^{\max}$, ou ao valor da potência gerada no período pré-defeito, P_{G0} ;
- uma repartição proporcional ao momento de inércia;
- uma repartição baseada na posição que o gerador ocupa na lista final de máquinas críticas e proporcional ao valor de g_k .

Estes critérios podem também ser aplicados no cálculo dos limites de potência. A figura 4.10, explicita o modo como no algoritmo descrito anteriormente se determina o novo valor da potência activa a produzir.

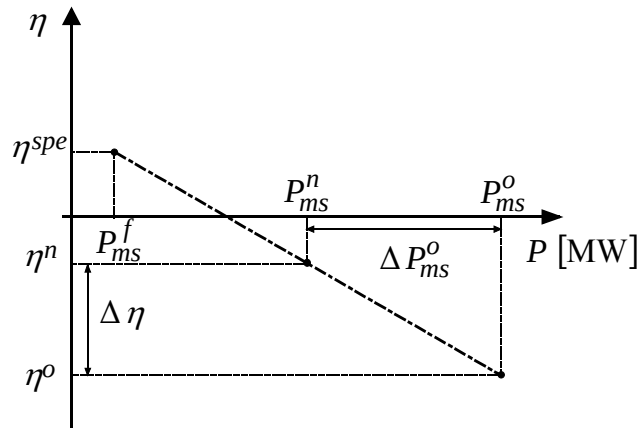


Figura 4.10 – Etapas necessárias para determinar o novo valor da potência activa a produzir

Uma aplicação efectiva das medidas de controlo preventivo requer o redespacho criterioso da variação da potência activa produzida entre as máquinas críticas. Porém, o processo de controlo é marginalmente dependente do redespacho de ΔP_N entre as restantes máquinas do sistema [67]. Desta forma, outros factores passam a ser importantes, nomeadamente os critérios económicos e os problemas referentes à máxima transferência de

potência. A redistribuição da potência activa transferida para as máquinas não-críticas pode ser efectuada de diversos modos. Um dos critérios mais simples é transferir totalmente a variação da potência para a máquina de referência ou para o gerador com maior capacidade de produção disponível. Outra hipótese consiste na redistribuição, segundo um determinado factor de proporcionalidade, da potência transferida por todos os geradores classificados como não-críticos. Neste trabalho utilizou-se um programa de trânsito de potência óptimo, em que a função objectivo minimiza os custos de produção, garantindo-se simultaneamente os limites de operacionalidade do sistema [14]:

$$\min \sum f(P_{Gi}) \quad (4.63)$$

sujeito a

$$P_{Gi} - P_{Li} - P(V, \theta) = 0 \quad (4.64)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - Q(V, \theta) = 0 \quad (4.65)$$

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (4.66)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4.67)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (4.68)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (4.69)$$

As expressões (4.64) e (4.65) definem o trânsito de potências e representam as condições associadas à estrutura da rede eléctrica. Qualquer que seja a solução obtida, estas equações têm de ser satisfeitas. A expressão (4.66) está relacionada com as condições impostas pela capacidade de transmissão das linhas e dos transformadores. A potência que transita nos diversos ramos do sistema deverá ser inferior aos limites térmicos e de estabilidade impostos. A desigualdade (4.67), indica que os limites de tensão que deverão ser respeitados em todos os barramentos do SEE. As expressões (4.68) e (4.69), representam as condições impostas pelas capacidades máxima e mínima de produção dos grupos. O estudo do trânsito de potências óptimo é efectuada através da aplicação de um algoritmo baseado em programação linear [102].

4.10 Conclusões

Neste capítulo descreveu-se detalhadamente o método híbrido proposto para o estudo e análise da estabilidade transitória de um SEE. Esta formulação conjuga as vantagens dos métodos directos com as dos algoritmos baseados na integração numérica no domínio do tempo das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. À semelhança de outras formulações, o método híbrido desenvolvido assenta nas seguintes hipóteses:

- após a ocorrência de uma perturbação num sistema, independentemente do grau de complexidade da mesma, a perda do sincronismo é produzida pela separação das máquinas síncronas em dois conjuntos – o conjunto das máquinas críticas e o das restantes máquinas;
- o mecanismo da estabilidade transitória pode ser analisado através da redução do sistema a uma máquina equivalente.

Assim, é estabelecido um modelo equivalente do sistema multimáquina constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita, sendo a margem de estabilidade transitória determinada através da aplicação do critério das áreas iguais. A avaliação da estabilidade transitória é efectuada através de índices de detecção de instabilidade ou de estabilidade, pelo que o processo de integração numérica é efectuado durante um curto intervalo de tempo, reduzindo-se significativamente o tempo de computação.

A selecção do conjunto das máquinas críticas é uma tarefa difícil e complexa. Neste trabalho, foram adoptados diferentes critérios, que conjugados, permitem identificar de uma forma inequívoca, qual o conjunto de máquinas que conduzem o sistema à perda do sincronismo. No primeiro, as máquinas críticas são as que apresentam maior variação do valor da aceleração. O segundo baseia-se num índice que traduz a variação incremental dos ângulos rotóricos no período pós-defeito. No terceiro, é utilizado o desvio angular máximo entre dois grupos de máquinas, estabelecido no momento em que o sistema foi considerado como instável. As máquinas cujos ângulos rotóricos se encontram acima deste intervalo são consideradas como críticas. Finalmente, no quarto critério, é aplicada uma técnica de selecção do conjunto das máquinas críticas semelhante à utilizada no método da Função de Energia Transitória. Os conjuntos possíveis de máquinas críticas, são determinados através da conjugação dos quatro critérios, descritos anteriormente, através da utilização de regras heurísticas. O conjunto de máquinas críticas corresponde ao que primeiro satisfaz todas as condições de estabilidade impostas pelo método híbrido.

Após a descrição das diferentes etapas do método híbrido, é mostrado como se podem determinar os limites de estabilidade. O tempo crítico de eliminação do defeito e os limites de potência são calculados através de um algoritmo que utiliza interpolações ou extrapolações lineares da margem de estabilidade transitória. O ponto onde esta margem se anula corresponde ao limite que se deseja determinar.

Posteriormente, são apresentadas duas metodologias de selecção, ordenação e classificação de contingências. A primeira é composta por três módulos e foi implementada com base no método híbrido. A segunda assenta no cálculo de um conjunto de índices de severidade, que se podem obter facilmente através da formulação desenvolvida. As contingências são classificadas como definitivamente perigosas, perigosas, potencialmente perigosas e não severas. É ainda estabelecida uma distinção entre situações estáveis (instáveis) para a primeira ou para múltiplas oscilações.

A filtragem e ordenação de contingências é uma das ferramentas fundamentais para a análise da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia, nomeadamente em situações de funcionamento em tempo real. Com o processo de selecção pretende-se identificar quais as perturbações mais severas e, simultaneamente, obter índices que quantifiquem o nível de segurança do sistema. A ordenação das contingências é efectuada através do seu grau de severidade, tendo por base a margem de estabilidade transitória, o tempo crítico de eliminação do defeito. Esta metodologia permite identificar, indubitavelmente, quais as perturbações que devem ser analisadas em pormenor. Geralmente, é estudada a possibilidade de implementar medidas de controlo preventivo, de forma a evitar as consequências nefastas das contingências, no caso destas, efectivamente, ocorrerem.

Finalmente, mostra-se, como a partir do método híbrido desenvolvido, se pode definir uma metodologia sistemática e o correspondente algoritmo, para determinar medidas de controlo preventivo. As acções de controlo caracterizam-se por uma permuta estratégica de potência activa entre as máquinas do sistema. O redespacho da potência activa produzida é efectuado através da transferência de potência entre o conjunto das máquinas críticas e o conjunto das restantes máquinas do sistema, sendo o valor da potência a permutar determinado através da variação da margem de estabilidade transitória.

CAPÍTULO 5

PACOTE DE PROGRAMAS DESENVOLVIDO

5.1 Considerações gerais

Neste capítulo, apresentam-se as principais características do pacote de programas computacionais desenvolvido para o estudo e análise da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia. Este pacote de programas denominado, genericamente, por TRANsySTEM é composto por diversos módulos, sendo constituído por um pré-processador, o TRANsySPRE, por um processador, o TRANsySPRO, e por um pós-processador, o TRANsySPOS. O pré-processador é formado por três módulos, o DATAsySPRE, o FLOWsySTEM e o OPFsySTEM. O processador é constituído por três módulos, o INDTsySTEM, o EEACsySTEM e o HIBRIsySTEM. Os algoritmos implementados encontram-se descritos detalhadamente no terceiro e quarto capítulos. O pós-processador permite analisar as soluções produzidas, sendo estas apresentadas sob a forma tabular e/ou gráfica. Na figura 5.1 mostra-se a estrutura do TRANsySTEM. Foram também desenvolvidos dois módulos adicionais: o FILTsySTEM, para a selecção e ordenação de contingências e o SECURsySTEM, que possibilita determinar medidas de controlo preventivo.

No desenvolvimento inicial dos módulos e da interface gráfica foi utilizada a linguagem de programação FORTRAN 90/95 [103], [104]. Sempre que possível utilizaram-se rotinas provenientes de bibliotecas matemáticas, nomeadamente da NAG (*Numerical Algorithms Group*) e da IMSL (*International Mathematical Subroutine Library*). Posteriormente, utilizou-se o MATLAB [105], mantendo-se, no entanto, algumas rotinas no código original. O pacote de programas implementado encontra-se estruturado, utilizando encapsulamentos e heranças, o que facilita a sua manutenção e a alteração do código. O programa contém actualmente os modelos matemáticos dos componentes do sistema eléctrico descritos no segundo capítulo. O módulo HIBRIsySTEM, no entanto, como pode ser acoplado com outros programas e apresenta a mesma capacidade de modelização que lhes tiver associada.

No pacote de programas desenvolvido foi considerada a esparsidade das matrizes de admitâncias nodais e da matriz Jacobiana. Esta característica conduz a uma significativa diminuição do espaço de memória e do tempo de computação necessários para resolver um dado problema de estabilidade, em redes de grande dimensão.

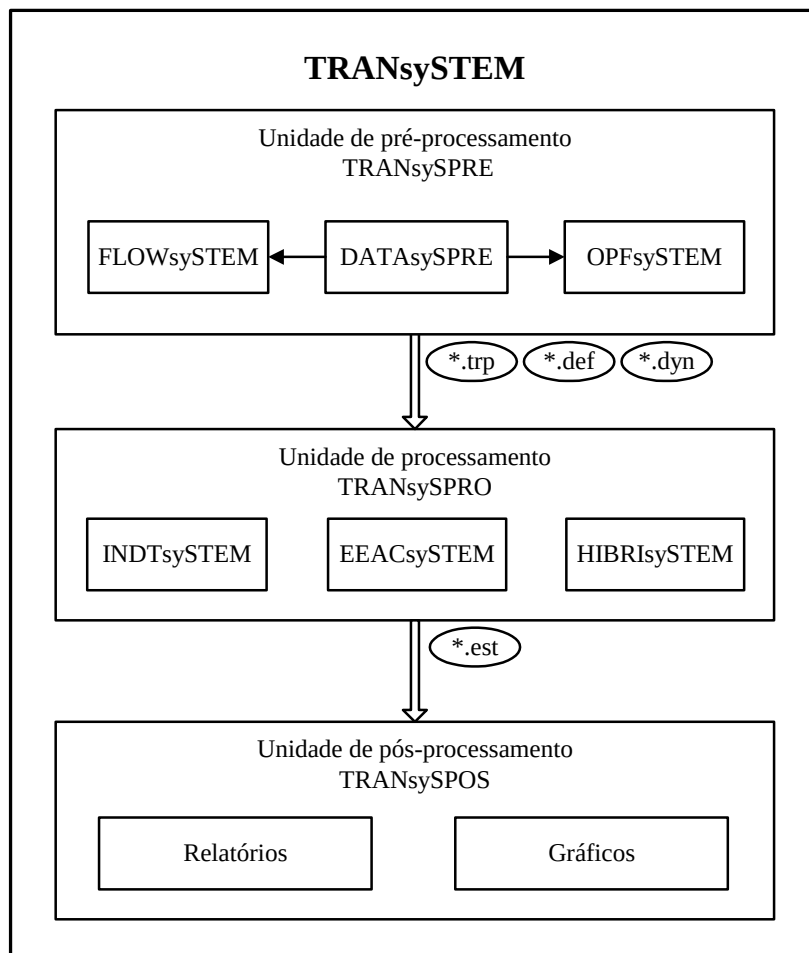


Figura 5.1 – Módulos do TRANsySTEM

5.2 Pré-processor

Antes de se iniciar o estudo da estabilidade transitória é necessário proceder-se à preparação dos dados do Sistema Eléctrico de Energia, que se pretende analisar, para o que é necessário criar um modelo numérico discreto, que traduza a topologia e as características da rede. Esta é a tarefa fundamental do módulo interactivo DATAsySPRE, que dispõe de um conjunto completo de comandos fáceis de usar, que permitem ao utilizador criar, inspeccionar e modificar uma estrutura de dados referente a um determinado SEE. A entrada de dados pode ser efectuada através de arquivos de texto, bases de dados ou caixas de diálogo.

O modelo criado contém informação completa acerca da configuração da rede eléctrica e das características dos geradores, transformadores, linhas e cargas. Pode ainda incluir algum texto, que caracterize o modelo, como por exemplo, o nome do sistema, a data e o tipo de simulação a efectuar. A saída deste módulo, ficheiros com a extensão “*.pre”, é constituída por um enorme volume de dados, que para maior facilidade de manipulação, foram sistematizados numa estrutura adequada, definida em tabelas:

- A tabela dos geradores é formada pelos números do barramento onde estão ligados, pelas respectivas impedâncias (resistência estatórica e reactância transitória) e pelas correspondentes constantes de inércia;
- A tabela das linhas é formada pelos números dos barramentos onde estão ligadas, pelas respectivas impedâncias longitudinais e pelas correspondentes admitâncias transversais;
- A tabela dos transformadores é formada pelos números dos barramentos onde estão ligados, pelas respectivas impedâncias (resistências e reactâncias de fugas) e pela informação correspondente às tomadas;
- A tabela dos compensadores é formada pelos números dos barramentos onde estão ligados e pelas respectivas potências;
- A tabela das cargas é formada pelos números do barramento onde estão ligadas e pelas respectivas potências;
- A tabela dos barramentos é formada pelos números dos barramentos, bem como pela informação adicional necessária para estudos de trânsito de potências (tipo, tensões e potências).

Para completar a informação fornecida nas tabelas anteriores devem ser indicados os limites de funcionamentos dos diversos componentes do sistema. No caso de se efectuar um trânsito de potências óptimo é necessária uma tabela adicional, com os parâmetros correspondentes às curvas do custo de produção para cada um dos geradores.

O ficheiro “*.pre”, destina-se a ser manipulado pelo FLOWsySTEM ou pelo OPFsySTEM. O FLOWsySTEM utiliza o método de Newton-Raphson para calcular o trânsito de potências (Anexo I). O estudo do trânsito de potências óptimo é efectuado através de um algoritmo baseado em programação linear [106]. Em ambos os casos, os resultados são armazenados num ficheiro com a extensão “*.trp”. Este ficheiro, para além das tabelas do ficheiro “*.pre”, apresenta as soluções produzidas nos estudos do trânsito de potências. A tabela dos barramentos apresenta agora a informação completa respeitante às potências,

activas e reactivas, e tensões, em módulo e fase. O estudo do trânsito de potências permite conhecer o estado do SEE antes da ocorrência de uma perturbação.

Para o estudo da estabilidade transitória é necessário um ficheiro adicional com a extensão “*.def”, que inclui o tipo e as características das contingências que se pretendem simular. O TRANsySTEM permite a simulação de uma sequência de eventos, que podem incluir a actuação não simultânea dos dispositivos de protecção ou o reengate automático dos disjuntores. A informação anterior é suficiente para estudos da estabilidade transitória que utilizam o modelo clássico. Pretendendo-se, porém, uma modelização pormenorizada dos componentes da rede eléctrica, nomeadamente quando se tem em conta os efeitos de saliência do rotor nas máquinas síncronas e dos reguladores automáticos de tensão, será necessário ler um ficheiro adicional do tipo “*.dyn”, com as características dinâmicos do sistema. Na figura 5.2, mostra-se a estrutura de um ficheiro de contingências.

```

Ficheiro de contingências

* Tipo e características dos defeitos: Curto-circuito trifásico

* Valor da impedância de arco: 0.0 + j 0.0

* Posição do defeito [B - barramento; L – linha; T – transformador]
  Local   Número   Elementos fora de serviço
    B       1         1

* Linha(s) fora de serviço
  bi   bj
    1   3

* Tipo de abertura das protecções: Abertura das três fases

* Tempo de abertura das protecções:
  Tempo bi (seg.)  Tempo bj (seg.)
        0.2500         0.2500

* Tempo de reengate
  Tempo bi (seg.)  Tempo bj (seg.)
        0.0000         0.0000

* Passo de integração: 0.010 [s]

* Tempo total de simulação: 2.0 [s]

```

Figura 5.2 – Ficheiro de contingência para a rede de teste da CIGRE (“*.def”)

O TRANsySTEM tem ainda a possibilidade de efectuar a leitura de ficheiros de resultados produzidos por outros programas de trânsito de potências ou de estimação de

estado desde que estejam no formato “*.cdf” (*Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data*) do IEEE [107].

5.3 Processador

A partir da leitura do ficheiro “*.trp” (ou “*.cdf”) e da especificação do tipo de perturbação, proceder-se-á ao estudo da estabilidade transitória, utilizando um dos módulos disponíveis. Estes criam ficheiros com a extensão “*.est”, os quais, para além das tabelas dos ficheiros “*.trp” e “*.def”, apresentam informação completa respeitante à estabilidade do sistema. Dado que, a cada um dos módulos se encontra associado um método de análise da estabilidade distinto, é adicionado ao nome do caso em estudo um sufixo, para uma correcta identificação da formulação usada. Por exemplo, se o ficheiro fornecido pelo TRANsySPRE se designa por “nome_ficheiro.trp” e se utilizou o módulo de processamento HIBRIsySTEM o ficheiro resultante denomina-se “nome_ficheiro_hib.est”.

5.3.1 Módulo Integração Numérica no Domínio do Tempo

O módulo Integração Numérica, INDTSySTEM, resolve o sistema de equações diferenciais ordinárias que corresponde ao modelo dinâmico da rede eléctrica, utilizando o método de Runge-Kutta ou de Adams-Basforth. Quando a rede eléctrica é representada pelo modelo clássico, este módulo reduz o SEE aos nós internos de produção e utiliza o método de Runge-Kutta de quarta ordem com passo de integração constante. Se, for utilizado o modelo completo, este módulo de processamento, aplica o esquema alternado de resolução das equações diferenciais e algébricas do sistema, descrito no terceiro capítulo. As equações diferenciais são resolvidas através do método implícito de Adams-Bashforth.

Os limites de estabilidade transitória, tempo crítico de actuação das protecções e limites de potência, são obtidos através do método da bissecção. Para se detectar, se uma situação é estável ou instável, estão disponíveis dois critérios: o desvio angular máximo e os índices de detecção de estabilidade. Os desvios angulares máximos são calculados entre os ângulos rotóricos das máquinas extremas do sistema, por defeito 180° , podendo no entanto, ser especificado outro valor. Existe ainda a possibilidade, dos desvios angulares máximos serem obtidos a partir da diferença entre o ângulo rotórico da máquina relevante e o ângulo de referência da máquina com maior momento de inércia ou do centro de ângulo. Os índices de

detecção de estabilidade, *IDI* e *IDE*, são outra opção disponível para verificar se o sistema perde o sincronismo. Neste caso, se o *IDI* mudar de sinal primeiro que o *IDE*, então o sistema é considerado instável e a simulação termina. Se, porém, o sistema for considerado estável é recomendável continuar o processo de integração numérica até se atingir o tempo total de simulação, de forma a detectar a ocorrência de situações de perda de sincronismo após múltiplas oscilações.

Este método dicotómico utiliza um critério de paragem baseado na diferença entre os valores de simulações sucessivas. No caso de esse valor ser inferior a uma determinada tolerância, então o limite de estabilidade foi encontrado. O programa utiliza, por defeito, no cálculo do tempo crítico de actuação das protecções um valor de 1 [ms] e para os limites de potência activa de 1 [MW].

5.3.2 Módulo das Áreas Iguais Generalizado

O módulo EEACsYSTEM utiliza o método directo das áreas iguais generalizado para análise da estabilidade transitória.

5.3.3 Módulo da Formulação Híbrida

O módulo HIBRISYSTEM utiliza a formulação híbrida apresentada no quarto capítulo, combinando um método de integração numérica com o critério das áreas iguais para avaliar o comportamento dinâmico do sistema. Pode também ser associado a outros pacotes de programas, de investigação ou comerciais, para o estudo e análise da estabilidade transitória em SEE, como por exemplo o ETMSP [108] e o TRANSMISSION 2000 [109].

5.4 Pós-Processador

O TRANsySPOS é o módulo de pós-processamento que transforma os valores numéricos dos módulos de processamento em soluções de engenharia. Os resultados são apresentados sobre a forma de relatórios e de gráficos.

Como já foi referido, o TRANsyTEM oferece a opção de terminar automaticamente uma simulação quando se detecta uma situação de instabilidade. Nestas condições, para além de

um determinado ponto da trajectória, a simulação pode deixar de ser representativa do que ocorre no sistema, pois os pólos das máquinas síncronas deslizam uns em relação aos outros e ocorrem transitórios de alta frequência, que necessitam de modelos mais sofisticados e intervalos de integração mais reduzidos para serem representados correctamente. Outra característica importante consiste no armazenamento num ficheiro de todos os acontecimentos ocorridos durante uma simulação. Estes eventos, conjuntamente com uma base de conhecimento simples, permitem ao programa identificar possíveis problemas no sistema. A identificação de situações anómalas é muito importante, dado que a quantidade de variáveis é elevada. Tornar-se, assim, difícil a observação de todas as situações problemáticas, somente, através de um conjunto restrito de variáveis seleccionadas.

O tempo total de execução do programa depende do módulo utilizado, das dimensões da rede eléctrica, da quantidade e natureza dos eventos programados ou produzidos internamente. No caso de se utilizar uma modelização detalhada dos diversos componentes do sistema, para cada evento, o passo de integração é diminuído, o que possibilita uma simulação fidedigna dos transitórios rápidos. Uma vez que, o período de simulação varia consoante a máquina utilizada, adoptou-se como valor de comparação o tempo de integração numérica (sTDI, *seconds of time-domain integration*) [67]. Esta medida é mais interessante que o tempo de computação efectivo, pois não depende da velocidade e do tipo de processador utilizado. Por outro lado, permite comparar facilmente os tempos de simulação, quando se utilizam diferentes métodos de integração numérica ou programas distintos.

5.5 Conclusões

Neste capítulo apresentaram-se os principais elementos que constituem a ferramenta computacional desenvolvida para o estudo e análise da estabilidade transitória de SEE. A principal característica do TRANsySTEM é a sua eficiência computacional. Quando comparados com os programas convencionais, os resultados da simulação mostram um desempenho melhor.

CAPÍTULO 6

TESTES COMPUTACIONAIS – RESULTADOS

6.1 Considerações gerais

Neste capítulo são apresentados e analisados alguns resultados obtidos em estudos de simulação, realizados com a nova metodologia de análise da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia, proposta no quarto capítulo. Para tal, são utilizados os sistemas de teste da “CIGRE”, da “Nova Inglaterra”, do “IEEE com 17 máquinas síncronas” e do “IEEE com 50 máquinas síncronas” (Anexo III). O programa de simulação é testado em diferentes condições de funcionamento do SEE e na presença de diversas perturbações.

Os resultados produzidos pelo novo método híbrido foram analisados e comparados com as soluções obtidas por outras formulações, nomeadamente com os métodos de integração numérica no domínio do tempo, das áreas iguais generalizado e da função de energia transitória.

Na secção seguinte, efectua-se uma descrição pormenorizada da aplicação do método híbrido proposto na avaliação da estabilidade transitória de uma rede eléctrica. Mostrando-se as diferentes etapas que conduzem à redução do sistema multimáquina a um modelo equivalente, constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. Posteriormente, é avaliado o desempenho da formulação no cálculo dos tempos críticos de eliminação do defeito e na determinação dos limites de potência. Apresenta-se, também, uma técnica de selecção, ordenação e classificação de contingências, bem como uma nova metodologia de definição de medidas de controlo preventivo, que combina o método híbrido desenvolvido com um programa de trânsito de potências óptimo. As acções de controlo preventivo propostas caracterizam-se por uma permuta estratégica de potência activa entre as máquinas críticas e as restantes máquinas do sistema. Finalmente, efectua-se uma análise geral do comportamento da metodologia desenvolvida e apresentam-se as conclusões mais significativas.

6.2 Avaliação da estabilidade transitória

Pretende-se estudar o comportamento dinâmico da rede de teste do IEEE com 17 máquinas síncronas, após a ocorrência de um curto-circuito tripolar franco no barramento 112. O defeito é eliminado pela abertura simultânea das protecções situadas nos extremos da linha 112-120. O tempo crítico de actuação das protecções foi determinado pelo método da bissecção, considerando uma tolerância $\varepsilon_t = 1$ [ms] e é igual a 203 [ms]. Foram escolhidos seis tempos de actuação das protecções, três inferiores e três superiores ao tempo crítico. O defeito especificado produz uma situação de estabilidade complexa, sendo o conjunto das máquinas críticas composto por dois geradores (G10 e G12). O tempo total de simulação é de dois segundos.

Neste estudo, as máquinas síncronas são representadas pelo modelo clássico. O teste tem como objectivo mostrar a evolução pormenorizada dos diferentes módulos constituintes do método híbrido proposto. Durante o período de defeito monitoriza-se, somente, o desvio angular máximo, de forma a terminar imediatamente o processo de integração numérica das equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, se uma situação extremamente instável for detectada. Caso esta situação não aconteça, no período pós-defeito, para cada passo de integração determinam-se os índices de estabilidade. Uma mudança de sinal de um dos índices (*IDI* ou *IDE*) indica qual a condição de estabilidade do sistema. O outro índice, ou não muda de sinal, ou se tal acontecer será num momento posterior. O índice de detecção do tempo de observação (*IDTO*) indica o momento óptimo para a identificação do conjunto das máquinas críticas. O processo de integração numérica terminará assim que ambas as condições se verificarem, isto é, foi detectada a condição de estabilidade do sistema e encontrado o tempo de observação. No caso de situações instáveis, o primeiro mínimo do índice *IDCS*, indica o ponto aproximado onde ocorre o cruzamento da superfície limite de energia potencial. Se o tempo de eliminação do defeito for superior ao tempo correspondente ao cruzamento da SLEP, detectar-se-á inicialmente um máximo relativo. O mesmo acontece no caso de o sistema ser estável. Para se garantir a eficácia deste processo, a coerência entre todos os índices é verificada constantemente.

Nas figuras seguintes, é mostrada a evolução temporal dos vários índices para os diferentes tempos de eliminação do defeito. Embora, em todos os casos o processo de integração numérica pudesse finalizar-se antecipadamente, optou-se por manter a simulação durante um segundo, de forma a mostrar a evolução dos diferentes índices no período pós-defeito.

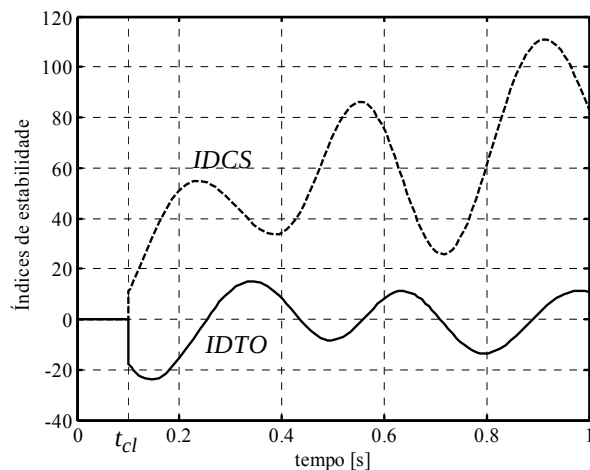
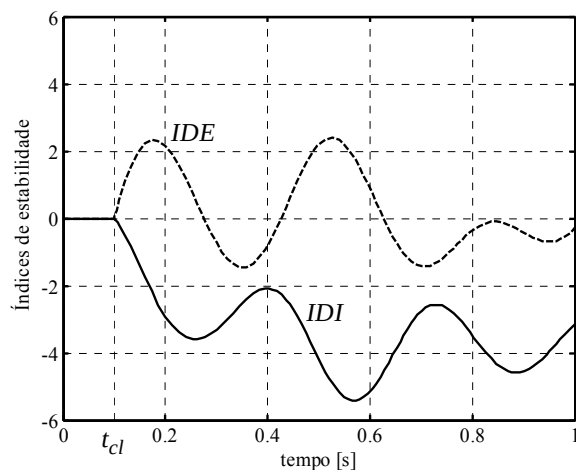


Figura 6.1 – Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 100 [ms]

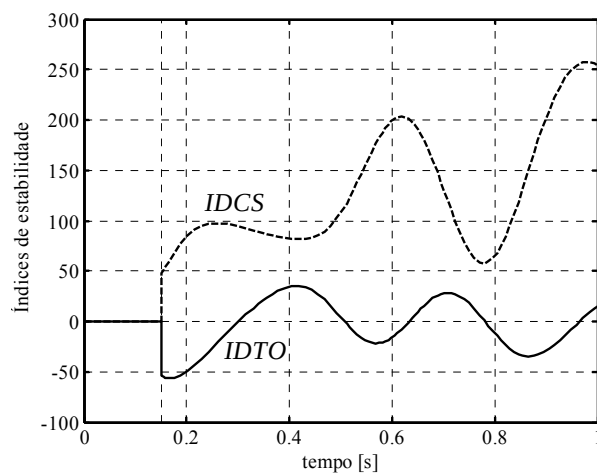
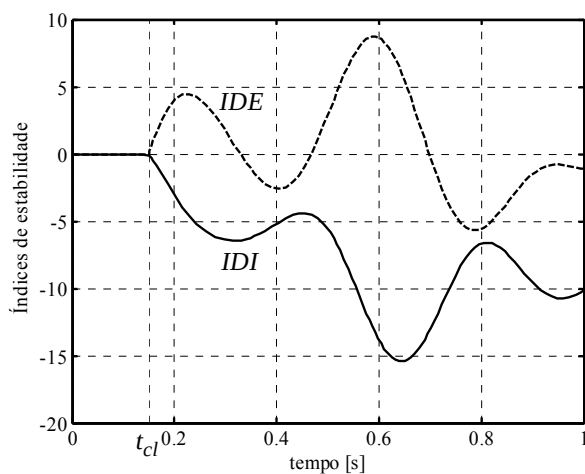


Figura 6.2 – Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 150 [ms]

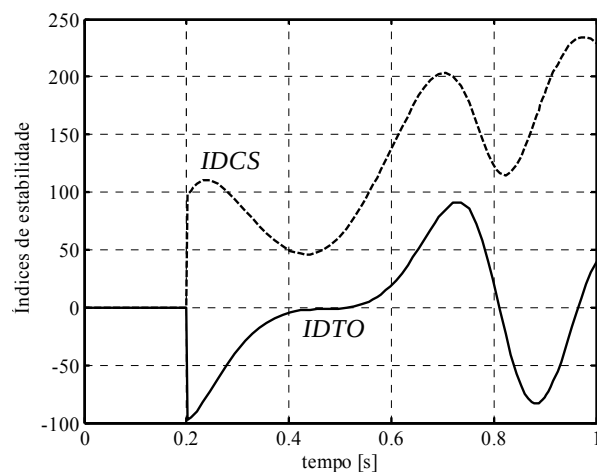
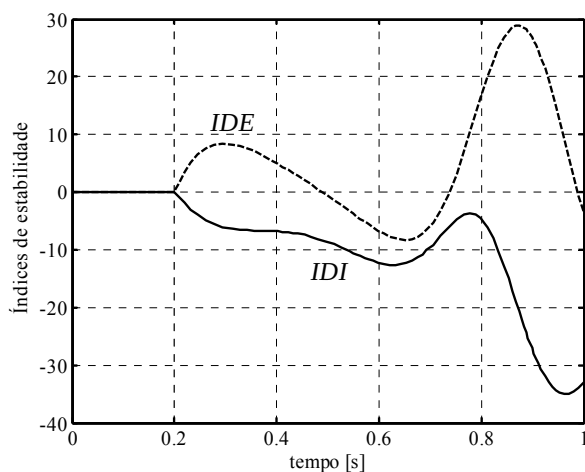


Figura 6.3 – Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 200 [ms]

As figuras 6.1 a 6.3 correspondem a situações estáveis, enquanto as figuras seguintes (6.4 a 6.6) representam casos instáveis.

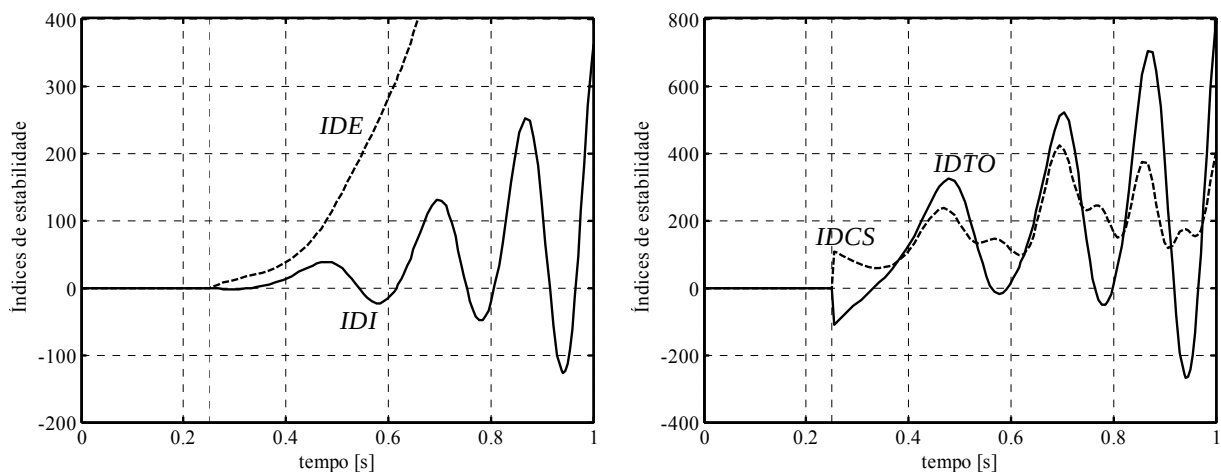


Figura 6.4 – Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 250 [ms]

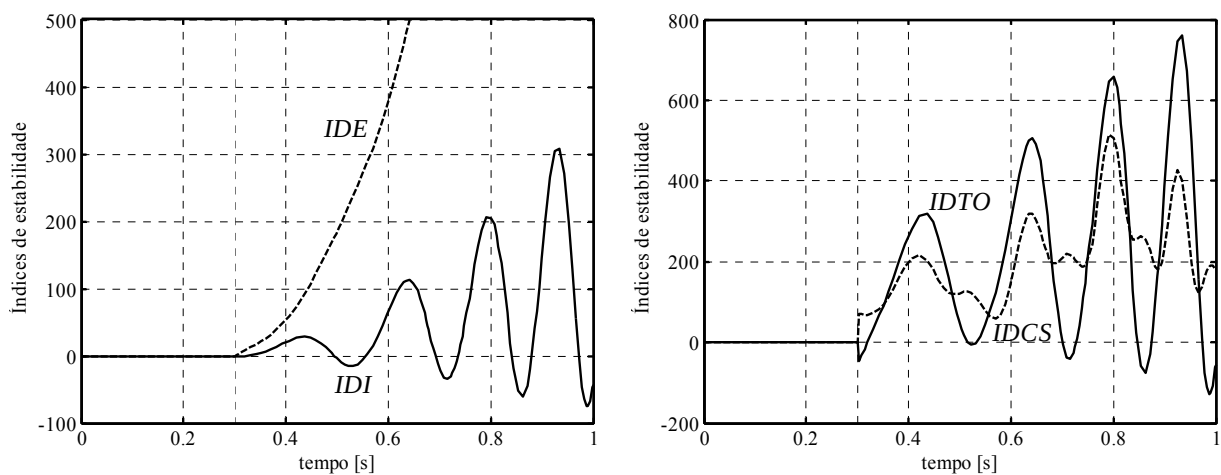


Figura 6.5 – Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 300 [ms]

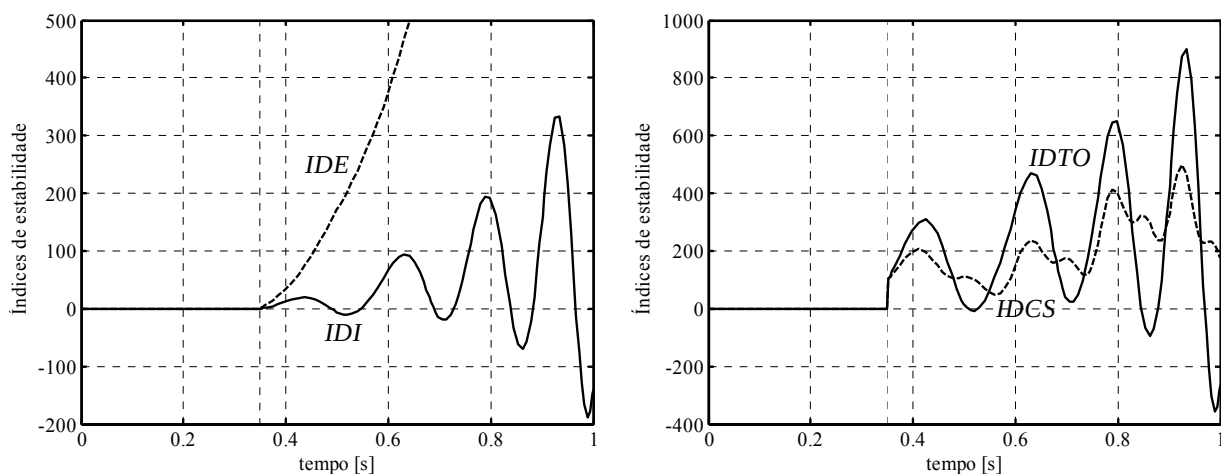


Figura 6.6 – Índices de estabilidade para um tempo de actuação das protecções de 350 [ms]

Na tabela 6.1 indicam-se os valores dos diversos índices para os vários tempos de eliminação do defeito especificados na coluna I. Nas colunas II e III, são mostrados os tempos

correspondentes à mudança de sinal de *IDI* e *IDE* respectivamente. Verifica-se que, em ambos os casos, não ocorre a mudança de sinal do outro índice. Na coluna IV, é apresentada a condição de estabilidade do sistema, enquanto na coluna V, é indicado o tempo de observação. Na coluna VI, são mostrados os tempos relativos aos mínimos e aos máximos de *IDCS*. Finalmente, na coluna VII, é indicado o valor do desvio angular máximo correspondente ao tempo de observação.

Analisando a figura 6.6 e a tabela 6.1, constata-se que, para um tempo de actuação das protecções de 350 [ms], a trajectória do sistema já ultrapassou o ponto de cruzamento da SLEP. Esta situação será estudada em pormenor após a redução do sistema a uma máquina equivalente.

Tabela 6.1 – Índices de estabilidade

I	II	III	IV	V	VI	VII
t_{cl} [ms]	<i>IDI</i> [ms]	<i>IDE</i> [ms]	Condição de estabilidade do sistema	<i>IDTO</i> [ms]	<i>IDCS</i> min/max [ms]	Desvio angular máximo em t_{obs} [grau]
100	Não	279	Estável	254	384/240	62,06
150	Não	330	Estável	316	419/262	95,05
200	Não	497	Estável	527	432/233	162,04
250	343	Não	Instável	333	343/468	183,70
300	331	Não	Instável	320	313/421	186,91
350	490	Não	Instável	512	485/411	473,62

Concluído o processo de integração numérica no domínio do tempo, procede-se à identificação do conjunto das máquinas críticas. Nas tabelas 6.2 e 6.3, são mostrados os resultados da aplicação dos diferentes critérios, descritos na secção 4.5 do capítulo 4, para identificar o conjunto das máquinas críticas, relativos aos tempo de actuação das protecções de 200 e 250 [ms] respectivamente. Verifica-se que, o conjunto das máquinas críticas é composto por dois geradores: G10 e G12.

O critério relativo à energia cinética identifica, somente, a máquina G12 como crítica. Este facto não aumenta o esforço de cálculo, dado que não acrescenta um novo elemento ao conjunto e, por outro lado, o gerador G10 é identificado correctamente pelos restantes critérios. Em todos os casos, foi determinada a diferença entre os valores adjacentes dos diversos parâmetros das listas. Os índices referentes à variação incremental dos ângulos rotóricos e no *CMR*, o valor máximo do intervalo é utilizado como ponto de separação entre os dois grupos de máquinas. Nos outros casos, os valores mais elevados dos intervalos são empregues como discriminantes.

Tabela 6.2 (a) – Identificação do conjunto de máquinas críticas para $t_{cl} = 200$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
IA			IA _{COA}			CMR		
Índice	Intervalo	Máquina	Índice	Intervalo	Máquina	$\Delta\delta_{ij}$	Intervalo	Máquina
0,939	0,182	12	2,172	0,514	12	2,641	0,540	12
0,757	0,499	10	1,658	0,946	10	2,101	0,874	10
0,258	0,066	16	0,712	0,112	16	1,227	0,022	16
0,193	0,019	11	0,600	0,159	2	1,204	0,229	2
0,174	0,035	2	0,441	0,033	11	0,975	0,047	17
0,139	0,075	1	0,407	0,012	5	0,929	0,019	5
0,064	0,116	5	0,395	0,034	17	0,910	0,282	6
-0,052	0,014	3	0,362	0,087	6	0,628	0,199	11
-0,066	0,127	6	0,274	0,164	1	0,428	0,045	3
-0,193	0,016	4	0,110	0,109	3	0,384	0,203	1
-0,209	0,029	8	0,001	0,075	8	0,181	0,027	9
-0,238	0,008	15	-0,074	0,049	4	0,154	0,035	8
-0,246	0,080	17	-0,122	0,075	15	0,119	0,036	15
-0,326	0,022	7	-0,197	0,027	7	0,083	0,060	4
-0,348	0,071	9	-0,225	0,104	9	0,024	0,169	7
-0,419	0,008	13	-0,329	0,013	13	-0,146	0,042	13
-0,427	0,000	14	-0,342	0,000	14	-0,187	0,000	14

Tabela 6.2 (b) – Identificação do conjunto de máquinas críticas para $t_{cl} = 200$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Variação da aceleração			Energia Cinética			Aceleração		
$\Delta\gamma$	Intervalo	Máquina	V_{KE}^{cl}	Intervalo	Máquina	$f(\theta)/M$	Intervalo	Máquina
117,910	74,561	12	6,040	5,010	12	53,413	24,735	12
43,349	34,657	10	1,030	0,383	17	28,678	17,522	10
8,692	5,009	16	0,646	0,105	10	11,156	0,461	17
3,682	0,771	2	0,541	0,056	16	10,695	3,556	16
2,911	1,229	13	0,485	0,016	14	7,139	2,620	2
1,682	0,422	6	0,469	0,063	2	4,519	3,165	5
1,260	0,570	9	0,406	0,058	13	1,354	0,537	6
0,690	0,581	5	0,348	0,210	6	0,817	0,605	11
0,109	0,439	14	0,138	0,033	15	0,212	0,423	1
-0,330	1,060	17	0,105	0,026	5	-0,211	0,995	3
-1,389	4,215	7	0,079	0,051	1	-2,398	0,818	15
-5,605	1,896	15	0,079	0,001	4	-1,206	1,192	4
-7,501	1,468	8	0,027	0,007	9	-3,217	0,105	9
-8,969	4,447	4	0,021	0,014	3	-3,321	0,271	7
-13,416	2,570	3	0,007	0,001	11	-3,592	0,401	8
-15,986	5,499	11	0,005	0,005	7	-3,993	0,282	13
-21,484	0,000	1	0,000	0,000	8	-4,275	0,000	14

Tabela 6.3 (a) – Identificação do conjunto de máquinas críticas para $t_{cl} = 250$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
IA			IA _{COA}			CMR		
Índice	Intervalo	Máquina	Índice	Intervalo	Máquina	$\Delta\delta_{ij}$	Intervalo	Máquina
4,160	1,989	12	6,458	2,622	12	6,781	2,566	12
2,170	2,129	10	3,836	2,969	10	4,215	2,742	10
0,042	0,099	16	0,868	0,154	16	1,473	0,062	16
-0,058	0,168	2	0,713	0,031	2	1,411	0,056	2
-0,225	0,016	5	0,682	0,260	17	1,356	0,318	17
-0,242	0,069	1	0,422	0,062	5	1,038	0,029	5
-0,310	0,042	11	0,360	0,193	6	1,009	0,543	6
-0,352	0,032	3	0,167	0,091	11	0,466	0,036	11
-0,384	0,027	6	0,076	0,069	1	0,430	0,136	3
-0,411	0,079	17	0,007	0,181	3	0,294	0,143	1
-0,490	0,043	4	-0,174	0,012	8	0,151	0,049	9
-0,534	0,064	15	-0,186	0,055	4	0,103	0,022	15
-0,598	0,059	8	-0,241	0,099	15	0,080	0,008	8
-0,657	0,005	7	-0,340	0,012	7	0,072	0,093	4
-0,662	0,062	9	-0,352	0,109	9	-0,021	0,160	7
-0,723	0,003	13	-0,461	0,015	13	-0,181	0,042	13
-0,727	0,000	14	-0,475	0,000	14	-0,223	0,000	14

Tabela 6.3 (b) – Identificação do conjunto de máquinas críticas para $t_{cl} = 250$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Variação da aceleração			Energia Cinética			Aceleração		
$\Delta\gamma$	Intervalo	Máquina	V_{KE}^{cl}	Intervalo	Máquina	$f(\theta)/M$	Intervalo	Máquina
154,039	77,715	10	9,415	8,173	12	53,205	27,127	12
76,324	71,138	12	1,242	0,319	17	26,078	17,425	10
5,186	2,086	14	0,924	0,168	10	8,654	2,563	16
3,100	0,011	17	0,755	0,041	16	6,090	1,284	17
3,089	1,641	13	0,714	0,108	14	4,806	2,737	2
1,448	0,234	15	0,606	0,005	13	2,069	0,639	5
1,214	0,262	9	0,601	0,266	2	1,430	0,908	1
0,952	0,852	7	0,335	0,158	6	0,521	0,953	3
0,101	2,324	8	0,178	0,049	15	-0,432	0,058	11
-2,224	0,324	6	0,129	0,038	5	-0,489	1,016	4
-2,548	1,194	4	0,091	0,024	4	-1,506	1,162	15
-3,742	12,027	3	0,067	0,022	1	-2,668	0,720	6
-15,769	3,729	1	0,045	0,025	9	-3,388	0,251	9
-19,498	0,488	2	0,020	0,010	3	-3,640	0,106	7
-19,986	3,768	5	0,009	0,002	7	-3,746	0,120	13
-23,754	0,785	11	0,007	0,007	11	-3,866	1,380	14
-24,539	0,000	16	0,000	0,000	8	-5,246	0,000	8

A identificação do conjunto das máquinas críticas permite a divisão do sistema multimáquina em dois subsistemas, que posteriormente são agregados num sistema equivalente, composto por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. Nas tabelas 6.4 e 6.5 indicam-se, respectivamente, os valores para a potência mecânica e momento de inércia antes e após a redução do sistema. Estes parâmetros apresentam os mesmos valores em todas as situações analisadas, dado que foram considerados constantes, isto é, relativamente à potência mecânica desprezou-se o efeito do regulador da velocidade das turbinas e relativamente ao momento de inércia, assumiu-se que o seu valor se mantém inalterado face às variações da frequência.

Tabela 6.4 – Potência mecânica e momentos de inércia do sistema multimáquina

Máquina	Barramento	P_{mec} [MW]	M [s ² .rad]
1	3	2000,00	0,5305
2	6	794,00	0,1833
3	15	1500,00	0,4244
4	27	1500,00	0,4244
5	73	447,00	0,0891
6	76	1055,00	0,1724
7	99	130,90	0,0353
8	101	82,00	0,0141
9	108	551,37	0,1570
10	114	131,00	0,0265
11	118	173,00	0,0600
12	121	620,00	0,1050
13	124	2571,00	1,0610
14	125	2387,50	1,0610
15	126	2467,00	0,5305
16	130	455,00	0,1517
17	131	575,00	0,1096

Tabela 6.5 – P_{mec} e M do sistema equivalente

P_m	304 [MW]
P_{mMC}	751 [MW]
P_{mNC}	16689 [MW]
M	0,128 [s ² .rad]
M_{MC}	0,132 [s ² .rad]
M_{NC}	5,004 [s ² .rad]

Os restantes parâmetros do sistema equivalente variam com o tempo. Nas figuras 6.7 e 6.10, estão representadas as curvas de oscilação dos geradores, para um tempo de actuação das protecções de 200 e 250 [ms] respectivamente. Em ambos os casos, identifica-se nitidamente o conjunto das máquinas críticas. Nas figuras 6.8 e 6.9, encontram-se representados os resultados obtidos para o sistema reduzido a uma máquina equivalente, no caso de uma simulação estável, enquanto as figuras 6.11 e 6.12, correspondem a uma situação instável. Nas figuras referentes às curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente, não se encontra representada a curva da potência eléctrica que caracteriza a situação pré-defeito, P_{eO} .

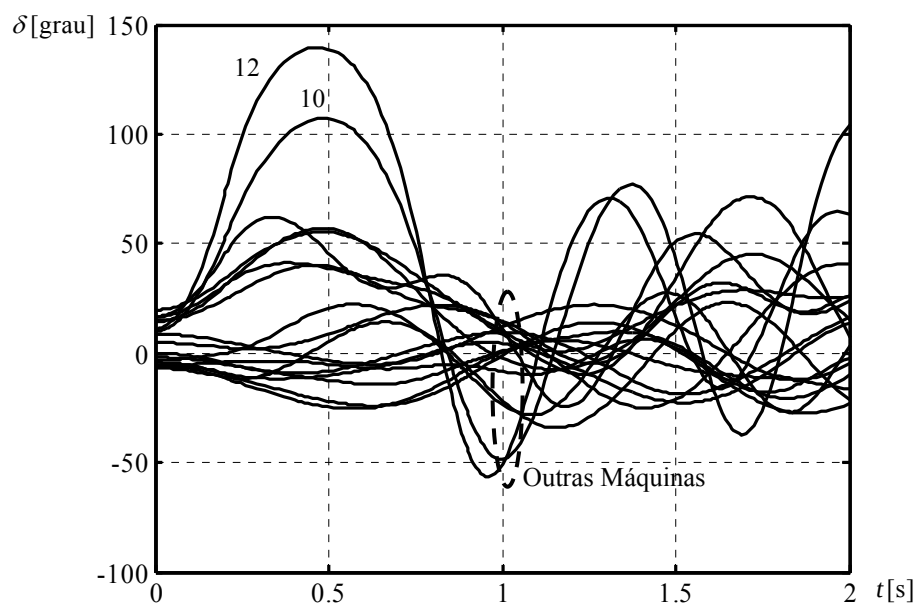


Figura 6.7 – Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 200$ [ms]

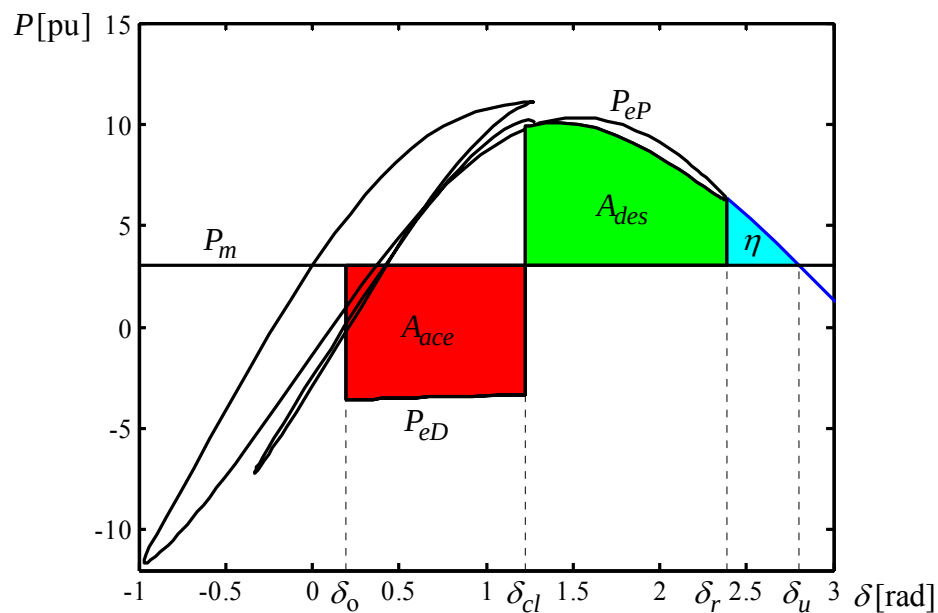


Figura 6.8 – Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 200$ [ms]

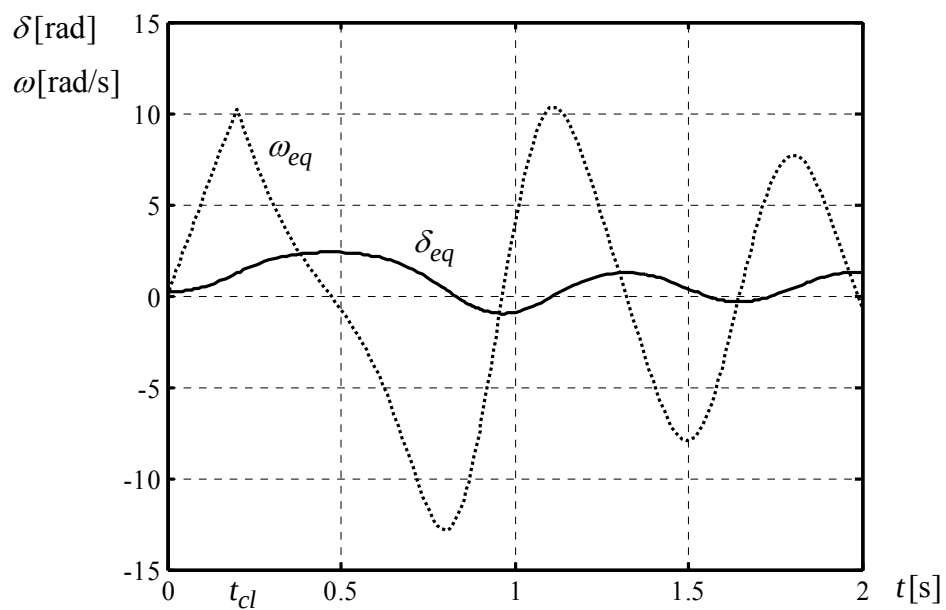


Figura 6.9 – Evolução temporal dos ângulo rotórico e velocidade angular equivalentes para $t_{cl} = 200[\text{ms}]$

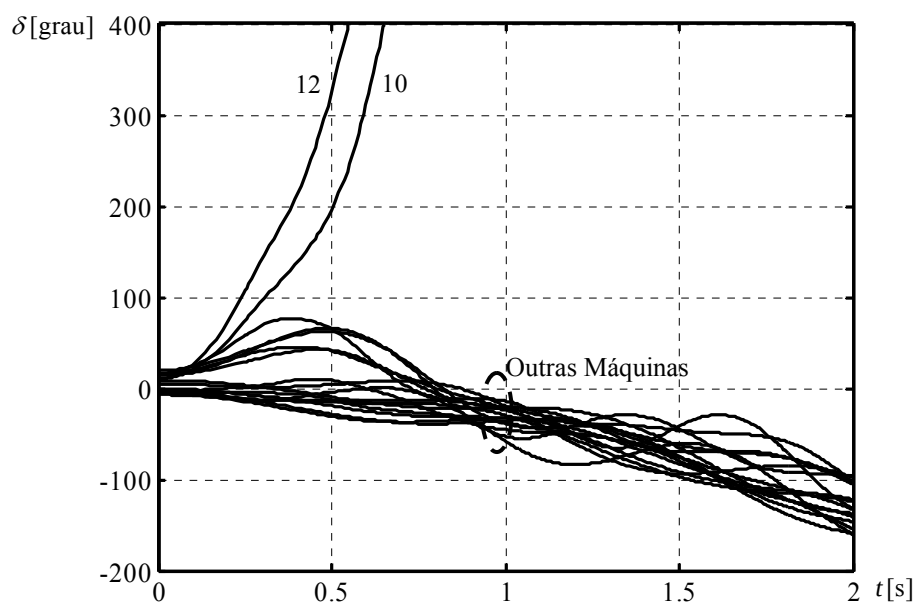


Figura 6.10 – Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 250 [\text{ms}]$

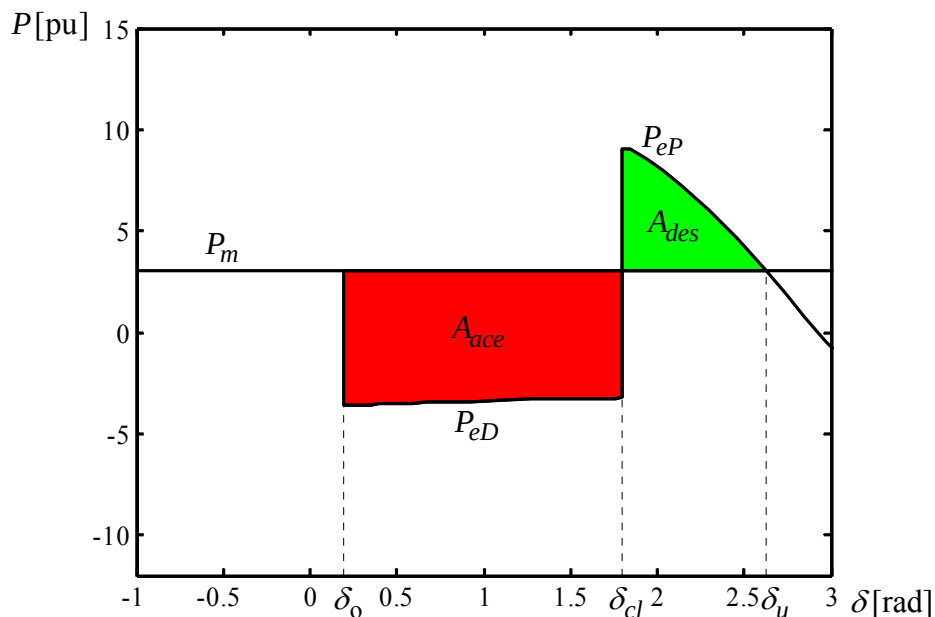


Figura 6.11 – Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 250[\text{ms}]$

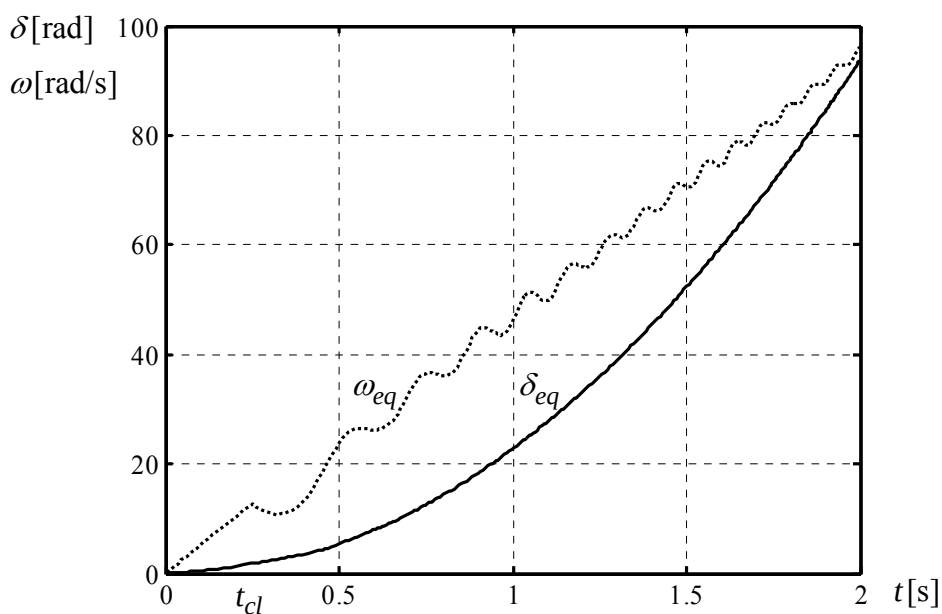


Figura 6.12 – Evolução temporal dos ângulo rotórico e velocidade angular equivalentes para $t_{cl} = 250[\text{ms}]$

Na tabela 6.6, mostra-se a variação dos diferentes parâmetros do sistema equivalente com o tempo de eliminação do defeito, indicado na coluna I. Na coluna II encontra-se o ângulo rotórico correspondente ao tempo de actuação das protecções. As colunas III e IV indicam o tempo e o ângulo de retorno respectivamente. Na coluna V, mostra-se o tempo correspondente ao ângulo de equilíbrio instável, enquanto na coluna VI, se indica ângulo respectivo. A coluna VII refere-se à margem de estabilidade transitória. O valor da margem, relativo às situações estáveis, é o menor dos valores calculados pelas três metodologias empregues.

Tabela 6.6 – Variação dos diferentes parâmetros do sistema equivalente com o tempo de eliminação do defeito

I	II	III	IV	V	VI	VII
t_{cl} [ms]	δ_{cl} [rad]	t_r [ms]	δ_r [rad]	t_u [ms]	δ_u [rad]	η [pu.rad]
100	0,45	262,1	0,89	–	2,85	5,199
150	0,78	315,6	1,39	–	2,84	5,053
200	1,22	481,5	2,38	–	2,80	0,650
250	1,80	–	–	322,5	2,63	-7,470
300	2,49	–	–	302,7	2,61	-14,624
350	3,31	–	–	–	–	-19,814

O ângulo de equilíbrio estável correspondente à situação pré-defeito é igual a 0,19 [rad]. Para um tempo de actuação das protecções de 350 [ms], não é possível determinar a margem de estabilidade transitória, nem o ângulo de equilíbrio instável. O valor indicado na coluna VII, da tabela 6.6, corresponde à área de aceleração. Neste caso, verifica-se que a distância entre a curva da potência eléctrica e da potência mecânica é de 7,434 [pu].

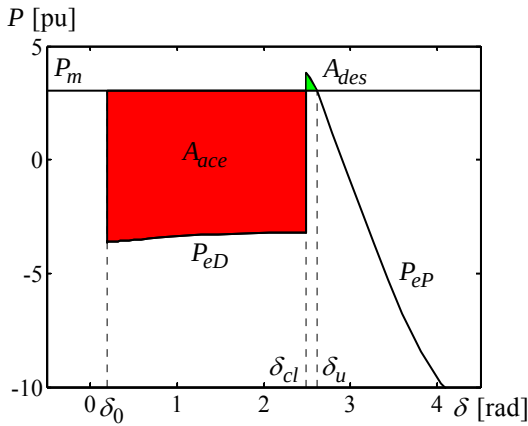
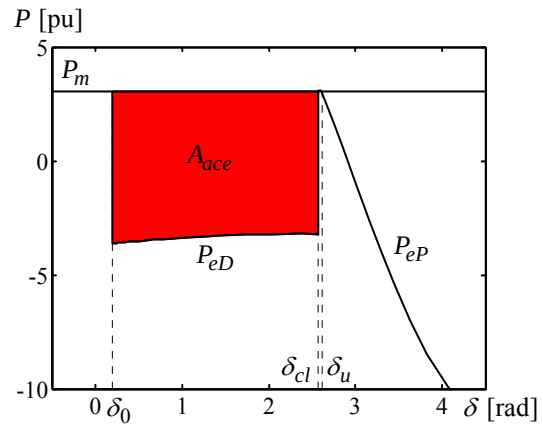
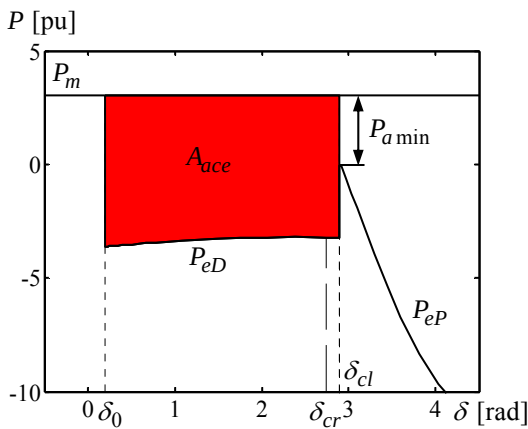
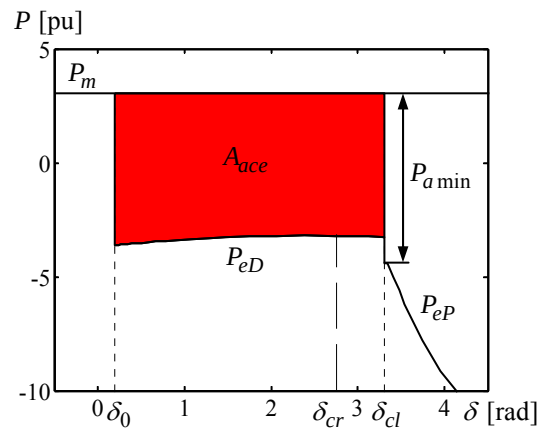
(a) $t_{cl} = 300$ [ms](b) $t_{cl} = 305$ [ms](c) $t_{cl} = 325$ [ms](d) $t_{cl} = 350$ [ms]

Figura 6.13 – Casos onde a área de desaceleração é muito pequena ou não existe

Na figura 6.13, é mostrada a transição para situações onde já não é possível determinar a área de desaceleração, nem o ângulo de equilíbrio instável. No caso (b), as curvas da P_e e da P_m ainda se intersectam, mas tal corresponde à situação limite. Nos casos (c) e (d), o ângulo correspondente a t_{cl} é superior ao ângulo crítico e a distância entre a curva da P_e e da P_m é dada por $P_{a\min}$, apresentando os valores de 3,110 [pu] e 7,434 [pu] respectivamente.

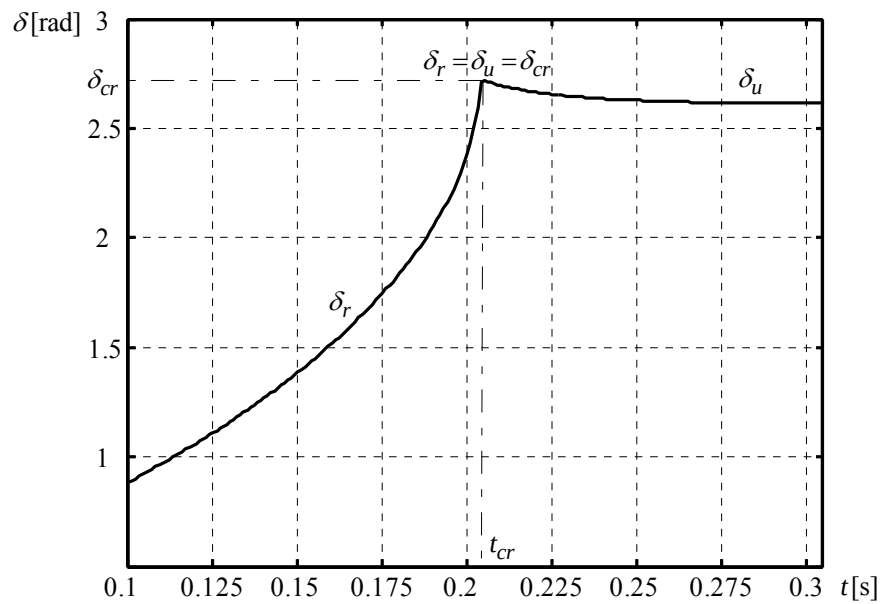


Figura 6.14 – Variação dos ângulos δ_r e δ_u com o tempo de actuação das protecções

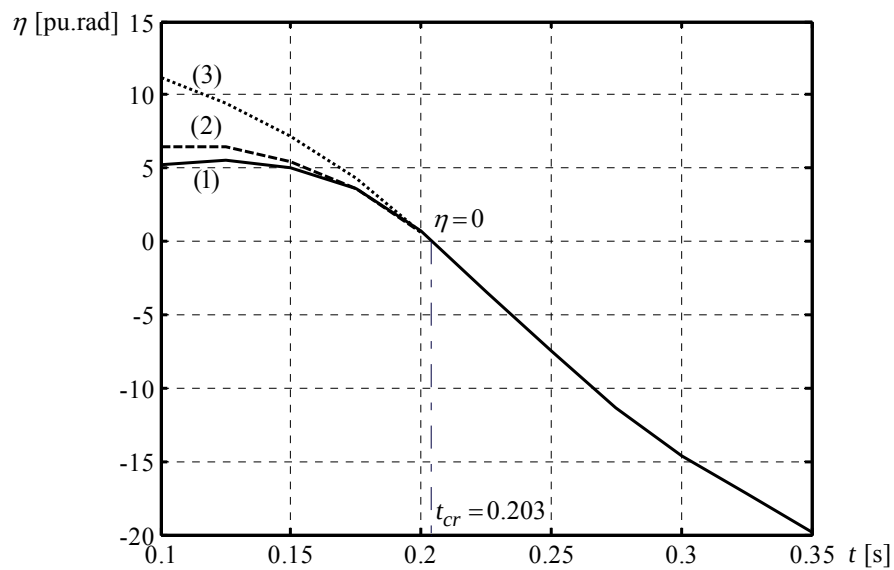


Figura 6.15 – Variação da margem de estabilidade transitória com t_{cl}

Curvas com os valores aproximados para η_{est} : (1) – triângulo, (2) – polinomial, (3) – seno

Na figura 6.14, apresenta-se a variação dos ângulos δ_r e δ_u com o tempo de actuação das protecções. O último valor de t_{cl} , para o qual ainda é possível determinar δ_u , é igual a 305 [ms]. Verifica-se que ângulo crítico é igual a 2,75 [rad]. Na figura 6.15, mostra-se a variação da margem de estabilidade transitória com t_{cl} . As curvas com os valores aproximados para a margem de estabilidade transitória, referentes às situações estáveis, foram obtidas considerando as três hipóteses estabelecidas: triângulo, polinomial e seno. Observa-se que, com tempos de actuação das protecções relativamente baixos, obtêm-se valores diferentes para a margem de estabilidade. Neste caso, por razões de segurança, adopta-se como solução o menor dos valores calculados. No entanto, quando o tempo de eliminação do defeito se aproxima do tempo crítico os três valores são coincidentes.

Na figura 6.16, encontra-se representado o retrato de fases para os diferentes tempos de actuação das protecções simulados.

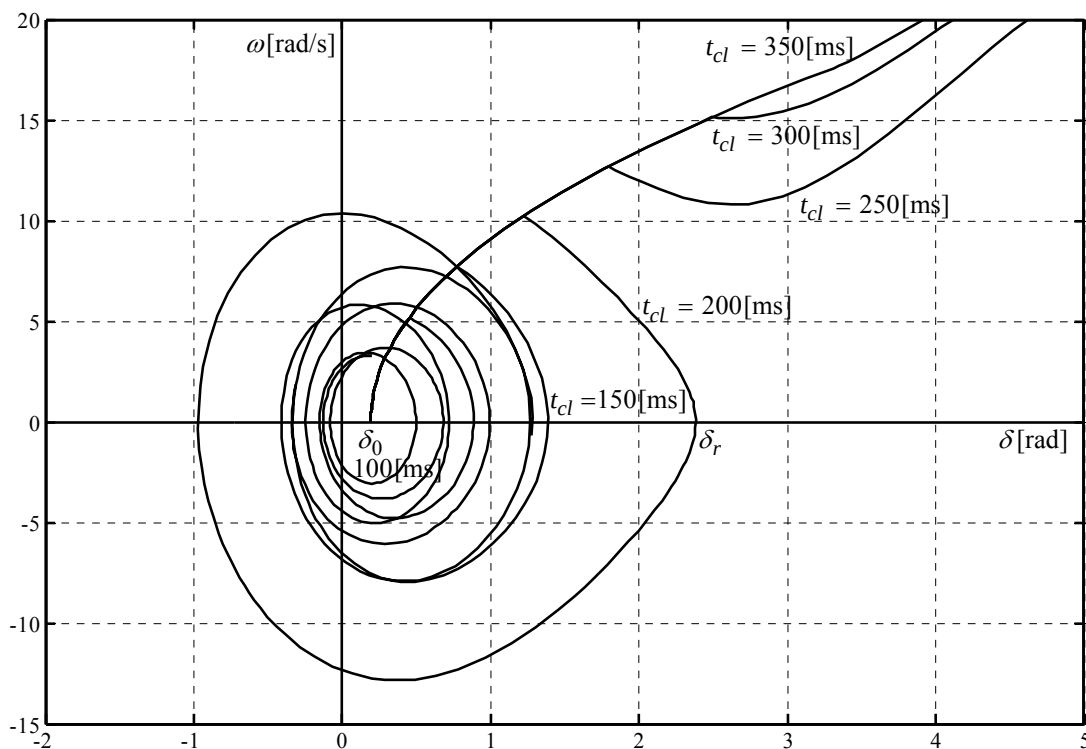


Figura 6.16 – Retrato de fases

Na tabela 6.7, são mostrados os resultados obtidos para outras contingências utilizando o método híbrido desenvolvido. Na coluna I, encontra-se o número da contingência simulada, enquanto na coluna II, é indicado o barramento onde ocorreu a perturbação. A coluna III

corresponde à linha que foi colocada fora de serviço para extinguir o defeito. Na coluna V, encontra-se o tempo crítico de eliminação do defeito. O tempo de actuação das protecções especificado (coluna IV) é superior ao tempo crítico, de forma a obterem-se situações instáveis. Assim, todos os valores da margem de estabilidade transitória são negativos (coluna VI). A coluna VII, refere-se ao conjunto das máquinas críticas identificado para cada uma das perturbações. Na tabela 6.8, apresentam-se os resultados obtidos, para o mesmo conjunto de contingências, considerando que o tempo de eliminação do defeito é inferior ao tempo crítico.

Tabela 6.7 – Resultados obtidos para outras contingências – simulações instáveis

I	II	III	IV	V	VI	VII
Evento No.	Barram.	Linha	t_{cl} [ms]	t_{cr} [ms]	η [pu.rad]	CMC
1	1	1-2	275	216	-6,807	2
2	1	1-3	275	217	-9,793	2, 6, 5, 10, 12, 16, 17
3	1	1-4	275	219	-6,857	2
4	1	1-5	275	210	-9,551	2
5	5	5-120	275	224	-3,096	17
6	26	25-26	250	192	-10,638	5, 6
7	26	26-74	250	192	-15,348	5, 6
8	26	26-75	250	171	-12,431	5, 6
9	75	9-75	450	354	-7,472	16
10	112	4-112	300	235	-7,796	10, 12
11	120	112-120	250	226	-3,076	10, 12
12	129	120-129	375	321	-9,304	2, 6, 5, 10, 12, 16, 17

Tabela 6.8 – Resultados obtidos para outras contingências – simulações estáveis

I	II	III	IV	V	VI	VII
Evento No.	Barram.	Linha	t_{cl} [ms]	t_{cr} [ms]	η [pu.rad]	CMC
1	1	1-2	200	216	2,304	2
2	1	1-3	200	217	3,091	2, 6, 5, 10, 12, 16, 17
3	1	1-4	200	219	2,515	2
4	1	1-5	200	210	1,473	2
5	5	5-120	200	224	2,447	17
6	26	25-26	150	192	6,876	5, 6
7	26	26-74	150	192	7,334	5, 6
8	26	26-75	150	171	4,608	5, 6
9	75	9-75	300	354	2,846	16
10	112	4-112	200	235	4,506	10, 12
11	120	112-120	200	226	2,839	10, 12
12	129	120-129	300	321	3,193	2, 6, 5, 10, 12, 16, 17

6.3 Cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito

Nesta secção, é descrito, pormenorizadamente, o processo de cálculo do tempo crítico de actuação das protecções utilizando o método híbrido desenvolvido. Os resultados obtidos são comparados com os valores produzidos pelo método da bissecção. Em ambos os casos, os critérios de paragem do processo de integração numérica no domínio do tempo das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, são os índices de estabilidade que foram apresentados na secção 4.3 do capítulo 4. A contingência a analisar consiste na ocorrência de um curto-circuito trifásico no barramento 112 da rede de teste do IEEE com 17 máquinas, sendo o defeito eliminado através da saída de serviço da linha 112-120.

Na tabela 6.9, são apresentados os resultados da aplicação do método iterativo para determinar o tempo crítico de eliminação do defeito usando o método híbrido proposto. A coluna I refere-se ao número da iteração, enquanto na segunda coluna são mostrados os sucessivos tempos de actuação das protecções. Nas colunas III e IV, são indicados os desvios angulares máximos correspondentes a t_c e t_{obs} respectivamente. As colunas V e VI designam os tempos relativos ao ângulo de equilíbrio instável e ao ângulo de retorno respectivamente. Nas colunas VII e VIII, são apresentados os tempos relativos aos índices de detecção de estabilidade IDI e IDE respectivamente. A coluna IX corresponde ao tempo de observação. Na coluna X, são mostrados os resultados da margem de estabilidade transitória. Finalmente, na coluna XI, é indicada a condição de estabilidade do sistema.

Tabela 6.9 – Processo de cálculo iterativo para determinar o tempo crítico de eliminação do defeito utilizando o método híbrido

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Iter. No.	t_c [ms]	$\Delta\delta_{tc}^{\max}$ [grau]	$\Delta\delta_{tobs}^{\max}$ [grau]	t_u [ms]	t_r [ms]	t_{IDI} [ms]	t_{IDE} [ms]	t_{obs} [ms]	η [pu.rad]	Condição de estabilidade do sistema
1	315,9	183,3	190,4	526,5	—	322,6	—	322,6	-16,23	Instável
2	252,7	123,6	190,6	309,8	—	340,1	—	340,1	-7,93	Instável
3	192,3	78,7	144,2	—	413,2	—	431,6	397,1	1,79	Estável
4	203,4	86,1	184,7	638,5	—	779,5	—	625,3	-0,01	Instável

Tempo crítico de eliminação do defeito = 203,1 [ms]

Na tabela 6.9 o tempo inicial de actuação das protecções foi determinado através do algoritmo descrito na secção 4.7 do capítulo 4. O segundo tempo de eliminação do defeito foi determinado através da relação $t_{c2} = 0,80 t_{c1}$, para se obter uma situação instável. Após as

duas primeiras iterações, atendendo a que se dispõe de dois valores para a margem de estabilidade transitória, $\eta_1 = -16,23$ e $\eta_2 = -7,93$ [pu.rad], é possível estimar, através de um processo de extrapolação, um valor para o tempo crítico de actuação das protecções. Com $t_{c3} = 192,3$ [ms] verifica-se que o sistema é estável e a margem de estabilidade transitória positiva. Assim, através de um método de interpolação estima-se um novo valor para o tempo crítico. Finalmente, na quarta iteração, obtém-se uma situação marginalmente instável e por um processo de interpolação encontra-se o valor de $t_{cr} = 203,1$ [ms].

O processo de cálculo convergiu em 4 iterações com uma tolerância de 0,1 [ms]. O tempo total de integração numérica foi de 3,44 [s]. Se se considerar somente situações de instabilidade que ocorrem na primeira oscilação, então tempo total será de 1,87 [s].

Na tabela 6.10, são apresentados os valores obtidos nas diversas etapas do cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito através do método da bissecção. Nas simulações efectuadas utilizou-se o método de integração numérica de Runge-Kutta de quarta ordem. Nas colunas II e III, são indicados os tempos de actuação das protecções que conduzem a situações de instabilidade e estabilidade respectivamente. Estes valores mantêm-se inalterados, em simulações sucessivas, enquanto não ocorrer uma mudança na condição de estabilidade do sistema. Na coluna IV, encontra-se o novo tempo de eliminação do defeito, que resulta da média entre t_c^u e t_c^s . O tempo crítico corresponde ao último valor para o qual o sistema é classificado como estável.

Tabela 6.10 – Cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito através do método da bissecção

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Iter. No.	t_c^u [ms]	t_c^s [ms]	t_c^n [ms]	$\Delta\delta_{tc}^{\max}$ [grau]	$\Delta\delta_{tobs}^{\max}$ [grau]	t_{IDI} [ms]	t_{IDE} [ms]	t_{obs} [ms]	Condição de estabilidade do sistema
1	315,9	0,0	157,9	183,3	190,4	322,6	–	322,6	Instável
2	315,9	157,9	236,9	59,0	102,1	–	344,1	320,1	Estável
3	236,9	157,9	197,4	110,7	183,8	358,4	–	346,4	Instável
4	236,9	197,4	217,2	82,0	155,6	–	462,3	436,9	Estável
5	217,2	197,4	207,3	95,7	187,0	417,9	–	398,5	Instável
6	207,3	197,4	202,4	88,7	189,9	557,2	–	483,1	Instável
7	207,3	202,4	204,8	85,3	172,7	–	547,7	603,4	Estável
8	204,8	202,4	203,6	87,0	195,1	654,8	–	580,8	Instável
9	203,6	202,4	203,0	86,2	186,4	754,5	–	618,0	Instável
10	203,6	203,0	203,3	85,8	178,7	–	558,9	625,5	Estável

Tempo crítico de eliminação do defeito = 203,0 [ms]

O processo de cálculo convergiu em 10 iterações com uma tolerância de 1,0 [ms]. O tempo total de integração numérica foi de 11,07 [s]. Se se considerar somente situações de instabilidade que ocorram na primeira oscilação, então tempo total será de 5,10 [s]. Comparando estes valores com os obtidos pelo método híbrido, verifica-se que este é cerca de três vezes mais rápido.

Nas subsecções seguintes são apresentados os valores dos tempos críticos, para diferentes cenários de contingência, simulados nas redes de teste da CIGRE, da Nova Inglaterra e do IEEE com 17 e 50 máquinas síncronas. Em todas as situações estudadas, os valores determinados pelo método híbrido (MH) são comparados, através das expressões (6.1) e (6.2), com os resultados obtidos pelo método da bissecção (MB).

$$\Delta t_{cr} = t_{cr}(\text{MB}) - t_{cr}(\text{MH}) \text{ [ms]} \quad (6.1)$$

$$\Delta t_{cr} = \frac{t_{cr}(\text{MB}) - t_{cr}(\text{MH})}{t_{cr}(\text{MB})} \times 100 \text{ [%]} \quad (6.2)$$

6.3.1 Rede de teste da CIGRE

Na tabela 6.11, apresentam-se os tempos críticos de actuação das protecções relativos à rede de teste da CIGRE. Na coluna I, encontra-se o número da contingência simulada, enquanto na coluna II, é indicado o barramento onde ocorreu a perturbação. A coluna III, corresponde à linha que foi colocada fora de serviço para extinguir o defeito. A coluna IV refere-se ao conjunto das máquinas críticas identificado para cada uma das contingências. Na coluna V, encontra-se o tipo de instabilidade que foi detectado para cada caso. Na maior parte das situações, a instabilidade do sistema ocorre na primeira oscilação (PO), no entanto, foram também detectadas perdas de sincronismo produzidas por oscilações em sentido inverso (OI) ou após múltiplas oscilações (MO). Na coluna VI, apresentam-se os tempos críticos de actuação das protecções obtidos através do método híbrido proposto, enquanto, na coluna VII, são mostrados os tempos críticos, determinados pelo método da bissecção, considerando uma tolerância $\varepsilon_t = 1$ [ms] e um tempo total de simulação igual a 2 [s]. Nas colunas VIII e IX, é efectuada a comparação entre os valores obtidos pelas duas metodologias, em valor absoluto e em valor relativo, determinados pelas expressões (6.1) e (6.2) respectivamente. Os defeitos

próximos dos barramentos 9 e 10 não produziram qualquer situação de instabilidade, para o tempo de simulação definido e não foram incluídos na tabela.

Tabela 6.11 – Tempos críticos de actuação das protecções para a rede de teste da CIGRE

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Cont. No.	Barram. No.	Linha fora de serviço	Conjunto Máquinas Críticas	Tipo de instabilidade	Método Híbrido t_{cr} [ms]	Integração Numérica t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	1	Nenhuma	1	PO	355,8	355,6	-0,2	-0,06
2	1	1 – 3	1	PO	345,4	344,7	-0,7	-0,21
3	1	1 – 4	1	PO	347,5	347,2	-0,3	-0,08
4	2	Nenhuma	2	PO	412,5	412,0	-0,5	-0,11
5	2	2 – 3	2	OI	369,8	369,1	-0,7	-0,19
6	2	2 – 10	2	OI	386,4	386,3	-0,1	-0,03
7	3	Nenhuma	3	PO	390,3	389,6	-0,7	-0,20
8	3	1 – 3	3	PO	379,0	378,9	-0,1	-0,04
9	3	2 – 3	3	PO	391,1	390,5	-0,6	-0,17
10	3	3 – 4	3	PO	387,7	386,9	-0,6	-0,21
11	3	3 – 9	3	PO	390,2	389,6	-0,6	-0,16
12	4	Nenhuma	4, 5	MO/PO	476,3/499,9	476,0/496,3	-0,3/-3,6	-0,05/-0,73
13	4	1 – 4	4, 5	MO/PO	465,3/483,6	464,8/481,5	-0,5/-2,1	-0,11/-0,44
14	4	3 – 4	4, 5	MO/PO	468,8/490,4	468,1/489,0	-1,3/-1,4	-0,29/-0,27
15	4	4 – 5	5	PO	0,0	0,0	0,0	0,00
16	4	4 – 6	6, 7	OI	458,1	457,9	-0,2	-0,04
17	4	4 – 9	4, 5	MO/PO	473,7/496,3	473,4/497,1	-0,3/-0,8	-0,06/-0,18
18	4	4 – 10	4, 5	OI/PO	451,5/493,7	451,2/493,2	-0,3/-0,6	-0,07/-0,13
19	5	Nenhuma	5	PO	353,5	353,3	-0,2	-0,10
20	5	4 – 5	5	PO	0,0	0,0	0,0	0,00
21	6	Nenhuma	6	PO	486,9	486,9	0,0	0,00
22	6	4 – 6	6, 7	PO	437,5	437,4	-0,1	-0,01
23	6	6 – 8	6	PO	482,3	482,0	-0,3	-0,06
24	7	Nenhuma	7	PO	341,2	341,2	0,1	0,01
25	7	7 – 8	7	PO	0,0	0,0	0,0	0,00
26	8	Nenhuma	7	PO	480,2	480,0	-0,2	-0,04
27	8	7 – 8	7	PO	0,0	0,0	0,0	0,00
28	8	6 – 8	7	PO	441,8	441,4	-0,4	-0,09
29	8	8 – 9	7	PO	478,6	478,2	-0,4	-0,08

Analisando os resultados obtidos na tabela 6.11, verifica-se uma perfeita concordância entre os valores produzidos pelas duas formulações. O erro absoluto não ultrapassa os 4 [ms], enquanto o erro relativo é sempre inferior a 1 %.

6.3.2 Rede de teste da Nova Inglaterra

Na tabela 6.12, são mostrados os tempos críticos de eliminação do defeito obtidos para a rede de teste da Nova Inglaterra, considerando um conjunto de 30 contingências. Cada perturbação simulada consistiu na ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico numa linha de transmissão, junto a um dos barramentos adjacentes, suprimido pela actuação dos disjuntores situados nos extremos da mesma. O tempo total de simulação para cada evento, isto é, o período máximo de integração foi fixado em 2 [s]. Os componentes da rede eléctrica foram modelizados considerando o modelo clássico.

Tabela 6.12 – Tempos críticos para a rede de teste da Nova Inglaterra – modelo clássico

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Cont. No.	Barram. No.	Linha fora de serviço	Conjunto Máquinas Críticas	Método Híbrido t_{cr} [ms]	Integração Numérica t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	2	2 – 3	8, 9	251,3	250,4	-0,9	-0,36
2	2	2 – 25	8, 9	165,1	164,2	-0,9	-0,55
3	4	4 – 14	2, 3	244,1	243,7	-0,4	-0,16
4	5	5 – 6	2, 3	232,7	232,1	-0,6	-0,26
5	6	6 – 11	2, 3	223,2	222,7	-0,5	-0,22
6	7	6 – 7	2, 3	271,2	270,4	-0,8	-0,30
7	10	10 – 13	2, 3	228,3	227,5	-0,8	-0,35
8	11	10 – 11	2, 3	241,3	240,5	-0,8	-0,33
9	13	10 – 13	2, 3	246,6	245,8	-0,8	-0,33
10	13	13 – 14	2, 3	240,6	239,8	-0,8	-0,33
11	14	4 – 14	2, 3	244,7	243,7	-1,0	-0,41
12	16	Nenhuma	4, 5, 6, 7, 9	176,0	175,0	-1,0	-0,57
13	16	16 – 17	4, 5, 6, 7	134,4	132,0	-2,4	-1,82
14	16	16 – 19	4, 5	0,0	0,0	0,0	0,00
15	16	16 – 21	4, 5, 6, 7, 9	156,8	155,1	-1,7	-1,10
16	17	16 – 17	4, 5, 6, 7, 9	167,5	164,6	-2,9	-1,76
17	19	16 – 19	4, 5	0,0	0,0	0,0	0,00
18	20	Nenhuma	5	198,8	197,0	-1,8	-0,91
19	21	21 – 22	6, 7	149,0	148,6	-0,4	-0,27
20	22	21 – 22	6, 7	137,1	136,4	-0,7	-0,51
21	22	22 – 23	6, 7	212,9	212,7	-0,2	-0,09
22	23	22 – 23	6, 7	215,6	215,1	-0,5	-0,23
23	24	23 – 24	4, 5, 6, 7, 9	190,7	189,4	-1,3	-0,69
24	25	2 – 25	8, 9	128,8	127,3	-1,5	-1,18
25	25	25 – 26	8, 9	193,9	193,2	-0,7	-0,36
26	26	26 – 27	9	137,5	137,0	-0,5	-0,36
27	27	17 – 27	9	180,4	180,3	-0,1	-0,06
28	28	26 – 28	9	101,1	101,0	-0,1	-0,10
29	29	26 – 29	9	72,4	72,0	-0,4	-0,56
30	29	28 – 29	9	52,9	52,0	-0,9	-1,73

Analisando os resultados obtidos na tabela 6.12, verifica-se uma perfeita concordância entre as soluções produzidas pelas duas formulações. O erro em valor absoluto não ultrapassa os 3 [ms], enquanto o erro relativo é sempre inferior a 2 %.

Na tabela 6.13, são apresentados os tempos críticos de actuação das protecções, relativos à rede de teste da Nova Inglaterra, utilizando uma modelização pormenorizada para os diferentes componentes do sistema. Foi especificado um tempo máximo de simulação, para cada contingência, igual a 3 [s]

Tabela 6.13 – Tempos críticos de eliminação do defeito
para a rede de teste da Nova Inglaterra – modelo completo

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Cont. No.	Barram. No.	Linha fora de serviço	Conjunto Máquinas Críticas	Método Híbrido t_{cr} [ms]	Integração Numérica t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	2	2 – 3	8, 9	178,2	177,7	-0,5	-0,27
2	2	2 – 25	8, 9	104,3	103,5	-0,7	-0,72
3	4	4 – 14	2, 3	162,8	162,1	-0,7	-0,40
4	5	5 – 6	2, 3	171,9	171,9	0,0	0,00
5	6	6 – 11	2, 3	153,1	152,3	-0,8	-0,50
6	7	6 – 7	2, 3	197,1	197,3	0,2	0,08
7	10	10 – 13	2, 3	174,7	173,8	-0,8	-0,49
8	11	10 – 11	2, 3	168,5	168,0	-0,5	-0,29
9	13	10 – 13	2, 3	182,4	181,6	-0,8	-0,43
10	13	13 – 14	2, 3	178,6	177,7	-0,9	-0,48
11	14	4 – 14	2, 3	162,9	162,1	-0,8	-0,47
12	16	Nenhuma	4, 5, 6, 7, 9	112,2	111,3	-0,8	-0,76
13	16	16 – 17	4, 5, 6, 7	84,8	84,0	-0,9	-1,02
14	16	16 – 19	4, 5	0,0	0,0	0,0	0,00
15	16	16 – 21	4, 5, 6, 7, 9	108,3	107,4	-0,9	-0,80
16	17	16 – 17	4, 5, 6, 7, 9	107,3	107,4	0,1	0,12
17	19	16 – 19	4, 5	0,0	0,0	0,0	0,00
18	20	Nenhuma	5	153,0	152,3	-0,6	-0,42
19	21	21 – 22	6, 7	85,7	85,9	0,2	0,27
20	22	21 – 22	6, 7	72,1	72,3	0,1	0,17
21	22	22 – 23	6, 7	146,0	146,5	0,5	0,34
22	23	22 – 23	6, 7	147,9	148,4	0,5	0,34
23	24	23 – 24	4, 5, 6, 7, 9	126,8	127,0	0,2	0,13
24	25	2 – 25	8, 9	82,7	82,0	-0,6	-0,78
25	25	25 – 26	8, 9	149,3	148,4	-0,8	-0,57
26	26	26 – 27	9	117,1	117,2	0,1	0,11
27	27	17 – 27	9	153,0	152,3	-0,7	-0,45
28	28	26 – 28	9	67,0	66,4	-0,6	-0,94
29	29	26 – 29	9	36,8	37,1	0,3	0,93
30	29	28 – 29	9	11,6	11,7	0,1	1,24

Analisando os resultados obtidos na tabela 6.13, verifica-se uma perfeita concordância entre as soluções produzidos pelas duas formulações. O erro em valor absoluto não ultrapassa os 1 [ms], enquanto o erro relativo é sempre inferior a 2 %. Em relação ao caso anterior, onde se utilizou o modelo clássico, somente, os tempos críticos diminuíram em todas as situações analisadas, reduzindo a margem de segurança do sistema.

6.3.3 Rede de teste do IEEE com 17 máquinas síncronas

Na tabela 6.14, encontram-se os tempos críticos de actuação da aparelhagem de protecção obtidos para a rede de teste do IEEE com 17 geradores. Em cada um dos casos estudados foi simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico junto a um dos barramentos extremos de uma linha de transmissão, tendo sido analisado um conjunto de 30 contingências. O defeito foi eliminado pela abertura simultânea dos dispositivos de protecção da linha onde ocorreu a perturbação. O ponto de funcionamento, que caracteriza a situação pré-defeito, corresponde a um nível de carga de 17439,8 [MW]. Considerou-se um tempo total de simulação, para cada contingência, igual a 2 [s]. Na modelização dos diferentes elementos da rede eléctrica foi utilizado o modelo clássico.

Nas situações estudadas verificou-se que a perda de sincronismo do sistema ocorre na primeira oscilação, com excepção das contingências 4 e 14 onde é devida a uma oscilação em sentido inverso e nas contingências 18 e 20 onde a instabilidade surge na segunda oscilação. O sistema exhibe dois modos de instabilidade diferenciados, no primeiro, um ou dois geradores saem do sincronismo, enquanto no segundo, o conjunto das máquinas críticas é composto um número elevado de elementos, evidenciando um modo de instabilidade entre áreas. Observando a tabela 6.14, verifica-se que os valores dos tempos críticos de eliminação do defeito obtidos pelas duas metodologias são idênticos. Em todas as situações analisadas, o erro em valor absoluto é inferior a 1 [ms], enquanto o erro relativo é sempre inferior a 1 %.

Tabela 6.14 – Tempos críticos de actuação das protecções para a rede de teste IEEE 17

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Cont. No.	Barram. No.	Linha fora de serviço	Conjunto das Máquinas Críticas	Método Híbrido t_{cr} [ms]	Integração Numérica t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	1	1 – 2	2	216,2	215,9	-0,3	-0,14
2	1	1 – 3	2, 5, 6, 10, 12, 16, 17	217,4	217,3	-0,1	-0,05
3	1	1 – 4	2	219,6	219,5	-0,1	-0,05
4	1	1 – 5	2	210,9	210,7	-0,2	-0,09
5	3	3 – 103	1	294,3	294,1	-0,2	-0,07
6	5	1 – 5	17	222,1	221,8	-0,3	-0,14
7	5	5 – 120	17	224,6	224,4	-0,2	-0,09
8	5	5 – 129	17	226,4	226,3	-0,1	-0,04
9	15	15 – 62	3	251,5	251,2	-0,3	-0,12
10	15	15 – 63	3	265,8	265,3	-0,5	-0,19
11	26	25 – 26	5, 6	192,3	192,2	-0,1	-0,05
12	26	26 – 74	5, 6	192,3	192,2	-0,1	-0,05
13	26	26 – 75	5, 6	171,4	171,0	-0,4	-0,23
14	27	27 – 31	4	364,8	364,5	-0,3	-0,08
15	27	27 – 126	4	294,1	294,0	-0,1	-0,03
16	27	27 – 127	4	365,2	364,5	-0,7	-0,19
17	75	9 – 75	16	354,3	353,6	-0,7	-0,20
18	93	42 – 93	9	228,0	227,8	-0,2	-0,09
19	95	95 – 96	7	305,9	305,6	-0,3	-0,10
20	96	96 – 100	8	218,5	218,0	-0,5	-0,23
21	110	110 – 112	10	248,3	248,1	-0,2	-0,08
22	110	110 – 134	10	258,2	258,0	-0,2	-0,08
23	112	4 – 112	10, 12	235,5	235,0	-0,5	-0,21
24	112	110 – 112	10, 12	233,1	232,5	-0,6	-0,26
25	120	112 – 120	10, 12	227,0	226,5	-0,5	-0,22
26	128	75 – 128	2, 5, 6, 10, 12, 16, 17	307,5	307,4	-0,1	-0,03
27	129	120 – 129	2, 5, 6, 10, 12, 16, 17	321,5	321,0	-0,5	-0,16
28	149	26 – 149	5	231,9	231,6	-0,3	-0,13
29	149	149 – 150	5	240,6	240,5	-0,1	-0,04
30	149	149 – 152	5	238,0	237,5	-0,5	-0,21

6.3.4 Rede de teste do IEEE com 50 máquinas síncronas

Na tabela 6.15, apresenta-se a lista com os 33 eventos a simular na rede de teste do IEEE com 50 geradores. As duas primeiras colunas da tabela indicam o número da contingência e o local onde ocorreu a perturbação, enquanto na terceira coluna são referidos os ramos a colocar fora de serviço para eliminar o defeito. Na contingência 10, o trânsito de potências, que define o caso base, foi modificado para que ocorra um modo de instabilidade entre áreas. O trânsito

de potências foi resolvido ajustando a potência activa produzida nos geradores G9 e G25 para $P_{G9} = 1580$ MW e $P_{G25} = 1580$ MW respectivamente.

Tabela 6.15 – Conjunto de contingências a simular para a rede de teste IEEE 50

Cont. No.	Barram. No.	Linha(s) fora de serviço
1	59	59 – 72
2	73	73 – 74
3	112	112 – 69
4	66	66 – 69
5	115	115 – 116
6	100	100 – 72
7	101	101 – 73
8	91	91 – 74
9	7	7 – 6
10	7	7 – 6*
11	6	6 – 1
12	12	12 – 14
13	6	6 – 10
14	33	33 – 39
15	33	33 – 49
16	66	66 – 111
17	106	106 – 74
18	69	69 – 32
19	69	69 – 112
20	105	105 – 73
21	73	73 – 75
22	67	67 – 65
23	59	59 – 103
24	12	12 – 14 #1 e #2
25	105	105 – 73 #1 e #2
26	66	66 – 8 #1 e #2
27	6	6 – 1, 6 – 2, 6 – 7
28	6	6 – 9, 6 – 10, 6 – 12 #1 e #2
29	33	33 – 37, 33 – 38, 33 – 39, 33 – 40, 33 – 49, 33 – 50
30	33	33 – 37, 33 – 38, 33 – 39, 33 – 40
31	66	66 – 111, #1, #2 e #3
32	73	73 – 26, 73 – 72, 73 – 82, 73 – 101
33	73	73 – 69, 73 – 75, 73 – 91, 73 – 96, 73 – 109

* Sistema modificado para que ocorra uma situação de instabilidade entre áreas

Indica o número do ramo que deve ser colocado fora de serviço

Na tabela 6.16, encontram-se os tempos críticos de eliminação do defeito obtidos para a rede de teste do IEEE com 50 geradores utilizando o modelo clássico. Em todos os casos analisados, foi especificado um tempo total de simulação igual a 3 [s]. Na modelização dos diferentes elementos da rede eléctrica foi utilizado o modelo clássico.

Tabela 6.16 – Tempos críticos – rede de teste IEEE 50 – modelo clássico

I	II	III	IV	V	VI
Cont. No.	Conjunto das Máquinas Críticas	MH t_{cr} [ms]	MB t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	6	224,4	224,5	0,1	0,04
2	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 10 11, 12, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	213,4	215,5	2,1	0,98
3	27	248,1	248,5	0,4	0,18
4	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	169,9	171,0	1,1	0,63
5	28	288,8	292,5	3,7	1,26
6	16	258,8	260,0	1,2	0,47
7	17	246,1	246,0	-0,1	-0,04
8	8	188,3	188,0	-0,3	-0,14
9	20, 26	107,9	108,3	0,4	0,35
10	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	107,0	107,5	0,5	0,47
11	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	168,5	171,0	2,5	1,46
12	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 33, 34, 35	171,9	173,5	1,6	0,93
13	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	175,8	177,0	1,2	0,69
14	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	386,5	386,0	-0,5	-0,13
15	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	387,7	387,5	-0,2	-0,06
16	20, 26	174,0	175,5	1,5	0,86
17	22	184,6	185,5	0,9	0,50
18	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	204,1	205,3	1,2	0,58
19	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	204,1	205,1	1,0	0,49
20	21	210,9	213,5	2,6	1,20
21	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	213,9	215,1	1,2	0,57
22	2, 13	234,4	233,7	-0,7	-0,29
23	6	224,1	222,6	-1,5	-0,68
24	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	169,0	169,7	0,8	0,44
25	21	119,1	120,0	0,9	0,72
26	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 33, 34, 35	175,3	178,5	3,2	1,79
27	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	38,2	39,4	1,2	3,05
28	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	80,1	81,5	1,4	1,67
29	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	359,4	360,5	1,1	0,31
30	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	376,0	378,0	2,0	0,53
31	26	82,0	83,0	1,0	1,17
32	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	212,1	214,5	2,4	1,11
33	12	190,4	190,5	0,1	0,04

Nas simulações efectuadas verificou-se que a perda de sincronismo do sistema ocorre, em todos os casos, na primeira oscilação. O sistema exhibe dois modos de instabilidade diferenciados, no primeiro, um ou dois geradores saem do sincronismo, enquanto no segundo, o conjunto das máquinas críticas é composto um número elevado de elementos, evidenciando um modo de instabilidade entre áreas. Considerando os valores apresentados na tabela 6.16, pode-se concluir que existe uma perfeita concordância entre as soluções produzidas pelo programa de simulação no domínio do tempo e os resultados obtidos pela técnica proposta. O erro em valor absoluto não ultrapassa os 4 [ms], enquanto o erro relativo é igual ou inferior a 3 %.

Na tabela 6.17, são mostrados os tempos críticos de actuação dos dispositivos de protecção, bem como os respectivos erros relativos, em percentagem, calculados através de quatro metodologias distintas [17]. Na segunda coluna, indicam-se os valores determinados pelo método da Função de Energia Transitória (*Transient Energy Function – TEF*), enquanto na terceira coluna são mostradas as soluções produzidas através da formulação híbrida desenvolvida com base nessa função. Na quarta coluna, são apresentados os resultados obtidos através do método Iterativo da Superfície Limite de Energia Potencial (*Iterative Potential Energy Boundary Surface – IPEBS*). Finalmente, na quinta coluna encontram-se os resultados da versão Dinâmica do Método das Áreas Iguais Generalizado (*Dynamic Extended Equal Area Criterion – DEEAC*).

Comparando os resultados da tabela 6.17, com as soluções produzidas pelo método híbrido desenvolvido, mostradas na tabela 6.16, verifica-se que este apresenta valores menores para os erros relativos. Por outro lado, observa-se que nos outros métodos, existem contingências onde os valores dos erros são inaceitáveis.

Na tabela 6.18, apresentam-se os tempos críticos de actuação das protecções para a rede de teste do IEEE com 50 geradores utilizando uma modelização pormenorizado. Neste estudo, seis máquinas síncronas são representadas em pormenor, através de um modelo que inclui os dois eixos (d, q), e estão equipadas com sistemas de excitação do tipo IEEE AC-4. No Anexo III, apresentam-se todos os dados relativos à rede de teste utilizada. Simulou-se o mesmo conjunto de contingências, indicadas na tabela 6.15, e efectuaram-se os mesmos procedimentos que foram realizados quando se utilizou o modelo clássico para todas as máquinas do sistema.

Tabela 6.17 – Tempos críticos para a rede de teste IEEE 50 obtidos com outros métodos

I	II		III		IV		V	
Cont. No.	Método <i>TEF</i>		Híbrido <i>TEF</i>		<i>IPEBS</i>		<i>DEEAC</i>	
	t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]	t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]	t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]	t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	236,0	-5,12	222,5	0,89	222,5	0,89	227,0	-1,11
2	208,0	3,48	207,5	3,71	213,4	0,97	209,0	3,02
3	238,0	4,23	247,5	0,40	249,3	-0,32	246,0	1,01
4	177,0	-3,51	162,5	4,97	170,7	0,18	165,0	3,51
5	288,2	1,47	292,5	0,00	293,2	-0,24	291,0	0,51
6	252,7	2,81	257,5	0,96	259,5	0,19	261,0	-0,38
7	234,9	4,51	247,5	-0,61	246,0	0,00	244,0	0,81
8	187,8	0,11	187,5	0,27	189,1	-0,59	190,0	-1,06
9	108,5	-0,18	107,5	0,74	108,3	0,00	108,0	0,28
10	108,0	-0,47	107,5	0,00	108,1	-0,56	118,0	-9,77
11	171,5	-0,29	167,5	2,05	168,0	1,75	162,0	5,26
12	174,6	-0,63	172,5	0,58	171,8	0,98	168,0	3,17
13	177,4	-0,23	172,5	2,54	175,7	0,73	173,0	2,26
14	385,3	0,18	382,5	0,91	383,5	0,65	383,0	0,78
15	383,8	0,95	382,5	1,29	383,8	0,95	382,0	1,42
16	179,1	-2,05	167,5	4,56	174,9	0,34	168,0	4,27
17	183,5	1,08	182,5	1,62	185,7	-0,11	181,0	2,43
18	205,2	0,05	202,5	1,36	203,4	0,93	203,0	1,12
19	205,3	-0,10	207,5	-1,17	204,0	0,54	199,0	2,97
20	217,8	-2,01	207,5	2,81	212,4	0,52	207,0	3,04
21	218,0	-1,35	212,5	1,21	213,4	0,79	209,0	2,84
22	232,9	0,34	232,5	0,51	235,2	-0,64	199,0	14,85
23	229,2	-2,96	222,5	0,04	225,7	-1,39	227,0	-1,98
24	171,6	-1,12	167,5	1,30	169,3	0,24	165,0	2,77
25	118,7	1,08	117,5	2,08	120,1	-0,08	127,0	-5,83
26	175,8	1,51	167,5	6,16	176,2	1,29	173,0	3,08
27	38,2	3,05	22,5	42,89	20,2	48,73	—	—
28	78,7	3,44	77,5	4,91	75,7	7,12	69,0	15,34
29	361,2	-0,19	352,5	2,22	358,0	0,69	344,0	4,58
30	378,5	-0,13	372,5	1,46	371,6	1,69	368,0	2,65
31	86,2	-3,86	82,5	0,60	72,8	12,29	82,0	1,20
32	215,2	-0,33	207,5	3,26	212,4	0,98	209,0	2,56
33	213,4	-12,02	187,5	1,57	191,2	-0,37	179,0	6,04

Nos diferentes casos analisados, verificaram-se quatro situações de instabilidade após múltiplas oscilações, correspondentes às contingências 4, 13, 22 e 26. Nas restantes perturbações, a perda de sincronismo sucedeu na primeira oscilação. Tal como no caso anterior, onde se utilizou o modelo clássico, o sistema exhibe dois modos de instabilidade, no entanto, constatou-se que ocorreu uma diminuição do número de situações onde o conjunto das máquinas críticas é composto por um número elevado de componentes. Por outro lado, os tempos críticos aumentaram para na maior parte das situações estudadas, ampliando assim, a margem de segurança do sistema.

Tabela 6.18 – Tempos críticos de actuação das protecções para a rede de teste do IEEE com 50 máquinas síncronas utilizando um modelo pormenorizado

I	II	III	IV	V	VI
Cont. No.	Conjunto das Máquinas Críticas	Método Híbrido t_{cr} [ms]	Integração Numérica t_{cr} [ms]	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	6	223,9	224,4	0,5	0,22
2	12, 21	247,7	246,1	-1,6	-0,63
3	27	249,6	248,1	-1,5	-0,60
4	20, 26	164,5	164,1	-0,5	-0,29
5	28	296,7	294,4	-2,3	-0,79
6	16	259,2	257,8	-1,3	-0,52
7	17	246,0	246,1	0,1	0,04
8	8	188,9	187,5	-1,4	-0,77
9	20, 26	109,2	109,0	-0,2	-0,18
10	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	108,8	107,5	-1,3	-1,21
11	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	195,2	193,4	-1,9	-0,97
12	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 33, 34, 35	183,4	181,6	-1,7	-0,94
13	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	206,7	207,0	0,3	0,16
14	15	480,8	480,0	-0,8	-0,17
15	15	480,2	478,5	-1,7	-0,36
16	20, 26	168,6	168,0	-0,7	-0,40
17	22	175,7	173,8	-1,9	-1,10
18	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	242,6	242,2	-0,4	-0,19
19	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	242,0	242,2	0,2	0,08
20	21	207,8	207,0	-0,7	-0,35
21	12, 21	249,5	248,1	-1,4	-0,56
22	2, 13	204,7	203,1	-1,5	-0,75
23	6	224,3	222,7	-1,7	-0,75
24	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	191,1	189,5	-1,6	-0,84
25	21	137,5	136,7	-0,7	-0,53
26	20, 26	170,0	169,9	0,0	-0,02
27	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	157,1	156,3	-0,9	-0,57
28	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 35	144,8	144,5	-0,2	-0,15
29	15	494,0	494,1	0,1	0,03
30	15	486,0	486,3	0,3	0,07
31	26	90,7	89,8	-0,9	-1,00
32	12, 21	246,9	246,1	-0,8	-0,31
33	12, 21	181,5	178,3	-3,1	-1,77

Atendendo aos resultados apresentados na tabela 6.18, pode-se concluir que existe uma concordância entre as soluções produzidas pelo programa de simulação no domínio do tempo e os valores encontrados através do método híbrido. O erro em valor absoluto não ultrapassa os 3,1 [ms], enquanto o erro relativo é igual ou inferior a 2 %.

6.4 Cálculo dos limites de potência

Nesta secção, é descrita, detalhadamente, a aplicação do método híbrido proposto no cálculo dos limites de potência activa gerada. As soluções obtidas são comparadas com os resultados produzidos através do método da bissecção. Em ambos os casos, são aplicados índices de estabilidade para terminar o processo de integração numérica no domínio do tempo das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. O tempo máximo de simulação, para cada contingência, é de dois segundos.

Neste estudo, simulou-se a ocorrência de uma perturbação na rede de teste do IEEE com 17 geradores. O defeito acontece no barramento 112 e é eliminado através da saída de serviço da linha 112-120. Foram escolhidos seis tempos de actuação das protecções, três inferiores e três superiores ao tempo crítico.

A contingência especificada conduz a uma situação de estabilidade complexa, sendo o conjunto das máquinas críticas composto por dois geradores (G10 e G12). A potência activa produzida pelos dois alternadores, antes do curto-circuito ocorrer, é igual a 751,0 [MW]. No caso do sistema ser estável, após a ocorrência de uma perturbação, a potência poderá aumentar até um determinado valor limite, para além do qual ocorre a perda do sincronismo. A distribuição do acréscimo da potência activa produzida pelas duas máquinas pode ser efectuada de diferentes maneiras, conforme foi referido na secção 4.7 do quarto capítulo. Neste estudo, esta redistribuição foi realizada considerando o seguinte critério:

$$\Delta P_{Ck} = \frac{M_k g_k}{\sum_{j=1}^{n_C} M_j g_j} \Delta P_C \quad (6.3)$$

A potência retirada ao conjunto das máquinas não-críticas foi compartilhada equitativamente por todos os geradores. Se acontecer uma situação de instabilidade, será necessário diminuir a potência activa gerada pelo conjunto das máquinas críticas, de forma a estabilizar o sistema.

O critério enunciado anteriormente foi também aplicado no cálculo do decréscimo de potência sofrido por cada uma das máquinas críticas. A potência transferida para as máquinas não-críticas foi redistribuída equitativamente por todos os alternadores.

Na tabela 6.19, são apresentados os resultados da aplicação do processo de cálculo iterativo para determinar os limites de potência utilizando o método híbrido desenvolvido, considerando um tempo de actuação das protecções igual a 200 [ms]. Na segunda coluna são mostrados os sucessivos valores da potência activa gerada pelo conjunto das máquinas críticas.

Tabela 6.19 – Processo de cálculo iterativo para determinar a potência limite utilizando o método híbrido – $t_c = 200$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Iter. No.	P_G [MW]	$\Delta\delta_{tc}^{\max}$ [grau]	$\Delta\delta_{tobs}^{\max}$ [grau]	t_u [ms]	t_r [ms]	t_{IDI} [ms]	t_{IDE} [ms]	t_{obs} [ms]	η [pu.rad]	Condição de estabilidade do sistema
1	751,00	83,76	162,04	–	481,5	–	496,5	526,6	0,70	Estável
2	826,10	93,02	175,30	335,1	–	374,5	–	347,2	-3,15	Instável
3	764,56	85,32	190,52	551,8	–	697,4	–	608,8	-0,10	Instável
4	762,54	85,07	183,49	634,6	–	777,2	–	622,8	-0,01	Instável

Potência limite: $P_{G10} = 132,93$ [MW], $P_{G12} = 629,47$ [MW] e $P_{G10+G12} = 762,40$ [MW]

Acréscimo de potência permitido em relação ao caso base:

$\Delta P_{G10} = 1,93$ [MW], $\Delta P_{G12} = 9,47$ [MW] e $\Delta P_{G10+G12} = 11,40$ [MW]

Na tabela 6.19, o valor inicial da potência activa produzida corresponde ao caso base $P_{G10+G12}^0 = 751,0$ [MW], verificando-se que o sistema é estável. Na segunda iteração, simula-se a ocorrência de um aumento de 10 % da potência gerada, constatando-se que o sistema é instável. Após as duas primeiras iterações, atendendo a que se dispõe de dois valores para a margem de estabilidade transitória, $\eta_1 = 0,70$ e $\eta_2 = -3,15$ [pu.rad], é possível estimar, através de um processo de interpolação, um novo valor para a potência produzida. Com $P_{G10+G12}^3 = 764,56$ [MW] verifica-se que o sistema é instável e a margem de estabilidade transitória negativa. Assim, através de um método de extrapolação estima-se um valor para P_G . Finalmente, na quarta iteração, obtém-se uma situação marginalmente instável e por um processo de extrapolação encontra-se o valor de 762,40 [MW].

O processo de cálculo convergiu em 4 iterações com uma tolerância de 1 [MW]. O tempo total de integração numérica foi de 3,85 [s]. Se se considerar somente situações de instabilidade que ocorram na primeira oscilação, então tempo total será de 2,38 [s].

Na tabela 6.20, são apresentados os valores obtidos nas diversas etapas dos limites de potência através do método da bissecção. Nas colunas II e III, são indicados as potências activas produzidas que conduzem a situações de instabilidade e estabilidade respectivamente. Estes valores mantêm-se inalterados, em simulações sucessivas, enquanto não ocorrer uma mudança na condição de estabilidade do sistema. Na coluna IV, encontra-se o novo valor da potência gerada, que resulta da média entre P_G^u e P_G^s . O limite de potência corresponde ao último valor para o qual o sistema é classificado como estável.

Tabela 6.20 – Cálculo da potência limite através do método da bissecção – $t_{cl} = 200$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Iter. No.	P_G^u [MW]	P_G^s [MW]	P_G^n [MW]	$\Delta\delta_{tc}^{\max}$ [grau]	$\Delta\delta_{tobs}^{\max}$ [grau]	t_{IDI} [ms]	t_{IDE} [ms]	t_{obs} [ms]	Condição de estabilidade do sistema
1	1000,00	751,00	751,00	83,76	162,04	–	496,5	526,6	Estável
2	875,50	751,00	875,50	99,18	171,40	321,6	–	308,9	Instável
3	813,25	751,00	813,25	91,41	175,20	390,1	–	358,8	Instável
4	782,13	751,00	782,13	87,52	179,97	476,0	–	419,8	Instável
5	766,56	751,00	766,56	85,57	193,45	645,2	–	580,8	Instável
6	766,56	758,78	758,78	84,60	170,92	–	532,2	593,8	Estável
7	762,67	758,78	762,67	85,09	184,04	783,5	–	622,7	Instável
8	762,67	760,73	760,73	84,84	176,51	–	555,9	611,3	Estável
9	761,70	760,73	761,70	84,97	180,03	916,1	–	618,8	Instável

Potência limite: $P_{G10} = 132,64$ [MW], $P_{G12} = 628,09$ [MW] e $P_{G10+G12} = 760,73$ [MW]

Acréscimo de potência permitido em relação ao caso base:

$$\Delta P_{G10} = 1,64 \text{ [MW]}, \Delta P_{G12} = 8,09 \text{ [MW]} \text{ e } \Delta P_{G10+G12} = 9,73 \text{ [MW]}$$

O processo de cálculo convergiu em 9 iterações com uma tolerância de 1,0 [MW]. O tempo total de integração numérica foi de 9,49 [s]. Se se considerar somente situações de instabilidade que ocorram na primeira oscilação, então tempo total será de 5,22 [s]. Comparando estes valores com os obtidos pelo método híbrido, verifica-se que este é cerca de 2,5 vezes mais rápido.

O estudo conduzido anteriormente foi repetido considerando um tempo de actuação das protecções igual a 250 [ms]. Na tabela 6.21, são apresentados os resultados obtidos através da formulação híbrida desenvolvida. Relativamente ao caso base, verifica-se que o sistema é instável, por conseguinte a potência activa produzida pelo conjunto das máquinas críticas terá de diminuir. Assim, na segunda iteração, este valor sofreu um decréscimo de 10 %, porém a condição de estabilidade do sistema não se modificou. No entanto, como se dispõe de dois valores para a potência gerada e de duas margens de estabilidade transitória negativas, é possível estimar um novo valor para P_G , através de um processo de extrapolação. Este valor conduz a um ponto de funcionamento estável, com uma margem de estabilidade igual 0,44 [pu.rad]. Contudo, como se pretende determinar um limite para a potência activa gerada, o processo de cálculo prossegue até se obter uma margem de estabilidade transitória nula.

Tabela 6.21 – Processo de cálculo iterativo para determinar a potência limite utilizando o método híbrido – $t_c = 250$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Iter. No.	P_G [MW]	$\Delta\delta_{tc}^{\max}$ [grau]	$\Delta\delta_{tobs}^{\max}$ [grau]	t_u [ms]	t_r [ms]	t_{IDI} [ms]	t_{IDE} [ms]	t_{obs} [ms]	η [pu.rad]	Condição de estabilidade do sistema
1	751,00	121,34	183,70	322,5	–	343,1	–	332,8	-7,47	Instável
2	675,90	107,88	194,74	386,1	–	427,0	–	406,5	-3,04	Instável
3	624,50	98,80	180,39	–	567,8	–	567,8	620,3	0,44	Estável
4	630,95	99,94	205,10	580,0	–	750,9	–	642,2	-0,13	Instável
5	629,49	99,68	199,62	640,0	–	803,5	–	658,0	-0,03	Instável

Potência limite: $P_{G10} = 110,08$ [MW], $P_{G12} = 518,02$ [MW] e $P_{G10+G12} = 628,10$ [MW]

Diminuição da potência activa produzida em relação ao caso base:

$$\Delta P_{G10} = 20,92 \text{ [MW]}, \quad \Delta P_{G12} = 101,98 \text{ [MW]} \quad \text{e} \quad \Delta P_{G10+G12} = 122,90 \text{ [MW]}$$

O processo de cálculo convergiu em 5 iterações com uma tolerância de 1 [MW]. O tempo total de integração numérica foi de 4,32 [s]. Se se considerar somente situações de instabilidade que ocorram na primeira oscilação, então tempo total será de 2,95 [s].

Na tabela 6.22, encontram-se as soluções obtidas através do método da bissecção considerando um tempo de eliminação do defeito de 250 [ms].

Tabela 6.22 – Cálculo da potência limite através do método da bissecção – $t_c = 250$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Iter. No.	P_G^u [MW]	P_G^s [MW]	P_G^n [MW]	$\Delta\delta_{tc}^{\max}$ [grau]	$\Delta\delta_{tobs}^{\max}$ [grau]	t_{IDI} [ms]	t_{IDE} [ms]	t_{obs} [ms]	Condição de estabilidade do sistema
1	751,00	0,00	751,00	121,34	183,70	343,1	–	332,8	Instável
2	751,00	375,50	375,50	74,01	96,96	–	417,2	366,8	Estável
3	751,00	563,25	563,25	87,97	136,58	–	444,0	404,9	Estável
4	657,13	563,25	657,13	104,56	190,51	478,4	–	424,0	Instável
5	657,13	610,19	610,19	96,27	163,90	–	502,0	447,3	Estável
6	633,66	610,19	633,66	100,41	208,57	683,3	–	600,4	Instável
7	633,66	621,92	621,92	98,34	177,33	–	550,4	495,5	Estável
8	633,66	627,79	627,79	99,38	191,11	–	611,8	663,1	Estável
9	630,72	627,79	630,72	99,90	204,48	757,0	–	645,8	Instável
10	629,26	627,79	629,26	99,64	198,46	809,4	–	657,7	Instável
11	628,52	627,79	628,52	99,51	194,90	869,3	–	665,1	Instável

Potência limite: $P_{G10} = 110,00$ [MW], $P_{G12} = 517,79$ [MW] e $P_{G10+G12} = 627,79$ [MW]

Diminuição da potência activa produzida em relação ao caso base:

$$\Delta P_{G10} = 21,00 \text{ [MW]}, \Delta P_{G12} = 102,21 \text{ [MW]} \text{ e } \Delta P_{G10+G12} = 123,21 \text{ [MW]}$$

O processo de cálculo convergiu em 11 iterações com uma tolerância de 1,0 [MW]. O tempo total de integração numérica foi de 13,94 [s]. Comparando este valor com o obtido com o método híbrido, verifica-se que o tempo de simulação é três vezes superior. Se se considerar somente situações de instabilidade que ocorram na primeira oscilação, então tempo total será de 6,52 [s]. Neste caso, constata-se que o método híbrido é duas vezes mais rápido.

Na tabela 6.23, mostram-se os resultados obtidos com o método híbrido considerando que a redistribuição da potência activa, pelo conjunto das máquinas críticas, é proporcional à relação $g_k M_k$. Na coluna I, indicam-se os diversos tempos de actuação das protecções que foram especificados. Na coluna VIII, encontram-se os valores correspondentes aos segundos de integração numérica no domínio do tempo, s_{IDT} , considerando, somente, situações de instabilidade que ocorram na primeira oscilação. Na coluna IX, os valores dos s_{IDT} incluem o tempo de simulação adicional, necessário para detectar se a perda de sincronismo ocorre após múltiplas oscilações. A condição de estabilidade do sistema, indicada na coluna X, corresponde ao ponto de funcionamento relativo ao caso base.

Tabela 6.23 – Resultados obtidos com o método híbrido para uma redistribuição da potência activa gerada proporcional à relação $g_k M_k$

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
t_c [ms]	P_{G10} [MW]	ΔP_{G10} [MW]	P_{G12} [MW]	ΔP_{G12} [MW]	$P_{G10 + G12}$ [MW]	$\Delta P_{G10 + G12}$ [MW]	s_{IDT} (PO)	s_{IDT} (MO)	Condição de estabilidade do sistema*
100	200,55	69,55	961,42	341,42	1161,97	410,97	2,19	4,73	Estável
150	162,60	31,60	775,43	155,43	938,03	187,03	2,25	6,92	Estável
200	132,93	1,93	629,47	9,47	762,40	11,40	2,38	3,85	Estável
250	110,08	-20,92	518,02	-101,98	628,10	-122,90	2,95	4,32	Instável
300	93,19	-37,81	434,07	-185,93	527,26	-223,74	2,01	3,40	Instável
350	80,04	-50,96	369,37	-250,63	449,41	-301,59	3,14	5,84	Instável

* Relativamente ao caso base

Na tabela 6.24, apresentam-se as soluções produzidas pelo método da bissecção, supondo que a redistribuição da potência activa gerada, pelo conjunto das máquinas críticas, é proporcional à relação $g_k M_k$.

Tabela 6.24 – Resultados obtidos com o método da bissecção para uma redistribuição da potência activa gerada proporcional à relação $g_k M_k$

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
t_c [ms]	P_{G10} [MW]	ΔP_{G10} [MW]	P_{G12} [MW]	ΔP_{G12} [MW]	$P_{G10 + G12}$ [MW]	$\Delta P_{G10 + G12}$ [MW]	s_{IDT} (PO)	s_{IDT} (MO)	Condição de estabilidade do sistema*
100	200,28	69,28	960,70	340,70	1160,98	409,98	5,52	11,79	Estável
150	162,47	31,47	774,79	154,79	937,26	186,26	5,54	17,79	Estável
200	132,64	1,64	628,09	8,09	760,73	9,73	5,22	9,49	Estável
250	110,00	-21,00	517,79	-102,21	627,79	-122,90	6,52	13,94	Instável
300	93,14	-37,86	433,81	-186,19	526,95	-224,05	6,74	15,21	Instável
350	80,00	-51,00	369,20	-250,80	449,20	-301,8	7,69	13,04	Instável

* Relativamente ao caso base

Na tabela 6.25, efectua-se uma comparação entre os resultados produzidos pelo método híbrido com as soluções obtidas através da aplicação do algoritmo da bissecção. Em ambos os casos, a redistribuição da potência activa foi proporcional à relação $g_k M_k$. Os erros foram avaliados através das expressões:

$$Erro P_G = P_G(MB) - P_G(MH) \text{ [MW]} \quad (6.4)$$

$$Erro P_G = \frac{P_G(MB) - P_G(MH)}{P_G(MB)} \times 100 \text{ [%]} \quad (6.5)$$

Os tempos de simulação foram comparados com base na relação entre os segundos de integração numérica obtidos pelas duas metodologias:

$$\Delta sIDT = \frac{sIDT(MB)}{sIDT(MH)} \quad (6.6)$$

Na coluna VIII, são indicados valores de $\Delta sIDT$ correspondentes aos estudos de estabilidade para a primeira oscilação, enquanto na coluna IX, são mostrados os resultados correspondentes aos casos onde se pretende detectar, se a perda de sincronismo ocorre após múltiplas oscilações.

Tabela 6.25 – Comparação dos resultados obtidos pelas duas formulações considerando uma redistribuição da potência activa gerada proporcional à relação $g_k M_k$

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
t_c	Erro P_{G10}		Erro P_{G12}		Erro $P_{G10 + G12}$		$\Delta sIDT$ (PO)	$\Delta sIDT$ (MO)
[ms]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]		
100	-0,27	-0,13	-0,72	-0,07	-0,99	-0,09	2,5	2,5
150	-0,13	-0,08	-0,64	-0,08	-0,77	-0,08	2,5	2,6
200	-0,29	-0,22	-1,38	-0,22	-1,67	-0,22	2,2	2,5
250	-0,08	-0,07	-0,23	-0,04	-0,31	-0,05	2,2	3,2
300	-0,05	-0,05	-0,26	-0,06	-0,31	-0,06	3,4	4,5
350	-0,04	-0,05	-0,17	-0,05	-0,21	-0,05	2,4	2,2

Analisando a tabela 6.25, constata-se que, não existem discrepâncias significativas entre os resultados obtidos pelas duas metodologias, tanto ao nível da potência gerada por cada máquina individualmente, como em relação à produção conjunta dos dois geradores. O erro absoluto máximo não ultrapassou 1,7 [MW], enquanto o erro relativo foi sempre inferior a 0,25 [%]. Por outro lado, verifica-se que a formulação híbrida é computacionalmente mais eficiente, porquanto, em média, é 2,5 vezes mais rápida que o método da bissecção.

Nas subsecções seguintes são mostrados os limites de potência, para diferentes cenários de contingência, relativos às redes de teste da CIGRE, da Nova Inglaterra e do IEEE com 17 e 50 máquinas síncronas. Os tempos de actuação das protecções foram estabelecidos, em todas as simulações efectuadas, de forma a obterem-se situações estáveis e instáveis. São aplicados diferentes critérios de redistribuição da potência activa pelo conjunto das máquinas críticas.

6.4.1 Rede de teste da CIGRE

Na tabela 6.26, apresentam-se os limites de potência activa produzida relativos à rede de teste da CIGRE, considerando um tempo de eliminação do defeito de 400 [ms]. As duas primeiras colunas indicam o número da contingência e o local onde ocorreu a perturbação, enquanto na terceira são referidas as linhas a colocadas fora de serviço para extinguir o defeito. Na coluna IV, mostram-se os geradores, em relação aos quais se determinam os limites de potência. Nos casos onde se verificou que o conjunto das máquinas críticas era constituído por mais do que um elemento, a potência foi repartida proporcionalmente entre os geradores com base na relação $g_k M_k$. Nas colunas V e VI, apresentam-se os resultados obtidos através do método híbrido, enquanto, nas colunas VII e VIII, são mostradas as soluções produzidas pelo método da bissecção. Em ambos os casos, P_G corresponde à potência máxima que pode ser gerada sem que haja perda de sincronismo e ΔP_G indica a variação em relação ao caso base. Nas simulações efectuadas utilizou-se uma tolerância $\varepsilon_p = 1$ [MW] e um tempo total de simulação de 2 [s]. Nas colunas IX e X, é efectuada uma comparação entre os valores obtidos pelas duas formulações, em valor absoluto e em valor relativo, determinados pelas expressões (6.4) e (6.5) respectivamente.

Comparando as soluções encontradas pelos dois métodos, verifica-se que existe uma concordância entre os resultados produzidos. O erro absoluto não ultrapassa os 2,2 [MW] e, em termos relativos, é sempre inferior a 1 [%]. Os valores de ΔP_G são coerentes, isto é, a variação da potência gerada ocorre sempre no mesmo sentido.

Na tabela 6.27, são mostrados os limites de potência determinados através do método das áreas iguais generalizado (*Extended Equal Area Criterion – EEAC*) [110]. Nos casos em que o conjunto das máquinas críticas é composto por mais do que um elemento, a variação da potência activa produzida ocorre somente num dos geradores.

Comparando os valores apresentados nas tabelas 6.26 e 6.27, constata-se que as soluções obtidas com o método das áreas iguais generalizado apresentam discrepâncias significativas relativamente a algumas das contingências analisadas. No entanto, na maioria dos casos, isso deve-se ao facto da variação da potência ter sido efectuada, somente, num dos geradores.

Tabela 6.26 – Limites de potência para a rede de teste da CIGRE

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Cont. No.	Barram. No.	Linha fora de serviço	Gen. No.	Método Híbrido		Integração Numérica		Erro P_G	
				P_G [MW]	ΔP_G [MW]	P_G [MW]	ΔP_G [MW]	[MW]	[%]
1	1	Nenhuma	G1	189,7	-27,0	189,5	-27,2	-0,3	-0,13
2	1	1 – 3	G1	186,4	-30,3	185,6	-31,1	-0,8	-0,46
3	1	1 – 4	G1	184,9	-31,8	184,6	-32,1	-0,3	-0,18
4	2	Nenhuma	G2	124,6	4,6	124,0	4,0	-0,6	-0,47
5	2	2 – 3	G2	101,6	-18,4	101,3	-18,8	-0,3	-0,35
6	2	2 – 10	G2	112,1	-7,9	111,6	-8,4	-0,5	-0,48
7	3	Nenhuma	G3	249,8	-6,2	249,5	-6,5	-0,3	-0,12
8	3	1 – 3	G3	242,7	-13,3	242,0	-14,0	-0,7	-0,31
9	3	2 – 3	G3	250,4	-5,6	250,0	-6,0	-0,4	-0,15
10	3	3 – 4	G3	248,1	-7,9	248,0	-8,0	-0,1	-0,06
11	3	3 – 9	G3	249,6	-6,4	249,0	-7,0	-0,6	-0,25
12	4	Nenhuma	G4	345,2	45,2	344,2	44,2	-1,1	-0,31
			G5	262,0	32,0	261,6	31,6	-0,4	-0,16
13	4	1 – 4	G4	340,4	40,4	338,2	38,2	-2,2	-0,66
			G5	258,1	28,1	256,6	26,6	-1,6	-0,61
14	4	3 – 4	G4	342,0	42,0	340,7	40,7	-1,3	-0,39
			G5	259,1	29,1	258,7	28,7	-0,4	-0,17
15	4	4 – 6	G4	326,0	26,0	325,7	25,7	-0,3	-0,10
			G5	247,6	17,6	247,0	17,0	-0,6	-0,23
16	4	4 – 9	G4	342,9	42,9	342,7	42,7	-0,2	-0,07
			G5	261,0	31,0	260,3	30,3	-0,7	-0,27
17	4	4 – 10	G4	325,3	25,3	324,6	24,6	-0,7	-0,21
			G5	248,3	18,3	247,2	17,2	-1,1	-0,46
18	5	Nenhuma	G5	201,1	-28,9	200,4	-29,7	-0,8	-0,37
19	6	Nenhuma	G6	202,0	-28,0	201,0	-29,0	-1,0	-0,49
20	6	4 – 6	G6	172,1	12,1	170,8	10,8	-1,3	-0,78
			G7	186,0	12,0	185,7	11,7	-0,3	-0,18
21	6	6 – 8	G6	198,9	38,9	198,6	38,6	-0,3	-0,17
22	7	Nenhuma	G7	147,6	-26,4	146,8	-27,2	-0,8	-0,52
23	8	Nenhuma	G7	198,5	24,5	198,2	24,2	-0,3	-0,17
24	8	6 – 8	G7	184,8	10,8	184,5	10,5	-0,3	-0,17
25	8	8 – 9	G7	197,7	23,7	197,4	23,4	-0,3	-0,17

Tabela 6.27 – Limites de potência para a rede de teste da CIGRE determinados através do método das áreas iguais generalizado

I	II	III	V	VI	VII	VIII
Cont. No.	Gen. No.	P_G^0 [MW]	EEAC		Erro P_G	
			P_G [MW]	ΔP_G [MW]	[MW]	[%]
1	G1	216,7	191,8	-24,9	-2,4	-1,24
2	G1	216,7	185,2	-31,5	0,4	0,19
3	G1	216,7	184,1	-32,6	0,5	0,25
4	G2	120,0	126,5	6,5	-2,5	-2,00
5	G2	120,0	122,5	2,5	-21,3	-20,99
6	G2	120,0	125,6	5,6	-14,0	-12,59
7	G3	256,0	251,8	-4,2	-2,3	-0,92
8	G3	256,0	247,3	-8,7	-5,3	-2,19
9	G3	256,0	249,7	-6,3	0,3	0,12
10	G3	256,0	247,6	-8,4	0,4	0,16
11	G3	256,0	251,0	-5,0	-2,0	-0,80
12	G4	300,0	375,0	75,0	-30,8	-8,96
13	G4	300,0	383,6	83,6	-45,4	-13,44
14	G4	300,0	384,3	84,3	-43,6	-12,81
15	G4	300,0	383,4	83,4	-57,7	-17,73
16	G4	300,0	384,9	84,9	-42,2	-12,32
17	G4	300,0	384,4	84,4	-59,8	-18,42
18	G5	230,0	204,9	-25,1	-4,6	-2,27
19	G6	230,0	208,4	-21,6	-7,4	-3,67
20	G6	160,0	196,0	36,0	-25,2	-14,78
21	G6	160,0	209,1	49,1	-10,6	-5,31
22	G7	174,0	147,3	-26,7	-0,5	-0,33
23	G7	174,0	198,1	24,1	0,1	0,05
24	G7	174,0	186,1	12,1	-1,6	-0,87
25	G7	174,0	198,2	24,2	-0,8	-0,41

6.4.2 Rede de teste da Nova Inglaterra

Pretende-se estudar o comportamento dinâmico da rede de teste da Nova Inglaterra, após a ocorrência de um curto-circuito tripolar franco na linha 25 – 26, junto ao barramento 25. O defeito é eliminado pela abertura simultânea das protecções localizadas nos extremos da linha onde ocorreu a perturbação. Foram especificados cinco valores para o tempo de actuação das protecções, sendo o tempo crítico igual a 193,9 [ms]. A contingência conduz a uma situação de estabilidade complexa, sendo o conjunto das máquinas críticas composto por dois

geradores (G8 e G9). A potência activa produzida pelos dois alternadores, antes do curto-circuito acontecer, é de $P_{G8}^o = 540$ [MW] e $P_{G9}^o = 830$ [MW].

No estudo realizado, aplicaram-se quatro critérios para repartir a potência activa gerada pelo conjunto das máquinas críticas. No primeiro, a variação da potência ocorre, somente, num dos geradores, enquanto no segundo, é distribuída igualmente pelas duas máquinas síncronas. No terceiro e quarto critérios, a potência activa produzida é proporcional a M_k e a $g_k M_k$ respectivamente.

Tabela 6.28 – Limites de potência para a rede da Nova Inglaterra (defeito na linha 25 – 26)

I	II	III		IV	V	VI	VII	VIII	IX
Critério	t_{cl} [ms]	Método Híbrido			Integração Numérica			Erro P_G	
		P_{G8}^n [MW]	P_{G9}^n [MW]	$P_{G8 + G9}^n$ [MW]	P_{G8}^n [MW]	P_{G9}^n [MW]	$P_{G8 + G9}^n$ [MW]	[MW]	[%]
1	100	958,0	973,6	—	957,1	973,0	—	-0,6	-0,06
	150	766,6	889,7	—	766,0	889,0	—	-0,6	-0,07
	200	—	823,2	—	—	822,9	—	-0,3	-0,04
	250	—	—	—	—	—	—	—	—
	300	—	—	—	—	—	—	—	—
2	100	681,7	971,7	1653,3	680,8	971,0	1651,8	-1,5	-0,09
	150	598,7	888,7	1487,3	598,0	887,6	1485,6	-1,7	-0,11
	200	533,7	823,7	1357,4	533,1	823,0	1356,1	-1,3	-0,10
	250	451,2	741,2	1192,4	450,7	741,0	1191,7	-0,7	-0,06
	300	324,7	614,7	939,5	323,8	614,0	937,8	-1,6	-0,17
3	100	661,2	951,2	1612,3	660,7	951,0	1611,7	-0,6	-0,04
	150	590,4	880,4	1470,7	590,0	880,0	1470,0	-0,7	-0,05
	200	534,7	824,7	1359,4	533,9	823,6	1357,5	-1,9	-0,14
	250	454,1	744,1	1198,2	453,6	743,9	1197,5	-0,7	-0,06
	300	324,7	614,7	939,5	324,2	614,1	938,3	-1,2	-0,12
4	100	643,0	972,8	1615,8	642,5	972,0	1614,5	-1,3	-0,08
	150	582,7	889,1	1471,8	581,9	888,5	1470,4	-1,4	-0,10
	200	535,9	824,4	1360,3	534,0	823,4	1357,4	-2,9	-0,21
	250	468,6	731,1	1199,8	468,3	731,0	1199,3	-0,5	-0,04
	300	360,4	581,1	941,5	359,3	580,9	940,2	-1,3	-0,14

Analisando a tabela 6.28, verifica-se que, no primeiro critério, não é possível determinar os limites de potência quando o tempo de actuação das protecções é superior ao tempo crítico. Neste critério, a comparação entre as duas formulações foi efectuada, somente, com os valores obtidos para G9. Relativamente aos outros critérios, constata-se que conduzem a resultados semelhantes. Comparando as soluções encontradas pelos dois métodos, observa-se que existe uma concordância entre os resultados produzidos. O erro absoluto não ultrapassa os 2,9 [MW] e, em termos relativos, é sempre inferior a 1 [%]. Na figura 6.17, mostra-se a evolução dos limites de potência com o tempo de actuação das protecções.

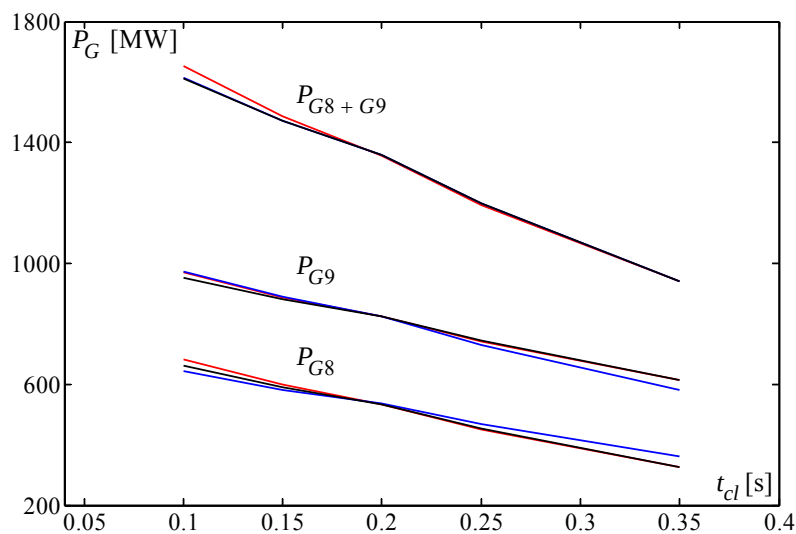


Figura 6.17 – Variação dos limites de potência com o tempo de eliminação do defeito

6.4.3 Rede de teste do IEEE com 17 máquinas síncronas

Na tabela 6.29, apresentam-se os valores dos limites de potência, para a rede de teste do IEEE com 17 geradores, relativos a um conjunto de 34 contingências. Metade das simulações efectuadas corresponde a defeitos que ocorrem junto aos barramentos de produção. Nestes casos, o conjunto das máquinas críticas é composto por um único elemento. A configuração topológica do sistema, no período pós-defeito, coincide com a que se verificava antes da perturbação acontecer. Para cada contingência, especificou-se um tempo de actuação das protecções igual a 300 [ms]. Na quarta coluna, indicam-se os valores da potência activa gerada, que caracteriza o ponto de funcionamento do sistema, antes da ocorrência de uma perturbação. A redistribuição da potência activa produzida pelo conjunto das máquinas críticas foi efectuada com base na relação $g_k M_k$.

Tabela 6.29 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 com $t_{cl} = 300$ [ms]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Cont. No.	Barram. No.	Gen. No.	P_G^o [MW]	Método Híbrido		Integração Numérica		Erro P_G	
				P_G [MW]	ΔP_G [MW]	P_G [MW]	ΔP_G [MW]	[MW]	[%]
1	3	G1	2000,0	1966,5	-33,5	1965,9	-34,1	-0,6	-0,03
2	6	G2	794,0	601,0	-193,0	600,2	-193,9	-0,8	-0,14
3	15	G3	1500,0	1373,8	-126,2	1372,6	-127,4	-1,2	-0,09
4	27	G4	1500,0	1867,4	367,4	1866,2	366,2	-1,2	-0,06
5	73	G5	447,0	341,2	-105,8	340,5	-106,5	-0,7	-0,21
6	76	G6	1055,0	644,2	-410,8	643,9	-411,1	-0,3	-0,05
7	99	G7	130,9	131,5	0,5	130,9	0,0	-0,5	-0,42
8	101	G8	82,0	56,3	-25,7	55,7	-26,3	-0,6	-1,06
9	108	G9	551,1	465,0	-86,1	464,5	-86,7	-0,6	-0,12
10	114	G10	131,0	101,2	-29,8	100,8	-30,2	-0,4	-0,37
11	118	G11	173,0	199,0	26,0	198,6	25,6	-0,4	-0,21
12	121	G12	620,0	451,1	-168,9	451,1	-168,9	0,0	0,00
13	124	G13	2571,0	3096,5	525,5	3096,3	525,3	-0,2	-0,01
14	125	G14	2387,5	3045,6	658,1	3045,3	657,8	-0,3	-0,01
15	126	G15	2467,0	2249,2	-217,8	2250,8	-216,2	1,5	0,07
16	130	G16	455,0	481,8	26,8	481,5	26,5	-0,3	-0,06
17	131	G17	575,0	426,1	-148,9	425,6	-149,4	-0,4	-0,11
18	1	G2	794,0	560,7	-233,4	559,9	-234,1	-0,8	-0,13
19	5	G17	575,0	440,2	-134,8	441,6	-133,4	1,4	0,32
20	26	G5	447,0	327,0	-120,0	326,0	-121,0	-1,3	-0,30
		G6	1055,0	716,9	-338,1	715,5	-339,5	-1,3	-0,12
21	75	G16	455,0	526,8	71,8	525,0	70,0	-1,9	-0,35
22	112	G10	131,0	110,3	-20,7	110,5	-20,5	0,2	0,18
		G12	620,0	480,4	-139,6	481,7	-138,3	1,3	0,27
23	52	G11	173,0	207,2	34,2	207,4	34,4	0,1	0,07
24	93	G9	551,1	472,0	-79,2	471,7	-79,4	-0,2	-0,05
25	95	G7	130,9	135,4	4,5	134,1	3,2	-1,3	-0,96
26	96	G8	82,0	56,7	-25,3	56,7	-25,3	0,0	-0,07
27	70	G5	447,0	352,8	-94,2	352,3	-94,7	-0,5	-0,15
28	42	G9	551,1	629,4	78,3	629,6	78,5	0,3	0,04
29	110	G10	131,0	113,1	-17,9	112,3	-18,7	-0,8	-0,72
30	120	G10	131,0	110,6	-20,4	108,9	-22,1	-1,4	-0,26
		G12	620,0	541,8	-78,3	540,4	-79,6	-1,7	-1,53
31	128	G5	447,0	455,6	8,6	455,5	8,5	-0,1	-0,03
		G6	1055,0	1073,4	18,4	1073,2	18,2	-0,3	-0,03
		G16	455,0	480,6	25,6	480,3	25,3	-0,4	-0,08
		G2	794,0	831,0	37,0	830,4	36,4	-0,6	-0,07
		G17	575,0	597,7	22,7	597,4	22,4	-0,3	-0,06
		G10	131,0	138,7	7,7	138,6	7,6	-0,1	-0,09
32	149	G12	620,0	650,5	30,5	650,0	30,0	-0,5	-0,07
		G5	447,0	354,8	-92,2	354,0	-93,0	-0,8	-0,21
33	98	G9	551,1	708,5	157,3	708,6	157,5	0,1	0,02
34	150	G5	447,0	550,8	103,8	550,5	103,5	-0,3	-0,06

Analisando os resultados presentes na tabela 6.29, observa-se que existe uma concordância entre as soluções produzidas pelos dois métodos. O erro absoluto não ultrapassa os 2 [MW] e, em termos relativos, é sempre inferior a 2 [%]. Na tabela 6.30, efectua-se uma comparação entre os tempos de simulação, relativos à aplicação dos dois métodos, no cálculo dos limites de potência. Na coluna I, apresenta-se o tempo crítico de actuação das protecções, para cada uma das contingências, enquanto na coluna II, indica-se a diferença entre t_{cr} e t_{cl} .

Tabela 6.30 – Comparação entre os tempos de simulação

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Cont. No.	t_{cr} [ms]	Δt_c [ms]	Método Híbrido		Método da bissecção		Comparação	
			$sIDT$ (PO)	$sIDT$ (MO)	$sIDT$ (PO)	$sIDT$ (MO)	$\Delta sIDT$ (PO)	$\Delta sIDT$ (MO)
1	294,3	-5,7	3,01	4,77	7,52	15,81	2,5	3,3
2	221,0	-79,0	3,58	5,01	6,63	12,12	1,9	2,4
3	266,1	-33,9	2,22	3,51	9,10	17,01	4,1	4,8
4	364,5	64,5	2,40	3,02	9,41	18,63	3,9	6,2
5	233,8	-66,2	2,47	3,99	5,19	11,04	2,1	2,8
6	197,5	-102,5	2,76	4,12	13,24	19,10	4,8	4,6
7	300,6	0,6	2,23	4,92	5,82	7,27	2,6	1,5
8	218,0	-82,0	2,09	3,69	3,60	11,44	1,7	3,1
9	249,9	-50,1	3,59	4,87	7,35	18,14	2,0	3,7
10	240,8	-59,2	2,24	3,77	4,20	10,29	1,9	2,7
11	338,5	38,5	2,77	5,85	6,38	13,68	2,3	2,3
12	224,4	-75,6	1,74	4,64	5,92	14,65	3,4	3,2
13	385,9	85,9	4,01	6,13	11,94	17,16	3,0	2,8
14	413,2	113,2	2,44	3,59	11,12	19,38	4,6	5,4
15	271,0	-29,0	2,33	3,75	11,64	19,51	5,0	5,2
16	316,9	16,9	2,58	4,07	7,10	12,61	2,8	3,1
17	223,6	-76,4	2,78	4,30	6,20	16,50	2,2	3,8
18	221,0	-79,0	2,34	2,34	9,05	14,18	3,9	6,1
19	229,5	-70,5	2,77	6,77	7,92	12,63	2,9	1,9
20	198,6	-101,4	4,43	7,33	7,34	15,05	1,7	2,1
21	354,5	54,5	4,78	6,54	9,01	13,35	1,9	2,0
22	233,8	-66,2	2,63	6,72	7,52	14,78	2,9	2,2
23	353,8	53,8	2,79	5,86	6,81	14,04	2,4	2,4
24	253,5	-46,5	1,71	1,71	8,02	15,42	4,7	9,0
25	305,1	5,1	2,02	3,56	6,76	11,28	3,3	3,2
26	218,7	-81,3	2,07	3,68	3,54	8,26	1,7	2,2
27	238,1	-61,9	2,29	3,63	6,16	12,83	2,7	3,5
28	357,2	57,2	3,58	5,97	7,73	12,60	2,2	2,1
29	258,9	-41,1	1,99	1,99	6,74	14,11	3,4	7,1
30	261,9	-38,2	1,66	1,66	10,00	17,49	6,0	10,5
31	322,1	22,1	5,33	9,20	9,27	14,19	1,7	1,5
32	239,8	-60,2	2,34	3,67	6,50	13,16	2,8	3,6
33	446,2	146,2	4,01	6,70	7,82	14,14	2,0	2,1
34	399,1	99,1	2,76	7,26	7,22	15,79	2,6	2,2

Na tabela 6.30, observa-se que, na maior parte dos casos, t_{cl} é inferior a t_{cr} , o que corresponde a uma diminuição da potência produzida em relação ao ponto de funcionamento inicial. Comparando os tempos de integração numérica, verifica-se que o método híbrido é computacionalmente mais eficiente. Nos casos em que a perda de sincronismo ocorre na primeira oscilação, o algoritmo de bissecção demora, em média, 3 vezes mais. Se se pretender detectar situações, onde a instabilidade do sistema acontece após múltiplas oscilações, então a formulação híbrida é, em média, 3,6 vezes mais célere.

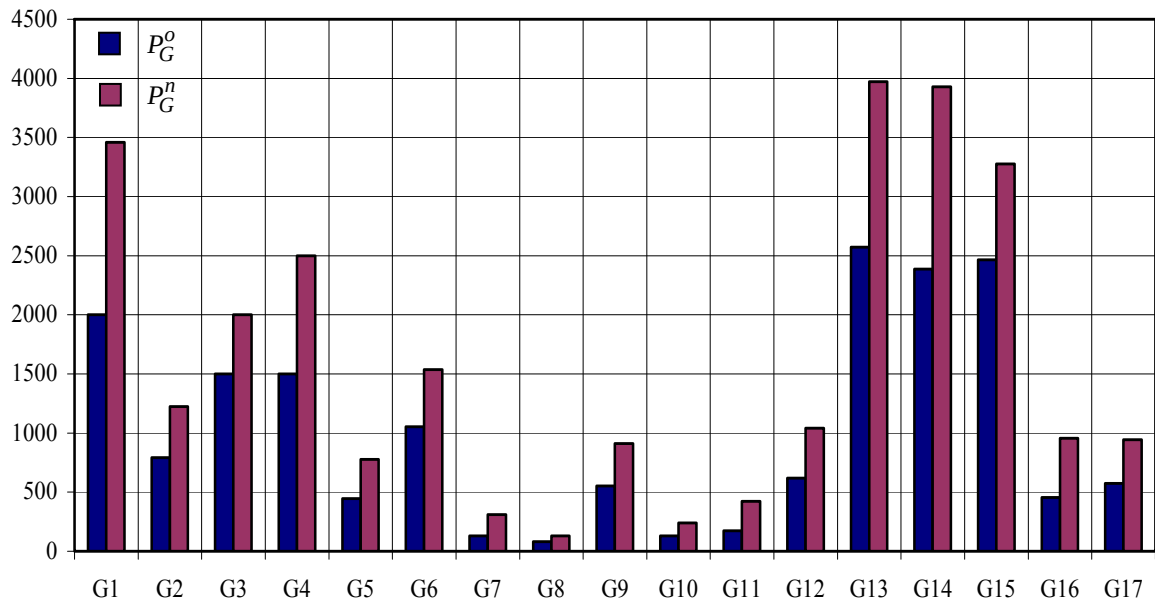


Figura 6.18 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 100$ [ms]

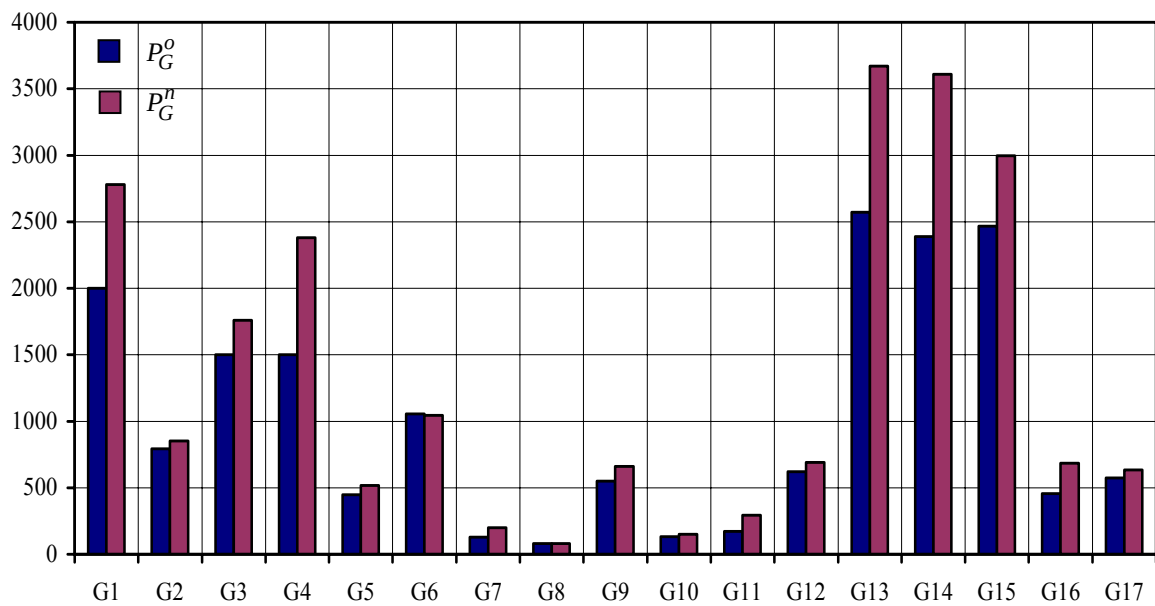


Figura 6.19 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 200$ [ms]

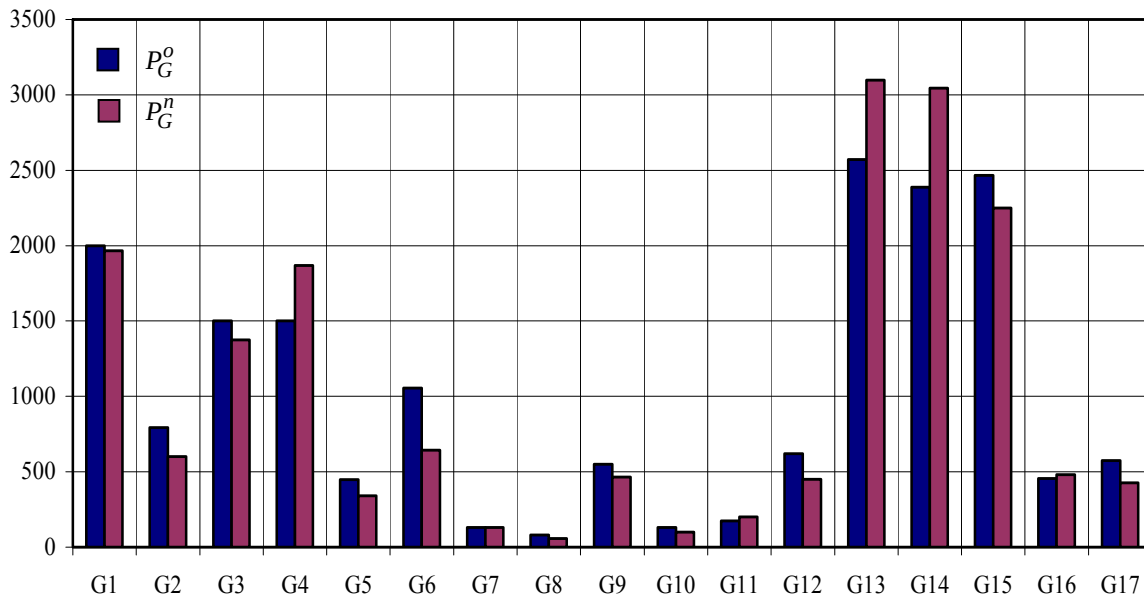


Figura 6.20 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 300$ [ms]

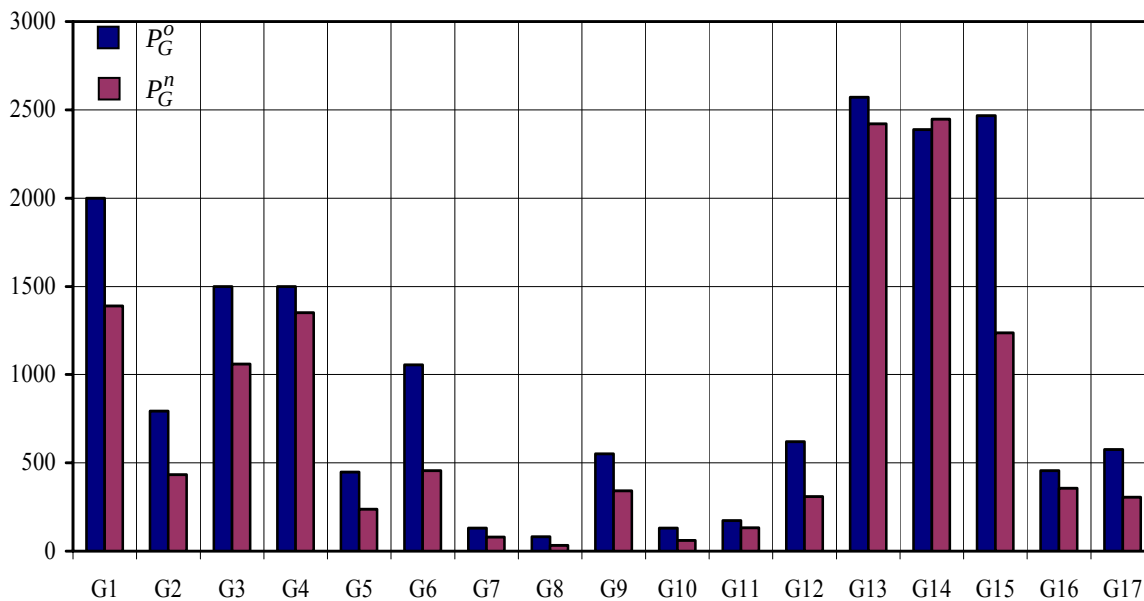


Figura 6.21 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 17 – $t_{cl} = 400$ [ms]

Com o objectivo de determinar qual a influência do tempo de actuação das protecções no cálculo dos limites de potência, as simulações efectuadas anteriormente foram repetidas considerando t_{cl} igual a 100, 200 e 400 [ms]. Os resultados obtidos são mostrados nas figuras 6.18 a 6.21. Quando $t_{cl} = 100$ [ms], observa-se que, para todos os defeitos simulados, é possível aumentar a potência a produzir em todas as máquinas do sistema. O mesmo sucede quando $t_{cl} = 200$ [ms], com excepção do gerador G6. Para $t_{cl} = 300$ [ms] verificam-se

situações intermédias, enquanto para $t_{cl} = 400$ [ms] é necessário reduzir a potência activa gerada, em todos os alternadores, para se estabilizar o sistema.

6.4.4 Rede de teste do IEEE com 50 máquinas síncronas

Pretende-se determinar os limites de potência activa de uma central de produção de energia eléctrica da rede de teste do IEEE com 50 geradores, após a ocorrência de um curto-circuito tripolar franco no barramento 7 [111]. O defeito é eliminado pela abertura simultânea das protecções situadas nos extremos da linha 6-7. São estudadas duas características dinâmicas diferentes. Na primeira, a central eléctrica mais próxima do local onde ocorreu o defeito perde o sincronismo em relação ao sistema. No segundo caso, a instabilidade verifica-se entre duas áreas, isto é, um conjunto de geradores que constitui um área separa-se do resto do sistema.

O ponto de funcionamento inicial da rede caracteriza-se por apresentar $P_{G93} = 700$ [MW] e $P_{G110} = 700$ [MW] e representa o caso base. Neste estudo, o tempo de actuação das protecções foi fixado em 108 [ms]. O limite de estabilidade é determinado pela alteração da potência activa produzida por dois alternadores, localizados na mesma central eléctrica, o gerador G20, ligado ao barramento 104, e o gerador G26, ligado ao barramento 111. O aumento da potência produzida será efectuado por etapas e distribuído equitativamente pelos alternadores. Consequentemente, haverá uma diminuição da potência produzida pelo gerador G50, ligado ao barramento 145 (barramento de compensação). As máquinas síncronas são representadas pelo modelo clássico. Em todos os casos analisados, o tempo máximo de simulação foi de 3 [s].

Na tabela 6.31, mostram-se os valores dos limites de potência determinados através de diferentes metodologias. O valor de P_G corresponde a $P_{G104} + P_{G111}$. Neste estudo, dois alternadores (G20 e G26), situados na mesma central eléctrica, perdem o sincronismo e separam-se das restantes máquinas do sistema.

Tabela 6.31 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 50 – $t_{cl} = 108$ [ms]

Modelo clássico – dois geradores de uma central separam-se do sistema

Condição de estabilidade do sistema	Método Híbrido		ETMSP P_G [MW]	PSS/E P_G [MW]	TEF	
	P_G [MW]	η [pu.rad]			P_G [MW]	Margem
Estável	4000	0,300	4000	4000	4014	0,018
Instável	4010	-2,701	4010	4010	4020	-0,004

Aplicando o método híbrido verifica-se que o limite de produção é igual a 4001 [MW], o que está de acordo com o resultado obtido quando se utiliza o algoritmo da bissecção.

O trânsito de potências, que define o caso base, foi modificado para se obterem as condições iniciais relativas ao modo de instabilidade entre áreas. O trânsito de potências é resolvido ajustando a potência activa produzida nos geradores para $P_{G93} = 1580$ [MW] e $P_{G110} = 1580$ [MW]. Quando se verifica uma situação de instabilidade, 29 geradores separam-se do sistema.

Tabela 6.32 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 50 – $t_{cl} = 108$ [ms]
Modelo clássico – modo de instabilidade entre áreas

Condição de estabilidade do sistema	Método Híbrido		ETMSP P_G [MW]	PSS/E P_G [MW]	TEF	
	P_G [MW]	η [pu.rad]			P_G [MW]	Margem
Estável	3540	1,435	3540	3540	3540	0,023
Instável	3550	-0,615	3550	3550	3550	-0,002

O limite de potência determinado através do método híbrido é igual a 3547 [MW] e está de acordo com o valor obtido pelo algoritmo de bissecção.

Na aplicação do modelo pormenorizado, seis máquinas síncronas são representadas detalhadamente. O ponto de funcionamento inicial corresponde ao caso base. Simulou-se o mesmo defeito e efectuaram-se os mesmos procedimentos que nos casos anteriores. Na tabela 6.33, encontram-se os resultados obtidos utilizando diferentes pacotes de programas computacionais e métodos de análise da estabilidade transitória. Os limites de potência indicados correspondem a $P_{G104} + P_{G111}$. A divergência nos resultados entre os vários pacotes de programas computacionais é atribuída às diferenças na representação do modelo da máquina e do modelo do sistema de excitação [111].

Tabela 6.33 – Limites de potência para a rede de teste IEEE 50 – $t_{cl} = 108$ [ms]
Modelo detalhado – dois geradores de uma central separam-se do sistema

Condição de estabilidade do sistema	Método Híbrido		ETMSP P_G [MW]	PSS/E P_G [MW]	TEF	
	P_G [MW]	η [pu.rad]			P_G [MW]	Margem
Estável	4180	1,184	4270	4250	4120	0,045
Instável	4190	-0,507	4280	4260	4140	-0,089

Aplicando o método híbrido desenvolvido verifica-se que o limite de produção é igual a 4187 [MW], o que está de acordo com o resultado obtido quando se utiliza o algoritmo da bissecção. O acréscimo de potência activa, permitido para cada um dos alternadores, é de 93,5 [MW]. A evolução temporal dos ângulos rotóricos das máquinas síncronas, correspondentes às situações descritas na tabela 6.33, é mostrada nas figuras 6.22 e 6.23.

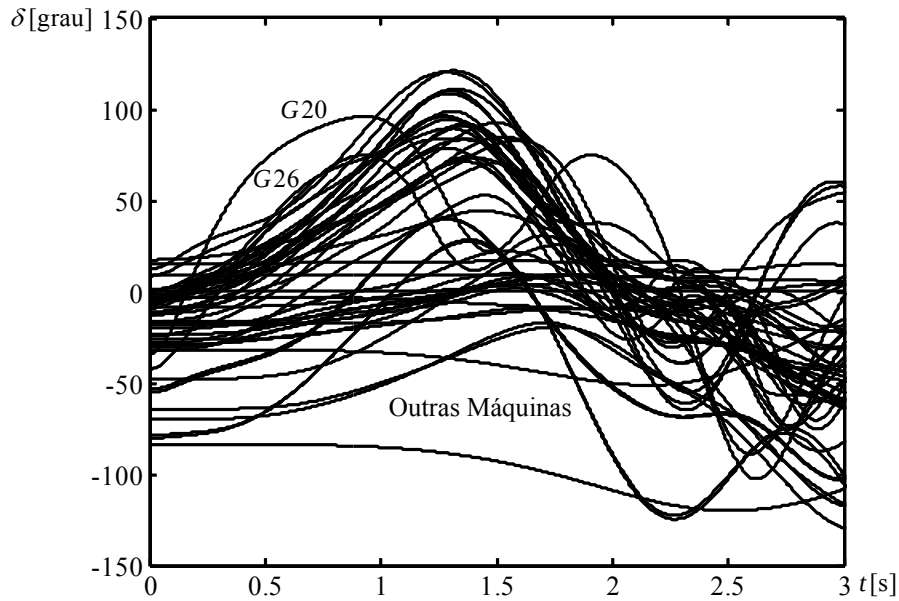


Figura 6.22 – Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4180$ [MW]

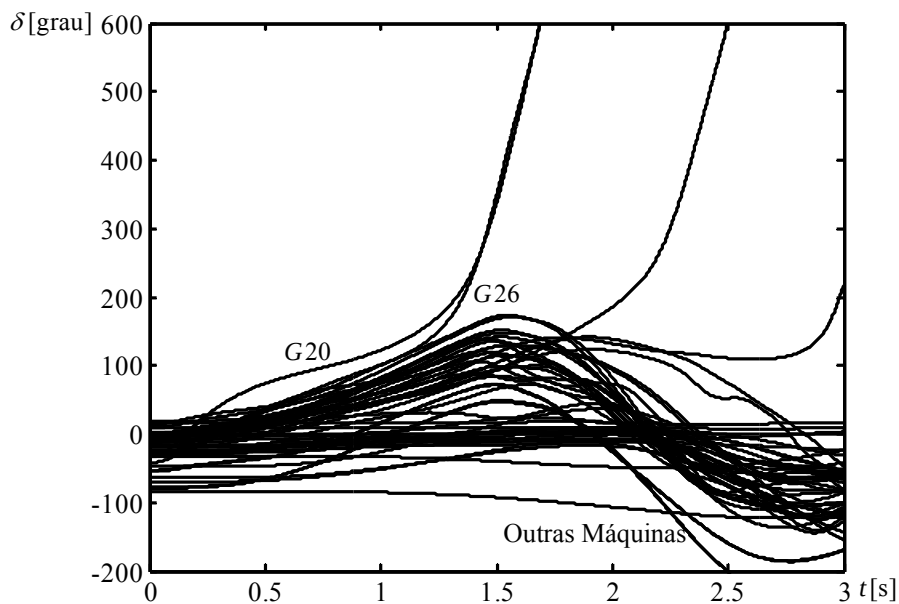


Figura 6.23 – Evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4190$ [MW]

Nas figuras 6.24 e 6.25, mostram-se as curvas das potências em função do ângulo rotórico, para o sistema reduzido a uma máquina equivalente. A primeira figura corresponde a uma simulação estável, sendo a margem de estabilidade transitória, η , representada pelas aproximações polinomial e triangular.

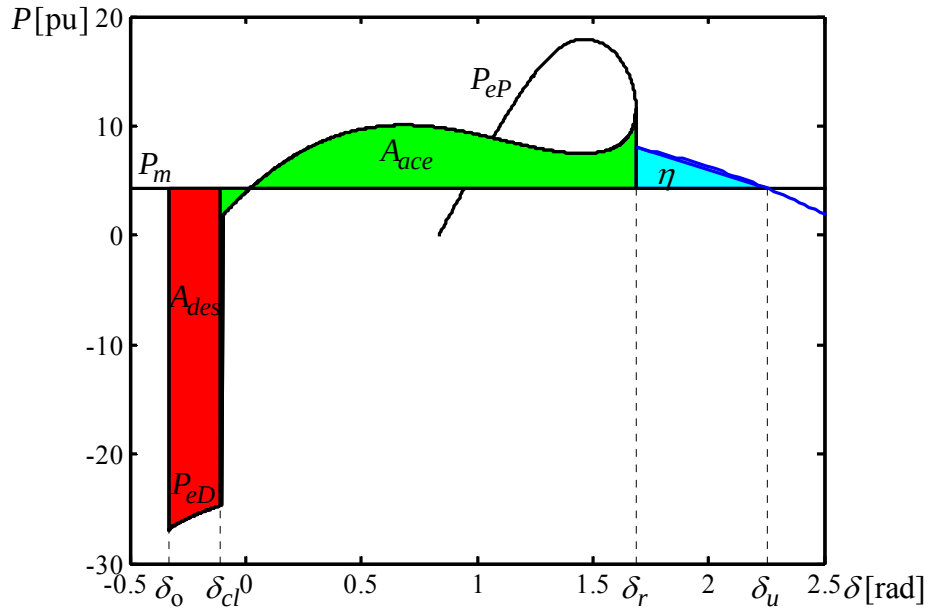


Figura 6.24 – Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4180$ [MW]

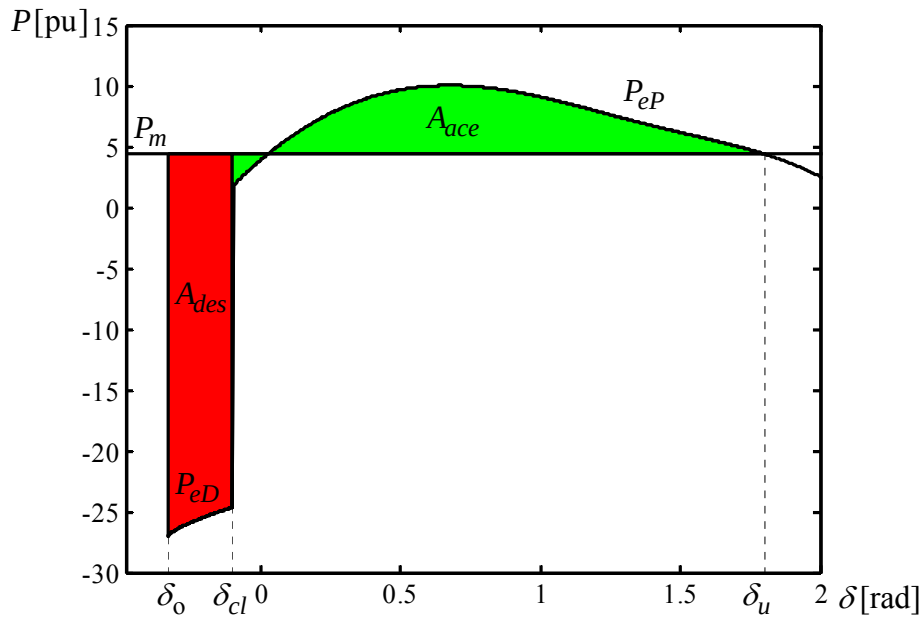


Figura 6.25 – Curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente para $t_{cl} = 108$ [ms] e $P_{G104} + P_{G111} = 4190$ [MW]

6.5 Selecção, ordenação e classificação de contingências

Nesta secção são apresentados os resultados da aplicação das duas técnicas de selecção, ordenação e classificação de contingências descritas no quarto capítulo. Na primeira, é utilizada uma técnica de filtragem em cascata composta por três módulos de cálculo. Em todos os módulos, a análise da estabilidade transitória da rede eléctrica é efectuada através do método híbrido desenvolvido. A partir de uma lista inicial de contingências o primeiro módulo produz duas listas, uma corresponde às contingências severas, a outra contém as perturbações que não conduzem a situações de instabilidade para o sistema. No segundo módulo é efectuada uma classificação intermédia das perturbações consideradas perigosas. No terceiro estabelece-se a lista final de contingência, utilizando como critério de selecção e ordenação o tempo crítico de eliminação do defeito e a margem de estabilidade. Na outra metodologia, utiliza-se um conjunto de índices de severidade que procuram traduzir o impacto de uma determinada perturbação na rede eléctrica.

O processo de filtragem tem como objectivo a eliminação rápida das contingências que não conduzem a situações de instabilidade para o sistema. Assim, para garantir a eficiência deste processo de selecção a análise restringe-se à primeira oscilação. No algoritmo desenvolvido, as várias contingências são classificadas em não severas (NS), potencialmente perigosas (PP), perigosas (P) e definitivamente perigosas (DP).

6.5.1 Rede de teste da Nova Inglaterra

Na tabela 6.34, mostram-se os resultados obtidos para a rede de teste da Nova Inglaterra considerando um conjunto de 39 contingências. Aplicou-se a técnica de filtragem baseada nos tempos críticos e na margem de estabilidade transitória. Foram especificados dois tempos de actuação das protecções, sendo $t_{cl1} = 220$ e $t_{cl2} = 130$ [ms]. O tempo total de simulação para cada evento, isto é, o período máximo de integração foi fixado em 2 [s]. As três primeiras colunas da tabela indicam, respectivamente, o número da contingência, o local onde ocorreu o defeito e a linha colocada fora de serviço após a ocorrência da perturbação. Nas colunas IV e VII, são mostrados os valores dos tempos críticos de eliminação do defeito. Utilizou-se o método da bissecção, para determinar os valores dos tempos críticos, através do programa de integração numérica. Optou-se por indicar todos os valores de t_{cr} , calculados com base no método híbrido, embora o seu cálculo não fosse necessário para as perturbações não severas. Na coluna V, apresenta-se a ordenação final das contingências segundo o seu grau de

severidade, enquanto na coluna VIII é indicada a sua classificação. As colunas VI e IX, referem-se aos tempos de simulação. Nas colunas X e XI, é efectuada uma comparação entre os valores dos tempos críticos obtidos pelas duas formulações.

Tabela 6.34 – Selecção e ordenação de contingências para a rede de teste da Nova Inglaterra

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Contingência			Integração numérica			Selecção e ordenação			Comparação	
No.	Barram.	Linha	t_{cr} [ms]	Ordem	$sIDT$	t_{cr} [ms]	Classif.	$sIDT$	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
1	1	1 – 2	469	38	6,3	471	NS	1,6	-2	-0,4
2	2	2 – 3	250	35	7,8	251	NS	1,8	-1	-0,4
3	2	2 – 25	162	11	7,9	164	PP	1,3	-2	-1,2
4	4	4 – 14	243	32	7,6	244	NS	1,8	-1	-0,4
5	5	5 – 6	230	28	8,0	232	NS	1,9	-2	-0,9
6	6	5 – 6	222	23	8,4	225	NS	1,7	-3	-1,4
7	6	6 – 7	225	25	8,0	226	NS	1,9	-1	-0,4
8	6	6 – 11	223	24	8,5	223	NS	1,6	0	0,0
9	7	6 – 7	270	37	7,9	271	NS	1,8	-1	-0,4
10	8	7 – 8	268	36	8,2	270	NS	1,9	-2	-0,7
11	9	8 – 9	500	39	6,8	501	NS	1,6	-1	-0,2
12	10	10 – 13	225	26	7,6	227	NS	1,7	-2	-0,9
13	11	10 – 11	240	31	8,3	240	NS	1,9	0	0,0
14	13	10 – 13	244	33	7,9	246	NS	1,8	-2	-0,8
15	13	13 – 14	238	29	7,3	240	NS	1,7	-2	-0,8
16	14	4 – 14	245	34	7,5	246	NS	1,7	-1	-0,4
17	15	15 – 16	219	22	8,4	220	NS	1,6	-1	-0,5
18	16	—	173	13	7,2	175	NS	1,7	-2	-1,2
19	16	16 – 19	0	1	1,1	0	DP	1,1	0	0,0
20	16	16 – 21	154	10	7,8	155	PP	1,8	-1	-0,6
21	17	16 – 17	163	12	7,7	164	PP	1,7	-1	-0,6
22	18	17 – 18	227	27	7,8	228	NS	1,8	-1	-0,4
23	19	16 – 19	0	2	1,1	0	DP	1,1	0	0,0
24	20	—	197	18	7,2	198	NS	1,7	-1	-0,5
25	21	21 – 22	147	9	6,1	148	PP	1,4	-1	-0,7
26	22	21 – 22	135	7	5,7	136	PP	1,3	-1	-0,7
27	22	22 – 23	210	19	7,3	211	NS	1,7	-1	-0,5
28	23	22 – 23	212	20	7,6	214	NS	1,8	-2	-0,9
29	24	23 – 24	187	15	7,2	189	NS	1,7	-2	-1,1
30	25	2 – 25	128	6	8,0	128	P	1,3	0	0,0
31	25	25 – 26	192	17	7,2	193	NS	1,7	-1	-0,5
32	26	26 – 27	136	8	5,5	137	PP	1,4	-1	-0,7
33	27	17 – 27	178	14	7,1	180	NS	1,7	-2	-1,1
34	28	26 – 28	100	5	6,3	101	P	1,5	-1	-1,0
35	29	26 – 29	70	4	6,5	72	P	1,2	-2	-2,9
36	29	28 – 29	51	3	6,0	52	P	1,4	-1	-2,0
37	33	—	214	21	7,1	215	NS	1,7	-1	-0,5
38	34	—	190	16	6,6	192	NS	1,5	-2	-1,1
39	37	—	238	30	6,9	239	NS	1,6	-1	-0,4

No estudo efectuado foram identificadas 27 contingências não severas, 6 potencialmente perigosas, 4 perigosas e 2 definitivamente perigosas. Analisando a tabela 6.34, observa-se

uma concordância entre as soluções produzidas pelo programa de simulação no domínio do tempo e os resultados obtidos pelo algoritmo de filtragem, tanto ao nível dos tempos críticos de actuação das protecções, como em relação à ordenação e classificação das contingências. O erro absoluto não ultrapassa os 3 [ms] e, em termos relativos, é sempre inferior a 2 [%]. Comparando os tempos de simulação, verifica-se que o método de selecção de contingências é, em média, cerca de 4 vezes mais rápido.

6.5.2 Rede de teste do IEEE com 17 máquinas síncronas

O algoritmo de selecção, ordenação e classificação de contingência baseado nos tempos críticos e nas margens de estabilidade transitória foi aplicado no estudo da rede de teste do IEEE com 17 geradores. Na lista inicial de contingências foram incluídos 730 eventos. Cada perturbação simulada consistiu na ocorrência de um curto-circuito tripolar franco numa linha, junto a um dos barramentos adjacentes, eliminado pela actuação dos disjuntores situados nos extremos da mesma. No primeiro módulo, especificou-se um tempo de actuação das protecções igual a 350 [ms] e no segundo de 250 [ms].

No estudo efectuado foram identificadas 594 contingências não severas, 61 potencialmente perigosas, 53 perigosas e 22 definitivamente perigosas. Na tabela 6.35, apresenta-se a lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas, em todos os casos, obteve-se um tempo crítico de eliminação do defeito nulo. Nas tabelas 6.36 e 6.37, mostra-se a lista de contingências classificadas como perigosas e a lista parcial das contingências consideradas potencialmente perigosas respectivamente.

Tabela 6.35 – Selecção e ordenação de contingências para a rede de teste IEEE 17

Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas

Contingência				Contingência			
Ordem	No.	Barram.	Linha	Ordem	No.	Barram.	Linha
1	6	1	1-6	12	457	96	96-101
2	29	5	5-131	13	465	99	95-99
3	30	6	1-6	14	470	101	96-101
4	145	26	26-76	15	497	108	93-108
5	265	52	52-118	16	508	110	110-114
6	352	70	70-73	17	519	112	112-121
7	366	73	70-73	8	525	114	110-114
8	376	75	75-130	19	542	118	52-118
9	377	76	26-76	20	555	121	112-121
10	439	93	93-108	21	609	130	75-130
11	451	95	95-99	22	611	131	5-131

Tabela 6.36 – Selecção e ordenação de contingências para a rede de teste IEEE 17
 Lista de contingências classificadas como perigosas

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Contingência			Integração numérica			Selecção e ordenação			Comparação	
No.	Barram.	Linha	t_{cr} [ms]	Ordem	$sIDT$	t_{cr} [ms]	Classif.	$sIDT$	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
144	26	26-75	171	23	6,1	169	P	1,3	2	1,2
141	26	25-26	192	24	7,0	191	P	1,5	1	0,5
143	26	26-74	192	25	5,7	191	P	1,3	1	0,5
146	26	149-26 #1	196	26	6,0	193	P	1,2	3	1,5
147	26	149-26 #2	196	27	6,0	193	P	1,2	3	1,5
378	76	Nenhuma	198	28	4,9	197	P	1,5	1	0,5
142	26	Nenhuma	199	29	7,1	198	P	1,8	1	0,5
518	112	112-120	203	30	8,0	202	P	1,6	1	0,5
584	126	27-126	208	31	5,6	205	P	1,4	3	1,4
454	96	95-96	209	32	6,8	207	P	1,4	2	1,0
5	1	1-5	211	33	5,4	210	P	1,1	1	0,5
2	1	1-2	216	34	4,7	215	P	1,0	1	0,5
3	1	1-3	217	35	6,3	215	P	1,3	2	0,9
456	96	96-100	218	36	7,7	217	P	1,4	1	0,5
471	101	Nenhuma	218	37	5,1	216	P	1,8	2	0,9
452	96	88-96	219	38	6,0	219	P	1,6	0	0,0
453	96	90-96	219	39	7,2	217	P	1,4	2	0,9
455	96	Nenhuma	219	40	5,7	218	P	0,9	1	0,5
4	1	1-4	220	41	7,9	221	P	1,2	-1	-0,5
1	1	Nenhuma	221	42	5,8	223	P	1,7	-2	-0,9
31	6	Nenhuma	221	43	7,1	220	P	1,8	1	0,5
25	5	1-5	222	44	6,2	221	P	1,5	1	0,5
612	131	Nenhuma	224	45	6,4	225	P	1,1	-1	-0,4
27	5	5-120	224	46	5,1	226	P	1,1	-2	-0,9
556	121	Nenhuma	224	47	4,7	223	P	1,5	1	0,4
28	5	5-129	226	48	5,6	224	P	1,3	2	0,9
550	120	112-120	227	49	6,9	223	P	0,9	4	1,8
12	3	1-3	227	50	5,5	226	P	1,8	1	0,4
437	93	93-42	228	51	7,5	225	P	1,7	3	1,3
26	5	Nenhuma	230	52	5,9	231	P	1,2	-1	-0,4
680	149	149-26 #1	232	53	5,2	229	P	1,4	3	1,3
681	149	149-26 #2	232	54	5,2	229	P	1,4	3	1,3
516	112	110-112	233	55	6,2	231	P	1,2	2	0,9
367	73	Nenhuma	234	56	7,6	233	P	1,7	1	0,4
517	112	Nenhuma	234	57	6,2	231	P	1,3	3	1,3
515	112	4-112	235	58	6,3	233	P	1,6	2	0,9
353	70	70-149 #1	237	59	5,6	238	P	1,5	-1	-0,4
354	70	70-149 #2	237	60	5,6	236	P	1,5	1	0,4
685	149	149-152	238	61	6,8	237	P	1,3	1	0,4
351	70	Nenhuma	238	62	4,8	239	P	1,6	-1	-0,4
355	70	153-70 #1	238	63	5,9	237	P	1,2	1	0,4
356	70	153-70 #2	238	64	5,9	237	P	1,2	1	0,4
678	149	70-149 #1	238	65	6,0	239	P	1,4	-1	-0,4
679	149	70-149 #2	238	66	6,0	239	P	1,4	-1	-0,4
677	149	55-149	239	67	5,7	237	P	1,6	2	0,8
684	149	149-151	239	68	5,8	236	P	1,4	3	1,3
682	149	Nenhuma	240	69	7,1	238	P	1,7	2	0,8
683	149	149-150	241	70	5,9	240	P	1,8	1	0,4
526	114	114-114	241	71	6,9	240	P	1,6	1	0,4
440	93	98-93	247	72	6,0	246	P	1,4	1	0,4
507	110	110-112	248	73	5,7	248	P	1,6	0	0,0
436	93	91-93	249	74	6,8	247	P	1,4	2	0,8
498	108	Nenhuma	250	75	6,3	248	P	1,3	2	0,8

Tabela 6.37 – Selecção e ordenação de contingências para a rede de teste IEEE 17

Lista parcial das contingências classificadas como perigosas

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Contingência			Integração numérica			Selecção e ordenação			Comparação	
No.	Barram.	Linha	t_{cr} [ms]	Ordem	$sIDT$	t_{cr} [ms]	Classif.	$sIDT$	Δt_{cr} [ms]	Δt_{cr} [%]
435	93	84-93	251	76	6,1	253	PP	1,5	-2	-0,8
89	15	15-62	251	77	7,8	251	PP	1,7	0	0,0
87	15	15-58	253	78	6,9	252	PP	1,2	1	0,4
438	93	Nenhuma	253	79	6,0	254	PP	1,3	-1	-0,4
553	120	120-128	255	80	5,2	252	PP	1,2	3	1,2
84	15	11-15	255	81	5,6	253	PP	1,5	2	0,8
509	110	110-134	258	82	6,5	256	PP	1,3	2	0,8
505	110	Nenhuma	259	83	5,6	257	PP	1,6	2	0,8
511	110	138-110	259	84	5,2	260	PP	1,4	-1	-0,4
549	120	5-120	259	85	6,9	258	PP	1,4	1	0,4
85	15	13-15	260	86	6,1	257	PP	1,6	3	1,2
506	110	110-111	260	87	6,5	256	PP	1,4	4	1,5
510	110	110-141	260	88	5,6	259	PP	1,7	1	0,4
554	120	120-129	261	89	5,2	259	PP	1,8	2	0,8
551	120	120-14	261	90	6,5	260	PP	1,6	1	0,4
585	126	37-126	262	91	7,8	261	PP	1,5	1	0,4
552	120	Nenhuma	262	92	7,3	263	PP	1,3	-1	-0,4
82	15	8-15	264	93	5,2	261	PP	1,3	3	1,1
83	15	10-15	264	94	6,1	261	PP	1,8	3	1,1
88	15	15-60	265	95	6,1	264	PP	1,7	1	0,4
90	15	15-63	265	96	5,2	262	PP	1,3	3	1,1
86	15	Nenhuma	266	97	7,3	265	PP	1,6	1	0,4
588	126	65-126	267	98	7,0	264	PP	1,4	3	1,1
587	126	62-126	269	99	6,5	268	PP	1,6	1	0,4
589	126	124-126	270	100	4,8	269	PP	1,4	1	0,4
590	126	125-126	270	101	4,8	270	PP	1,4	0	0,0
583	126	16-126	271	102	5,2	272	PP	1,5	-1	-0,4
586	126	60-126	271	103	6,1	270	PP	1,3	1	0,4
591	126	Nenhuma	271	104	6,1	270	PP	1,6	1	0,4
592	126	126-127	271	105	6,9	272	PP	1,2	-1	-0,4
19	3	3-125	287	106	6,2	285	PP	1,7	2	0,7
18	3	3-124	293	107	7,3	290	PP	1,4	3	1,0
155	27	27-126	294	108	7,3	292	PP	1,8	2	0,7
13	3	Nenhuma	294	109	6,9	293	PP	1,6	1	0,3
15	3	3-50	294	110	6,5	291	PP	1,4	3	1,0
16	3	3-103	294	111	5,6	293	PP	1,1	1	0,3
17	3	3-123	294	112	7,8	294	PP	1,2	0	0,0
14	3	3-14	295	113	7,3	293	PP	1,3	2	0,7
450	95	95-98	299	114	5,6	297	PP	1,5	2	0,7
466	99	Nenhuma	301	115	6,9	299	PP	1,3	2	0,7
446	95	95-91	303	116	6,0	300	PP	1,2	3	1,0
447	95	Nenhuma	305	117	6,9	304	PP	1,6	1	0,3
449	95	95-97	305	118	6,1	302	PP	1,4	3	1,0
448	95	95-96	306	119	6,5	305	PP	1,4	1	0,3
601	128	75-128	307	120	6,5	306	PP	1,1	1	0,3
602	128	120-128	316	121	5,6	317	PP	1,2	-1	-0,3
610	130	Nenhuma	317	122	6,9	315	PP	1,3	2	0,6
605	129	5-129	320	123	5,2	319	PP	1,2	1	0,3
606	129	120-129	321	124	7,3	317	PP	1,5	4	1,2
608	129	129-132	321	125	6,3	321	PP	1,8	0	0,0
603	128	128-72	321	126	7,2	320	PP	1,7	1	0,3
607	129	Nenhuma	322	127	5,8	319	PP	1,2	3	0,9
604	128	Nenhuma	322	128	6,6	321	PP	1,4	1	0,3

Analisando as tabelas 6.36 e 6.37, verifica-se uma concordância entre os resultados produzidos pelo método da bissecção e as soluções encontradas através do algoritmo de selecção e ordenação de contingências. O erro absoluto não ultrapassa os 4 [ms] e, em termos relativos, é sempre inferior a 2 [%]. Comparando os tempos de simulação, verifica-se que a técnica de filtragem é, em média, cerca de 4 vezes mais célere.

A técnica de selecção e ordenação de contingências baseada em índices de severidade foi aplicada à rede de teste do IEEE com 17 máquinas, tendo sido simulado o mesmo conjunto de perturbações que no caso anterior. O estudo foi realizado em duas etapas. Na primeira, avaliou-se o desempenho de cada um dos índices na ordenação das contingências. Na segunda fase, determinaram-se índices compostos, calculados através da soma ponderada dos índices de severidade individuais, que procuram traduzir o comportamento global do sistema relativamente a uma determinada contingência. Especificou-se um tempo de eliminação do defeito igual a 250 [ms] e um tempo de observação de 500 [ms]. As listas de contingências mantêm a estrutura que resultou da aplicação do algoritmo de filtragem baseado nos tempos críticos e nas margens de estabilidade. Nas tabelas 6.38 e 6.39, apresentam-se os índices de severidade relativos aos defeitos classificadas como definitivamente perigosas.

Tabela 6.38 – Índices de severidade (IS_1 a IS_4) relativos à rede de teste IEEE 17

Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas

Ordem	Cont. No.	IS_1	Ordem	Cont. No.	IS_2	Ordem	Cont. No.	IS_3	Ordem	Cont. No.	IS_4
4	145	14505,4	9	377	399,5	9	377	124,8	9	377	484,0
9	377	12688,1	4	145	390,4	4	145	123,9	4	145	468,5
20	555	7518,0	20	555	221,8	20	555	118,8	20	555	272,3
3	30	6842,4	17	519	214,2	17	519	116,7	3	30	254,3
17	519	6545,2	3	30	210,7	14	470	116,0	17	519	250,4
22	611	6542,5	1	6	194,0	12	457	115,8	1	6	234,5
2	29	5731,2	22	611	187,2	22	611	105,6	22	611	225,8
1	6	5441,3	2	29	175,3	2	29	104,0	2	29	211,8
7	366	4987,7	7	366	139,5	7	366	101,2	7	366	167,9
6	352	4925,6	6	352	132,7	6	352	99,8	6	352	145,9
10	439	3547,1	15	497	118,5	18	525	98,9	15	497	144,7
15	497	3442,3	10	439	115,0	16	508	96,7	10	439	139,0
21	609	2760,5	21	609	81,9	3	30	88,3	21	609	99,3
8	376	2384,4	8	376	72,5	1	6	86,1	8	376	86,2
18	525	1438,3	18	525	40,2	13	465	74,2	18	525	48,6
16	508	1192,5	16	508	37,3	11	451	73,7	16	508	47,2
19	542	908,9	13	465	29,5	15	497	71,1	13	465	36,4
5	265	873,6	14	470	29,4	10	439	70,7	19	542	36,4
12	457	857,6	12	457	29,3	21	609	60,5	14	470	35,9
14	470	848,8	19	542	29,2	8	376	57,9	12	457	35,8
11	451	822,0	11	451	28,8	19	542	57,3	11	451	35,8
13	465	813,9	5	265	28,3	5	265	56,4	5	265	34,3

Tabela 6.39 – Índices de severidade (IS_5 a IS_8) relativos à rede de teste IEEE 17

Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas

Ordem	Cont. No.	IS_5	Ordem	Cont. No.	IS_6	Ordem	Cont. No.	IS_7	Ordem	Cont. No.	IS_8
9	377	3482,0	9	377	832,9	1	6	539,8	9	377	18,0
4	145	3434,1	4	145	780,1	8	376	502,9	4	145	17,5
20	555	3189,5	20	555	457,5	2	29	485,5	20	555	10,5
14	470	3186,0	1	6	445,6	17	519	460,1	17	519	9,7
12	457	3175,3	17	519	440,5	4	145	360,4	3	30	9,4
17	519	3100,4	3	30	439,6	6	352	287,9	1	6	8,5
22	611	2553,2	2	29	394,1	16	508	261,4	22	611	8,5
2	29	2409,4	22	611	369,4	9	377	231,9	2	29	7,9
7	366	2346,8	6	352	307,6	22	611	162,8	7	366	6,5
18	525	2288,5	7	366	290,7	3	30	160,6	6	352	6,2
6	352	2251,6	10	439	248,4	20	555	128,7	15	497	5,4
16	508	2143,0	15	497	246,7	21	609	99,5	10	439	5,2
3	30	1720,4	8	376	241,5	7	366	81,0	21	609	3,6
1	6	1609,5	21	609	164,5	10	439	71,6	8	376	2,9
13	465	1278,7	16	508	139,6	15	497	49,4	18	525	1,9
11	451	1251,9	18	525	80,6	5	265	47,6	16	508	1,7
15	497	1130,0	11	451	66,2	11	451	35,6	14	470	1,5
10	439	1103,4	13	465	61,4	18	525	14,4	12	457	1,5
21	609	811,0	19	542	61,3	19	542	11,0	13	465	1,5
19	542	748,1	12	457	59,6	13	465	7,7	11	451	1,4
8	376	738,7	14	470	59,6	12	457	2,6	19	542	1,4
5	265	729,0	5	265	59,4	14	470	1,6	5	265	1,2

Nas tabelas 6.38 e 6.39, observa-se que a ordenação estabelecida anteriormente foi alterada. No entanto, com exceção de IS_7 , a ordem indicada pelos índices de severidade, na maior parte dos casos, é concordante.

Nas tabelas 6.40 e 6.41, são mostrados os índices relativos às contingências consideradas perigosas, enquanto nas tabelas 6.42 e 6.43, encontra-se a lista dos índices de severidade referentes às perturbações potencialmente perigosas. Examinando os resultados obtidos, verifica-se que, tal como sucedeu relativamente à primeira lista, a ordenação inicial foi modificada. Os índices de severidade, na maior parte dos casos, não apresentam entre si uma ordenação coerente. Por outro lado, constata-se que através dos índices não é possível delimitar, nitidamente, as diferentes categorias de classificação das contingências. Existindo mesmo um conjunto de valores, para os quais não é possível inferir a condição de estabilidade do sistema. Estes casos estão quase sempre relacionados com situações marginalmente estáveis ou instáveis. Um índice pode também apresentar um valor incoerente, se para um caso estável, a amplitude de oscilação dos ângulos rotóricos for significativa. O mesmo sucede, se numa simulação instável, o tempo de observação não for suficientemente longo.

Tabela 6.40 – Índices de severidade (IS_1 a IS_4) relativos à rede de teste IEEE 17

Lista de contingências classificadas como perigosas

Ordem	Cont. No.	IS_1	Ordem	Cont. No.	IS_2	Ordem	Cont. No.	IS_3	Ordem	Cont. No.	IS_4
4	146	2314,6	1	144	49,1	6	378	112,2	6	378	552,4
5	147	2314,6	3	143	46,9	1	144	111,1	7	142	392,0
2	141	2229,1	6	378	46,1	3	143	110,6	3	143	383,7
6	378	2225,8	7	142	45,8	4	146	110,1	2	141	352,5
7	142	2198,9	2	141	45,8	5	147	110,1	25	556	318,7
3	143	2158,9	4	146	45,1	2	141	108,9	4	146	294,9
1	144	1843,1	5	147	45,1	7	142	108,4	5	147	294,9
25	556	958,8	9	584	27,0	25	556	101,5	1	144	224,6
9	584	838,7	25	556	21,6	8	518	94,7	23	612	219,2
23	612	543,5	8	518	21,3	15	471	93,9	33	516	216,5
8	518	502,0	11	5	17,3	18	455	93,4	35	517	200,6
21	31	413,0	23	612	16,0	23	612	93,2	9	584	178,3
33	516	411,1	21	31	15,7	17	453	91,7	34	367	176,5
35	517	392,4	12	2	14,5	33	516	90,7	24	27	167,8
26	28	374,1	35	517	14,3	35	517	89,9	26	28	161,8
30	26	345,0	33	516	14,1	14	456	88,6	8	518	152,8
12	2	340,3	19	4	13,7	24	27	86,9	30	26	144,3
11	5	333,2	13	3	13,7	36	515	86,5	36	515	133,4
19	4	320,1	20	1	13,6	26	28	86,1	21	31	124,5
24	27	318,4	36	515	13,5	16	452	85,7	11	5	109,3
34	367	309,6	24	27	12,5	49	526	84,8	47	682	106,2
36	515	308,4	26	28	12,2	30	26	84,7	39	685	106,0
20	1	298,3	30	26	11,6	34	367	84,3	43	678	106,0
27	550	258,1	27	550	11,0	10	454	84,0	44	679	106,0
22	25	249,6	22	25	11,0	22	25	80,9	48	683	106,0
31	680	197,9	34	367	10,0	27	550	79,2	41	355	105,7
32	681	197,9	31	680	8,1	31	680	78,2	42	356	105,7
37	353	162,3	32	681	8,1	32	681	78,2	40	351	105,1
38	354	162,3	37	353	7,1	37	353	77,1	20	1	105,1
40	351	160,7	38	354	7,1	38	354	77,1	46	684	105,0
41	355	160,2	41	355	6,9	41	355	76,9	45	677	104,7
42	356	160,2	42	356	6,9	42	356	76,9	37	353	104,5
39	685	144,5	40	351	6,9	40	351	76,8	38	354	104,5
43	678	142,7	39	685	6,6	39	685	76,0	31	680	98,0
44	679	142,7	43	678	6,5	43	678	75,5	32	681	98,0
47	682	138,3	44	679	6,5	44	679	75,5	19	4	95,5
13	3	132,2	45	677	6,4	21	31	75,3	12	2	90,7
48	683	130,5	47	682	6,3	47	682	75,2	22	25	90,0
45	677	129,3	46	684	6,2	45	677	75,1	27	550	82,6
46	684	129,0	48	683	6,1	46	684	74,7	13	3	64,2
49	526	92,5	29	437	3,5	48	683	74,4	29	437	42,8
15	471	83,3	15	471	3,1	11	5	74,0	18	455	41,6
18	455	77,4	18	455	2,9	12	2	71,2	15	471	41,4
14	456	76,0	14	456	2,9	19	4	69,8	17	453	40,8
17	453	75,0	17	453	2,9	20	1	69,7	14	456	39,8
16	452	71,3	10	454	2,9	51	507	61,1	16	452	38,7
29	437	70,5	16	452	2,7	13	3	50,9	49	526	38,0
10	454	66,0	49	526	2,6	29	437	43,7	10	454	35,9
28	12	60,6	28	12	2,5	50	440	39,4	28	12	20,3
51	507	48,6	50	440	1,3	9	584	35,4	51	507	17,1
52	436	45,4	51	507	1,0	52	436	21,7	50	440	9,5
50	440	44,9	52	436	1,0	28	12	11,7	52	436	3,4
53	498	31,1	53	498	1,0	53	498	2,6	53	498	3,3

Tabela 6.41 – Índices de severidade (IS_5 a IS_8) relativos à rede de teste IEEE 17

Lista de contingências classificadas como perigosas

Ordem	Cont. No.	IS_5	Ordem	Cont. No.	IS_6	Ordem	Cont. No.	IS_7	Ordem	Cont. No.	IS_8
1	144	758,2	6	378	1690,1	6	378	992,5	9	584	26,9
8	518	724,5	3	143	1508,0	3	143	945,4	6	378	17,0
3	143	645,3	7	142	1495,1	7	142	921,9	1	144	16,9
7	142	634,0	2	141	1358,2	2	141	894,2	3	143	16,8
2	141	628,3	25	556	1166,2	4	146	762,0	4	146	16,8
4	146	608,9	4	146	1111,3	5	147	762,0	5	147	16,8
5	147	608,9	5	147	1111,3	9	584	746,3	2	141	16,7
6	378	579,3	23	612	861,0	1	144	726,2	7	142	16,0
25	556	457,9	1	144	851,1	21	31	608,9	28	12	15,5
15	471	445,1	33	516	823,2	33	516	546,4	8	518	9,2
18	455	441,8	35	517	750,4	25	556	513,1	21	31	9,0
17	453	437,5	21	31	696,0	35	517	476,6	25	556	9,0
14	456	428,3	34	367	667,1	20	1	467,6	33	516	9,0
16	452	419,2	8	518	628,1	23	612	457,8	36	515	9,0
10	454	409,3	9	584	625,8	28	12	448,6	19	4	8,3
23	612	377,6	24	27	601,2	8	518	422,8	12	2	8,2
27	550	363,3	26	28	576,7	19	4	422,4	13	3	8,2
35	517	290,9	39	685	552,0	11	5	421,7	11	5	8,2
33	516	288,1	41	355	550,7	24	27	412,3	20	1	8,0
36	515	275,0	42	356	550,7	12	2	401,7	23	612	8,0
34	367	256,8	40	351	545,4	30	26	397,9	35	517	8,0
24	27	243,7	37	353	544,4	26	28	388,8	22	25	7,6
26	28	234,9	38	354	544,4	22	25	335,5	24	27	7,6
30	26	217,8	46	684	541,4	47	682	317,4	26	28	7,6
49	526	207,9	45	677	540,4	43	678	315,1	30	26	7,0
22	25	199,1	30	26	537,0	44	679	315,1	27	550	6,2
11	5	183,7	43	678	535,2	48	683	314,0	34	367	6,0
21	31	180,9	44	679	535,2	39	685	309,7	37	353	5,8
31	680	177,5	47	682	533,9	46	684	309,3	38	354	5,8
32	681	177,5	48	683	533,7	40	351	305,6	41	355	5,8
37	353	157,2	31	680	511,8	41	355	305,5	42	356	5,8
38	354	157,2	32	681	511,8	42	356	305,5	31	680	5,7
12	2	155,1	20	1	508,5	45	677	305,1	32	681	5,7
41	355	155,0	36	515	497,7	37	353	300,2	39	685	5,7
42	356	155,0	11	5	478,5	38	354	300,2	45	677	5,7
20	1	155,0	22	25	477,5	27	550	292,9	46	684	5,7
40	351	154,6	19	4	465,6	36	515	290,4	43	678	5,6
39	685	153,3	12	2	461,0	34	367	271,6	44	679	5,6
45	677	151,9	27	550	439,1	31	680	268,7	48	683	5,6
43	678	151,8	28	12	300,3	32	681	268,7	40	351	5,0
44	679	151,8	13	3	279,2	51	507	188,2	47	682	5,0
48	683	151,2	29	437	227,1	13	3	173,8	53	498	5,0
47	682	151,2	49	526	190,4	29	437	168,5	29	437	5,0
46	684	151,1	15	471	143,5	53	498	51,6	50	440	5,0
19	4	149,6	18	455	143,0	50	440	50,9	52	436	5,0
13	3	137,7	17	453	138,8	52	436	50,7	51	507	1,6
9	584	101,9	14	456	132,0	49	526	35,5	10	454	1,4
29	437	52,5	16	452	126,9	18	455	9,3	14	456	1,4
51	507	32,7	51	507	124,2	17	453	9,1	16	452	1,4
28	12	6,6	10	454	116,0	14	456	8,6	17	453	1,4
50	440	6,4	50	440	75,1	15	471	8,5	15	471	1,0
52	436	4,0	52	436	54,8	16	452	8,3	18	455	1,0
53	498	3,7	53	498	53,5	10	454	7,2	49	526	1,0

Tabela 6.42 – Índices de severidade (IS_1 a IS_4) relativos à rede de teste IEEE 17

Lista parcial de contingências classificadas como potencialmente perigosas

Ordem	Cont. No.	IS_1	Ordem	Cont. No.	IS_2	Ordem	Cont. No.	IS_3	Ordem	Cont. No.	IS_4
16	585	81,8	16	585	3,6	10	549	3,6	30	592	28,9
26	590	71,6	23	588	3,1	16	585	3,3	26	590	28,7
23	588	70,4	26	590	3,0	5	553	3,2	29	591	28,3
30	592	70,4	24	587	3,0	2	89	3,2	25	589	26,8
29	591	70,1	25	589	3,0	14	554	3,1	27	583	26,6
24	587	69,0	2	89	3,0	15	551	3,0	23	588	26,1
25	589	68,4	5	553	2,9	3	87	3,0	28	586	26,1
27	583	67,7	27	583	2,9	17	552	3,0	24	587	23,2
28	586	67,7	28	586	2,9	6	84	2,9	35	15	18,0
15	551	43,7	30	592	2,9	26	590	2,9	38	14	17,9
17	552	43,5	29	591	2,9	23	588	2,9	34	13	17,9
5	553	41,3	10	549	2,8	34	13	2,9	37	17	17,8
10	549	41,0	15	551	2,8	37	17	2,9	36	16	17,8
14	554	40,8	3	87	2,8	38	14	2,9	32	18	17,7
31	19	37,1	17	552	2,8	24	587	2,9	16	585	17,2
32	18	34,4	14	554	2,8	36	16	2,9	31	19	16,6
51	603	34,4	6	84	2,7	35	15	2,9	33	155	13,9
53	604	34,2	31	19	2,6	25	589	2,8	17	552	11,7
37	17	34,0	11	85	2,6	7	509	2,8	15	551	11,7
36	16	34,0	19	83	2,5	9	511	2,8	22	86	11,6
38	14	33,8	22	86	2,5	27	583	2,8	10	549	11,3
34	13	33,7	18	82	2,5	28	586	2,8	14	554	11,3
2	89	33,3	20	88	2,5	32	18	2,8	21	90	11,0
35	15	33,0	21	90	2,5	8	505	2,8	20	88	10,9
45	601	33,0	35	15	2,1	11	85	2,8	18	82	10,7
22	86	32,8	32	18	2,1	12	506	2,8	19	83	10,7
46	602	32,7	36	16	2,0	13	510	2,8	5	553	9,9
3	87	31,8	37	17	2,0	30	592	2,8	11	85	9,9
6	84	31,5	38	14	2,0	29	591	2,8	53	604	9,2
11	85	31,0	34	13	2,0	19	83	2,7	51	603	9,2
19	83	30,7	45	601	1,8	18	82	2,7	6	84	9,0
18	82	30,6	46	602	1,7	20	88	2,6	3	87	8,7
20	88	30,4	51	603	1,7	21	90	2,6	45	601	8,7
21	90	30,4	53	604	1,7	22	86	2,6	46	602	8,6
48	605	29,9	48	605	1,6	45	601	2,5	2	89	8,4
50	608	29,8	49	606	1,6	1	435	2,5	50	608	8,1
49	606	29,8	50	608	1,6	31	19	2,5	52	607	8,0
52	607	29,7	52	607	1,6	33	155	2,4	49	606	8,0
13	510	25,7	33	155	1,5	4	438	2,4	48	605	8,0
12	506	25,6	13	510	1,0	46	602	2,1	13	510	7,9
7	509	24,6	12	506	1,0	48	605	2,1	8	505	7,8
9	511	24,6	7	509	1,0	49	606	2,1	9	511	7,8
1	435	24,5	8	505	1,0	50	608	2,1	7	509	7,7
8	505	24,5	9	511	1,0	51	603	2,1	12	506	7,5
33	155	24,1	1	435	0,9	53	604	2,1	47	610	4,1
4	438	22,1	4	438	0,8	52	607	2,1	4	438	3,6
47	610	14,6	47	610	0,7	47	610	1,9	1	435	3,5
44	448	8,2	39	450	0,3	39	450	1,7	39	450	2,8
42	447	7,7	41	446	0,3	41	446	1,7	41	446	2,6
39	450	7,6	42	447	0,3	44	448	1,7	42	447	2,6
43	449	7,6	43	449	0,3	43	449	1,7	43	449	2,5
41	446	7,5	44	448	0,3	40	466	1,7	40	466	2,4
40	466	5,8	40	466	0,2	42	447	1,7	44	448	2,1

Tabela 6.43 – Índices de severidade (IS_5 a IS_8) relativos à rede de teste IEEE 17

Lista parcial de contingências classificadas como potencialmente perigosas

Ordem	Cont. No.	IS_5	Ordem	Cont. No.	IS_6	Ordem	Cont. No.	IS_7	Ordem	Cont. No.	IS_8
16	585	16,6	29	591	704,3	29	591	2587,0	25	589	26,6
26	590	15,4	30	592	700,4	30	592	2571,2	26	590	26,6
25	589	15,0	28	586	697,1	28	586	2561,6	27	583	26,6
30	592	14,8	27	583	696,1	27	583	2554,3	29	591	26,6
29	591	14,7	25	589	691,7	25	589	2530,5	30	592	26,6
23	588	14,5	26	590	688,3	26	590	2513,6	28	586	26,6
27	583	14,5	24	587	670,5	24	587	2475,5	16	585	26,6
28	586	14,4	23	588	643,3	23	588	2379,9	24	587	26,6
24	587	14,2	16	585	586,5	16	585	2112,7	23	588	26,5
40	466	12,0	34	13	340,0	34	13	1061,1	35	15	15,4
5	553	11,1	38	14	337,1	36	16	1036,0	32	18	15,4
42	447	10,9	37	17	332,4	37	17	1033,1	31	19	15,3
44	448	10,6	36	16	332,3	38	14	1031,0	36	16	15,3
10	549	10,5	32	18	319,3	32	18	995,5	38	14	15,3
15	551	10,4	35	15	299,3	35	15	899,6	34	13	15,3
14	554	10,4	31	19	223,5	31	19	668,3	37	17	15,3
31	19	10,4	33	155	215,7	33	155	459,2	3	87	13,0
17	552	10,3	52	607	162,4	22	86	211,3	2	89	13,0
43	449	9,5	49	606	162,0	21	90	208,0	6	84	13,0
41	446	8,6	50	608	160,3	20	88	207,0	11	85	13,0
32	18	7,9	48	605	160,3	18	82	201,6	18	82	13,0
36	16	7,4	17	552	160,1	19	83	198,9	19	83	13,0
37	17	7,3	46	602	159,7	17	552	185,4	20	88	13,0
34	13	7,2	45	601	159,5	14	554	183,2	21	90	13,0
39	450	7,2	53	604	158,8	10	549	182,8	22	86	13,0
38	14	6,8	15	551	156,4	53	604	182,3	33	155	11,6
45	601	6,3	51	603	155,8	15	551	181,6	5	553	6,1
46	602	5,9	14	554	153,6	51	603	179,0	10	549	6,1
35	15	5,5	10	549	150,9	52	607	178,7	14	554	6,1
51	603	5,4	5	553	139,1	11	85	178,6	15	551	6,1
53	604	5,3	22	86	105,5	49	606	176,8	17	552	6,1
48	605	5,0	21	90	104,6	50	608	176,7	1	435	5,0
49	606	5,0	20	88	104,4	46	602	176,7	4	438	5,0
50	608	5,0	18	82	103,0	48	605	176,4	47	610	3,4
52	607	4,9	19	83	102,2	5	553	175,8	48	605	3,2
7	509	4,8	11	85	96,4	45	601	168,3	49	606	3,2
13	510	4,8	6	84	92,0	6	84	162,6	50	608	3,2
12	506	4,8	8	505	90,4	3	87	152,7	52	607	3,2
9	511	4,7	9	511	90,0	2	89	132,3	45	601	3,2
8	505	4,7	7	509	89,2	8	505	109,9	46	602	3,2
2	89	4,4	3	87	89,1	9	511	109,3	51	603	3,2
3	87	4,1	12	506	88,6	7	509	108,9	53	604	3,2
6	84	3,9	13	510	86,3	12	506	107,8	7	509	1,6
11	85	3,8	2	89	84,7	13	510	102,4	8	505	1,6
19	83	3,5	47	610	83,4	47	610	73,9	9	511	1,6
18	82	3,5	42	447	66,8	4	438	55,2	12	506	1,6
20	88	3,4	43	449	64,9	1	435	51,8	13	510	1,6
21	90	3,4	39	450	64,8	42	447	30,1	40	466	1,4
22	86	3,4	41	446	62,3	39	450	28,8	44	448	1,3
1	435	3,0	44	448	61,8	43	449	28,6	39	450	1,3
4	438	2,8	40	466	61,6	44	448	28,5	41	446	1,3
47	610	2,7	4	438	54,7	41	446	26,9	42	447	1,3
33	155	2,6	1	435	52,0	40	466	16,1	43	449	1,3

Na tabela 6.44, apresentam-se os factores de peso relativos aos índices de severidade compostos. Nas tabelas 6.45 e 6.46, mostra-se a ordenação de contingências fornecida pelos índices ICM_f e ICP_f . Para uma melhor interpretação e comparação dos resultados, os índices de severidade compostos foram normalizados. Analisando as soluções produzidas, verifica-se uma melhoria na classificação das contingências relativamente à aplicação dos índices individuais. As listas obtidas são coerentes, isto é, a ordenação fornecida por ICM não difere, substancialmente, da indicada por ICP_f . Continua a observar-se que não é possível delimitar, claramente, as diferentes categorias de classificação das contingências, principalmente em relação ao índice ICM_f . No entanto, as contingências não severas foram correctamente identificadas e às mais perigosas estão associados maiores valores para os índices.

Tabela 6.44 – Factores de peso para os índices de severidade compostos

Índice	κ_1	κ_2	κ_3	κ_4	κ_5	κ_6	κ_7	κ_8
ICM_f	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
ICP_f	0,200	0,190	0,080	0,110	0,150	0,080	0,120	0,070

Tabela 6.45 – Índices de severidade compostos relativos à rede de teste IEEE 17

Lista de contingências classificadas como definitivamente perigosas

Ordem	Cont. No.	ICM_f	Ordem	Cont. No.	ICP_f
4	145	0,942	4	145	0,808
9	377	0,907	9	377	0,791
17	519	0,640	20	555	0,534
20	555	0,598	17	519	0,519
2	29	0,557	22	611	0,450
1	6	0,541	2	29	0,438
22	611	0,513	3	30	0,429
3	30	0,497	1	6	0,407
6	352	0,443	7	366	0,370
7	366	0,410	6	352	0,366
8	376	0,302	15	497	0,255
10	439	0,288	10	439	0,253
15	497	0,286	14	470	0,252
16	508	0,277	12	457	0,252
12	457	0,257	16	508	0,221
14	470	0,257	18	525	0,221
18	525	0,230	8	376	0,195
21	609	0,225	21	609	0,192
11	451	0,154	13	465	0,142
13	465	0,149	11	451	0,141
5	265	0,122	19	542	0,109
19	542	0,117	5	265	0,108

Tabela 6.46 – Índices de severidade compostos relativos à rede de teste IEEE 17

(a) Lista de contingências classificadas como perigosas

Ordem	Cont. No.	ICM_f	Ordem	Cont. No.	ICP_f
6	378	0,912	6	378	0,917
3	143	0,861	3	143	0,880
7	142	0,850	7	142	0,871
2	141	0,832	2	141	0,857
4	146	0,786	4	146	0,821
5	147	0,786	5	147	0,821
1	144	0,757	1	144	0,798
25	556	0,560	25	556	0,531
8	518	0,483	8	518	0,473
9	584	0,476	9	584	0,448
23	612	0,444	23	612	0,408
33	516	0,427	33	516	0,380
35	517	0,404	35	517	0,362
21	31	0,374	21	31	0,338
24	27	0,355	24	27	0,315
26	28	0,349	26	28	0,311
36	515	0,338	36	515	0,302
30	26	0,334	11	5	0,300
34	367	0,330	30	26	0,296
11	5	0,326	34	367	0,289
20	1	0,311	27	550	0,281
27	550	0,307	20	1	0,279
12	2	0,304	12	2	0,275
19	4	0,302	19	4	0,272
22	25	0,298	22	25	0,260
31	680	0,268	31	680	0,228
32	681	0,268	32	681	0,228
41	355	0,267	37	353	0,223
42	356	0,267	38	354	0,223
37	353	0,267	41	355	0,222
38	354	0,267	42	356	0,222
39	685	0,265	40	351	0,220
40	351	0,263	39	685	0,219
43	678	0,263	43	678	0,218
44	679	0,263	44	679	0,218
45	677	0,260	45	677	0,215
46	684	0,260	47	682	0,215
48	683	0,260	46	684	0,214
47	682	0,259	48	683	0,214
13	3	0,217	13	3	0,196
15	471	0,216	15	471	0,192
18	455	0,214	18	455	0,190
17	453	0,213	17	453	0,188
14	456	0,207	14	456	0,184
16	452	0,201	16	452	0,179
10	454	0,196	10	454	0,174
28	12	0,179	49	526	0,141
49	526	0,172	28	12	0,137
29	437	0,141	29	437	0,112
51	507	0,123	51	507	0,092
50	440	0,088	50	440	0,062
52	436	0,064	52	436	0,046
53	498	0,042	53	498	0,031

(b) Lista parcial de contingências classificadas como potencialmente perigosas

Ordem	Cont. No.	ICM_f	Ordem	Cont. No.	ICP_f
26	590	0,923	29	591	0,231
30	592	0,915	30	592	0,230
29	591	0,913	27	583	0,229
25	589	0,905	28	586	0,229
27	583	0,898	25	589	0,228
16	585	0,895	26	590	0,227
28	586	0,895	24	587	0,224
23	588	0,892	23	588	0,218
24	587	0,881	16	585	0,203
34	13	0,537	34	13	0,112
32	18	0,536	36	16	0,110
36	16	0,536	37	17	0,110
37	17	0,535	38	14	0,110
38	14	0,532	32	18	0,108
31	19	0,528	35	15	0,102
35	15	0,512	31	19	0,088
10	549	0,477	33	155	0,067
5	553	0,463	18	82	0,054
15	551	0,462	19	83	0,054
17	552	0,462	20	88	0,054
14	554	0,459	21	90	0,054
2	89	0,418	22	86	0,054
3	87	0,403	11	85	0,052
6	84	0,396	3	87	0,051
11	85	0,393	6	84	0,051
22	86	0,393	2	89	0,050
18	82	0,389	10	549	0,038
19	83	0,389	14	554	0,038
20	88	0,386	15	551	0,038
21	90	0,386	17	552	0,038
33	155	0,367	5	553	0,037
45	601	0,336	53	604	0,029
51	603	0,316	45	601	0,028
53	604	0,316	46	602	0,028
46	602	0,315	48	605	0,028
49	606	0,299	49	606	0,028
50	608	0,299	50	608	0,028
48	605	0,298	51	603	0,028
52	607	0,298	52	607	0,028
13	510	0,269	1	435	0,021
7	509	0,268	4	438	0,021
12	506	0,268	47	610	0,019
8	505	0,267	7	509	0,018
9	511	0,267	8	505	0,018
1	435	0,228	9	511	0,018
4	438	0,217	12	506	0,017
40	466	0,194	13	510	0,017
42	447	0,194	39	450	0,010
44	448	0,189	41	446	0,010
47	610	0,185	42	447	0,010
43	449	0,182	43	449	0,010
41	446	0,175	44	448	0,010
39	450	0,166	40	466	0,009

6.6 Medidas de controlo preventivo

Pretende-se implementar um conjunto de medidas de controlo preventivo, para estabilizar as contingências consideradas severas, na rede de teste da Nova Inglaterra. As medidas de controlo a implementar baseiam-se no redespacho de potência activa, caracterizando-se por um decréscimo da produção nas máquinas críticas e pelo consequente aumento da produção nos restantes geradores do sistema. Neste estudo a redistribuição das potências activas produzidas foi efectuada com base num trânsito de potências óptimo. As medidas de controlo a implementar seguraram um esquema de controlo preventivo que considera todos os modos de instabilidade, nomeadamente do tipo multimáquina.

Na tabela 6.47, são mostradas as contingências que foram classificadas como perigosas ou potencialmente perigosas pelo algoritmo de filtragem. As perturbações classificadas como definitivamente perigosas foram excluídas da lista, por ser não viável a implementação de acções de controlo preventivo. Especificaram-se dois tempos de eliminação do defeito, o primeiro será usado nos defeitos classificados como perigosos e coincide com o que foi utilizado no segundo módulo do método de selecção e classificação de contingências. Nas perturbações consideradas como potencialmente perigosas admitiu-se um atraso de 50 [ms] no tempo de actuação da aparelhagem de protecção. Assim, todas as contingências simuladas conduzem a situações instabilidade para o sistema, sendo os valores da margem de estabilidade transitória, indicados na coluna VIII, negativos. Na coluna IX, mostra-se o conjunto de máquinas críticas associado a cada perturbação.

Tabela 6.47 – Lista de contingências severas – rede de teste da Nova Inglaterra

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Contingência			Ordem	Classif.	t_{cr} [ms]	t_{cl} [ms]	η [pu.rad]	Máquinas Críticas
No.	Barram.	Linha						
36	29	28 – 29	3	P	52	135	-2,348	9
35	29	26 – 29	4	P	72	135	-2,115	9
34	28	26 – 28	5	P	100	135	-0,970	9
30	25	2 – 25	6	P	128	135	-0,081	8, 9
26	22	21 – 22	7	PP	135	185	-1,086	6, 7
32	26	26 – 27	8	PP	136	185	-2,277	9
25	21	21 – 22	9	PP	147	185	-1,087	6, 7
20	16	16 – 21	10	PP	154	185	-1,648	4, 5, 6, 7, 9
3	2	2 – 25	11	PP	162	185	-0,085	8, 9
21	17	16 – 17	12	PP	163	185	-0,686	4, 5, 6, 7, 9

Na tabela 6.48, encontram-se os parâmetros das funções de custo quadráticas de cada gerador, são também indicados os limites máximos e mínimos para a potência activa produzida.

Tabela 6.48 – Dados relativos às funções de custo dos geradores

Gerador		P_G [MW]		α [u.m./h]	β [u.m./MWh]	γ [u.m./MW ² h]
No.	Barram.	min.	max.			
1	39	0	1000	220	8,00	0,0060
2	31	125	600	200	11,29	0,0090
3	32	175	800	220	8,80	0,0090
4	33	150	700	250	8,00	0,0095
5	34	125	600	220	11,40	0,0085
6	35	175	800	190	10,45	0,0075
7	36	150	700	200	10,03	0,0090
8	37	150	700	210	10,15	0,0090
9	38	200	900	230	7,98	0,0070
10	30	100	400	240	15,37	0,0105

Quando um ponto de funcionamento do sistema é classificado como instável, para que o sincronismo seja assegurado é apenas necessário deslocar esse ponto na direcção do domínio de estabilidade, até se atingir o ponto alvo, situado no interior da zona estável. Considerando que, a margem de estabilidade transitória é negativa ou apresenta um valor muito próximo do valor limite, então será necessário definir uma nova margem que garanta a segurança do sistema face a uma ou mais perturbações classificadas como perigosas. O valor da margem de estabilidade transitória definida para este novo ponto de operação não deve ficar muito longe do limiar de segurança, de forma a não alterar significativamente o despacho económico efectuado previamente, associado ao ponto de funcionamento inicial. Neste estudo, estipulou-se um intervalo de segurança, para a margem de estabilidade transitória dado por: $\eta \in [0,25, 0,50]$. Assim que o valor da margem de estabilidade se encontra dentro do intervalo, previamente estabelecido, o processo de cálculo termina.

Na tabela 6.49, mostram-se os resultados do trânsito de potências óptimo que caracteriza o ponto de funcionamento inicial do sistema, antes da ocorrência de qualquer perturbação. O custo total de operação é de 93288,71 [u.m./hr] e o nível de carga de 6140,14 [MW]. Verifica-se que, somente, o gerador G1 se encontra no limite máximo de produção de potência activa.

Tabela 6.49 – Resultados do trânsito de potência ótimo que caracteriza o ponto de funcionamento inicial – $C_T^o = 93288,71$ [u.m./hr]

Barram. No.	Tensão		Produção		Consumo		λ [u.m./MVA.hr]	
	V [p.u.]	θ [graus]	P_G [MW]	Q_G [MVA _r]	P_L [MW]	Q_L [MVA _r]	P	Q
1	1,050	-7,952	–	–	–	–	20,775	-0,035
2	1,036	-5,153	–	–	–	–	20,619	0,000
3	1,027	-8,116	–	–	322,0	2,4	20,731	0,054
4	1,014	-9,165	–	–	500,0	184,0	20,765	0,124
5	1,022	-8,215	–	–	–	–	20,719	0,118
6	1,025	-7,580	–	–	–	–	20,681	0,111
7	1,014	-9,677	–	–	233,8	84,0	20,794	0,136
8	1,013	-10,151	–	–	522,0	176,0	20,828	0,136
9	1,043	-9,846	–	–	–	–	20,817	0,023
10	1,035	-5,141	–	–	–	–	20,513	0,091
11	1,030	-5,969	–	–	–	–	20,573	0,104
12	1,017	-5,925	–	–	7,5	88,0	20,569	0,136
13	1,030	-5,779	–	–	–	–	20,559	0,103
14	1,023	-7,268	–	–	–	–	20,658	0,113
15	1,019	-7,309	–	–	320,0	153,0	20,634	0,117
16	1,032	-5,749	–	–	329,0	32,3	20,506	0,069
17	1,033	-6,856	–	–	–	–	20,559	0,056
18	1,029	-7,765	–	–	158,0	30,0	20,652	0,059
19	1,050	-0,584	–	–	–	–	20,192	0,020
20	0,989	-1,569	–	–	628,0	103,0	20,229	0,036
21	1,031	-3,337	–	–	274,0	115,0	20,394	0,073
22	1,048	1,127	–	–	–	–	20,198	0,027
23	1,041	0,936	–	–	247,5	84,6	20,205	0,045
24	1,037	-5,630	–	–	308,6	-92,2	20,502	0,058
25	1,050	-3,952	–	–	224,0	47,2	20,001	-0,004
26	1,049	-5,104	–	–	139,0	17,0	20,255	-0,006
27	1,036	-7,068	–	–	281,0	75,5	20,473	0,040
28	1,049	-1,584	–	–	206,0	27,6	20,030	-0,019
29	1,050	1,176	–	–	283,5	26,9	19,854	-0,021
30	1,004	-2,597	249,97	-29,86	–	–	20,619	0,000
31	1,011	0,000	520,13	250,00	9,2	4,6	20,652	0,102
32	1,008	2,514	649,43	250,00	–	–	20,490	0,085
33	1,000	4,613	632,04	127,26	–	–	20,009	0,000
34	1,007	3,676	508,16	146,51	–	–	20,039	0,000
35	1,050	6,094	650,06	230,51	–	–	20,196	0,000
36	1,050	8,923	559,40	64,79	–	–	20,094	0,000
37	1,031	2,848	540,45	48,63	–	–	19,878	–
38	1,028	8,228	830,49	32,37	–	–	19,607	0,000
39	1,042	-9,572	1000,00	116,30	1104,0	250,0	20,815	–
Totais:			6140,14	1236,51	6097,1	1408,9		

Nas figuras 6.26, 6.27 e 6.28, apresenta-se a evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores e as curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente, antes de se implementarem as acções de controlo preventivo, relativas às contingências números 36, 30 e 20 respectivamente. Na primeira contingência simulada, somente o gerador 9 se separa das restantes máquinas do sistema. Nas outras perturbações, o conjunto das máquinas críticas é composto por mais do que um elemento, correspondendo a um modo de instabilidade multimáquina.

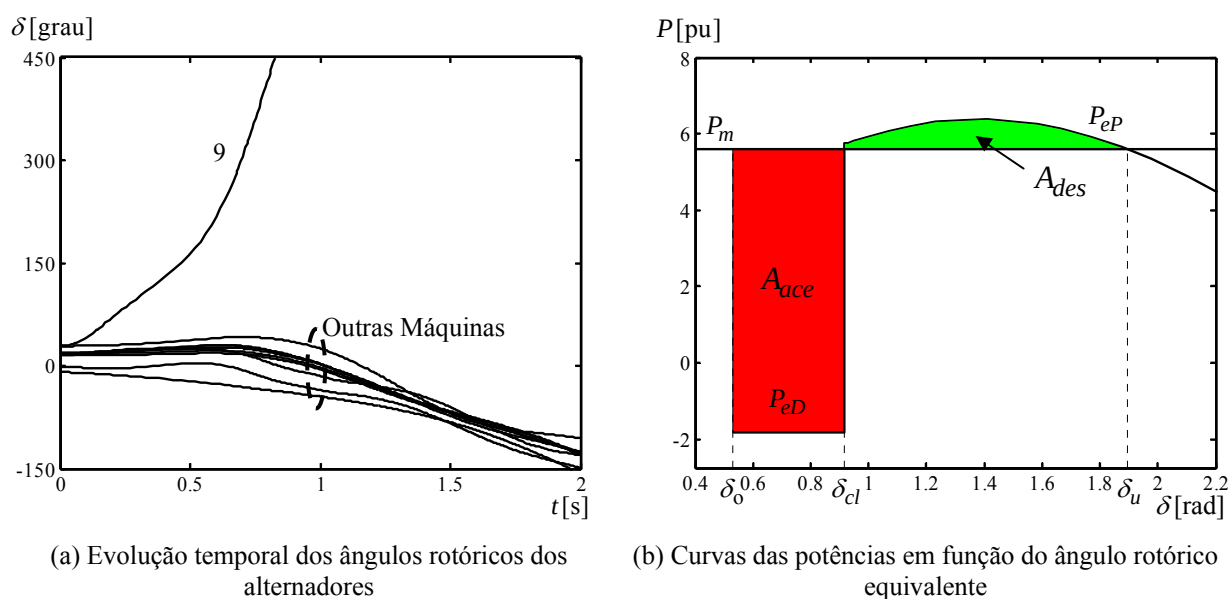


Figura 6.26 – Simulação instável – contingência 36

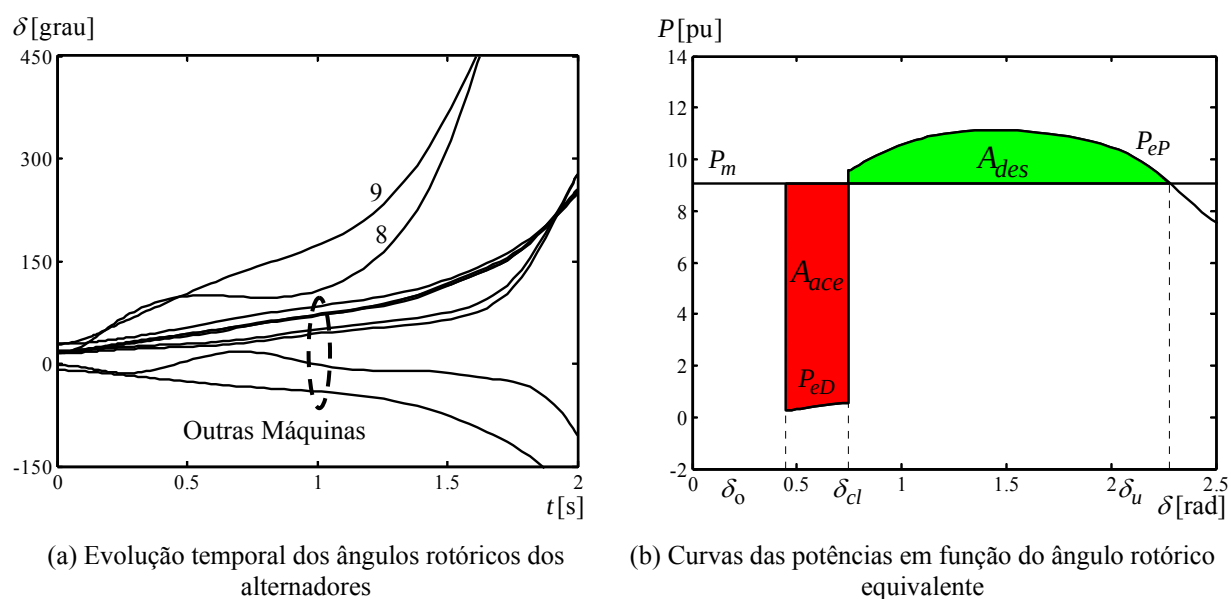


Figura 6.27 – Simulação instável – contingência 30

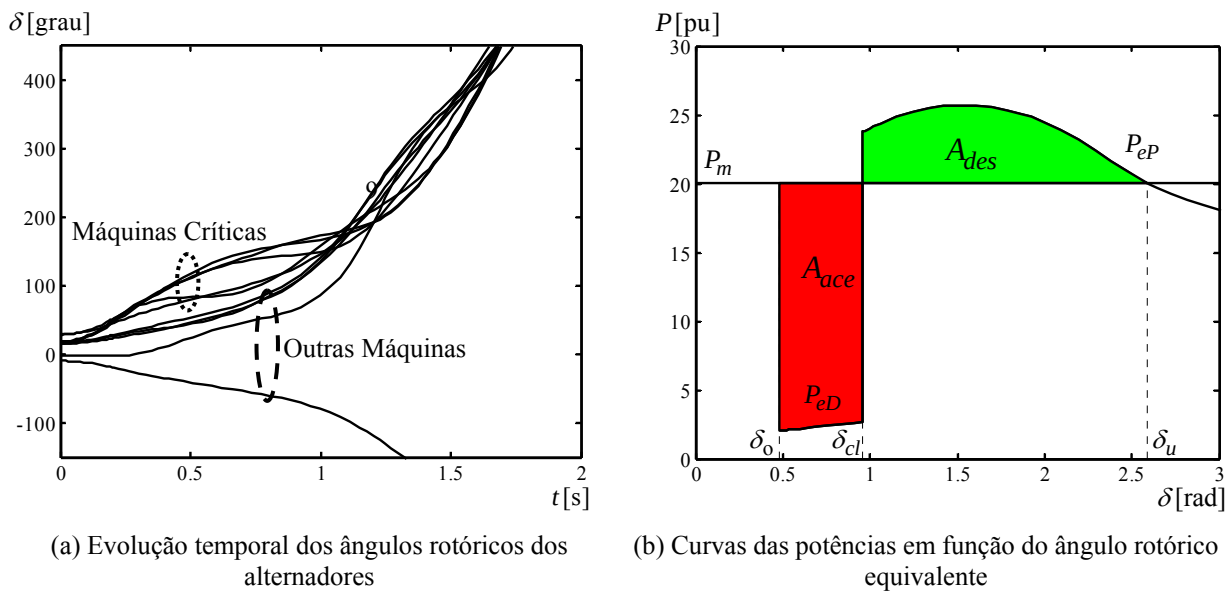


Figura 6.28 – Simulação instável – contingência 20

Na tabela 6.50, apresentam-se os resultados obtidos através da metodologia de controlo preventivo desenvolvida, que foi descrita na secção 4.9 do quarto capítulo.

Tabela 6.50 – Resultados da implementação das medidas de controlo preventivo

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Contingência			Gerador	η_{st}^n	ΔP_G^n	P_G^n	ΔC_T^n	C_T^n
No.	Barram.	Linha		[pu.rad]	[MW]	[MW]	[u.m./hr]	[u.m./hr]
36	29	28 – 29	G9	0,253	-150,49	680	208,89	93497,60
35	29	26 – 29	G9	0,321	-135,49	695	169,32	93458,03
34	28	26 – 28	G9	0,455	-90,49	740	75,47	93364,18
30	25	2 – 25	G8	0,252	-20,45	520	15,72	93304,43
			G9		-30,49	800		
26	22	21 – 22	G6	0,449	-65,06	585	17,99	93306,70
			G7		-59,40	500		
32	26	26 – 27	G9	0,394	-110,49	720	112,59	93401,30
25	21	21 – 22	G6	0,401	-50,06	600	63,97	93352,68
			G7		-54,40	505		
20	16	16 – 21	G4	0,383	-42,04	590	218,42	93507,13
			G5		-48,16	460		
			G6		-45,06	605		
			G7		-44,40	515		
			G9		-45,49	785		
3	2	2 – 25	G8	0,289	-40,45	500	44,60	93333,31
			G9		-45,49	785		
21	17	16 – 17	G4	0,423	-22,04	610	61,84	93350,55
			G5		-23,16	485		
			G6		-25,06	625		
			G7		-24,04	535		
			G9		-25,49	805		

A partir dos resultados apresentados na tabela 6.50, conclui-se que todas as contingências simuladas foram eficazmente estabilizadas. As margens de estabilidade transitória encontram-se dentro do intervalo de segurança previamente estabelecido. Verifica-se que ocorreu um acréscimo dos custos totais em todos os casos, correspondendo as soluções mais onerosas às perturbações mais difíceis de estabilizar. Nas figuras 6.29, 6.30 e 6.31, mostra-se a evolução temporal dos ângulos rotóricos dos alternadores e as curvas das potências em função do ângulo rotórico equivalente, após se terem implementado as acções de controlo preventivo, relativas às contingências números 36, 30 e 20 respectivamente.

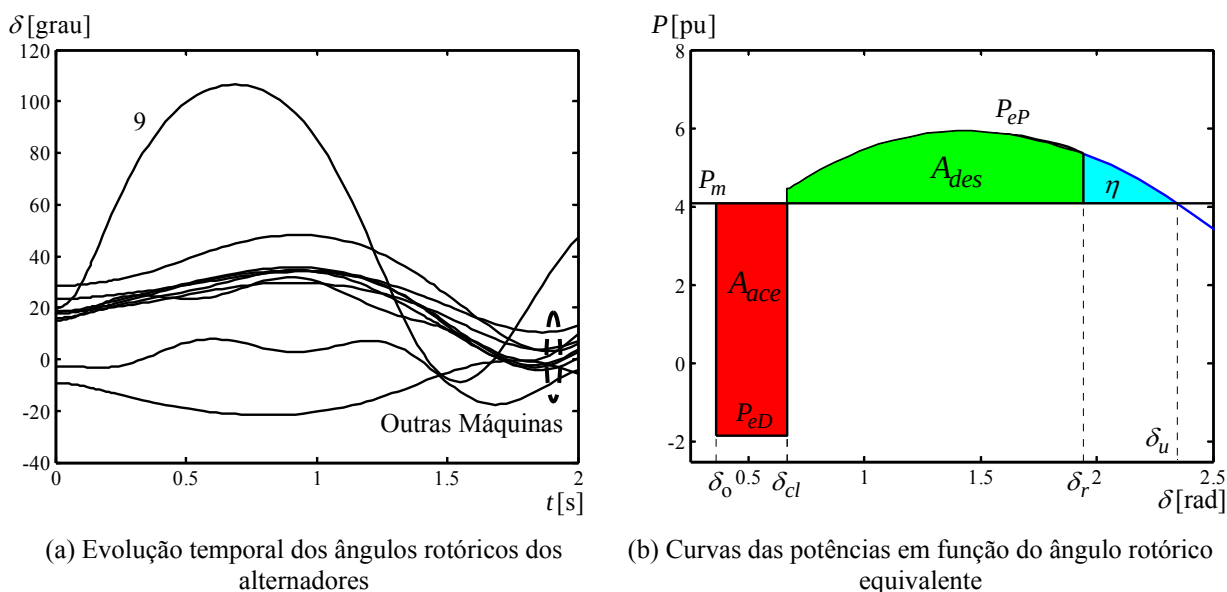


Figura 6.29 – Avaliação da estabilidade após a aplicação das acções de controlo – contingência 36

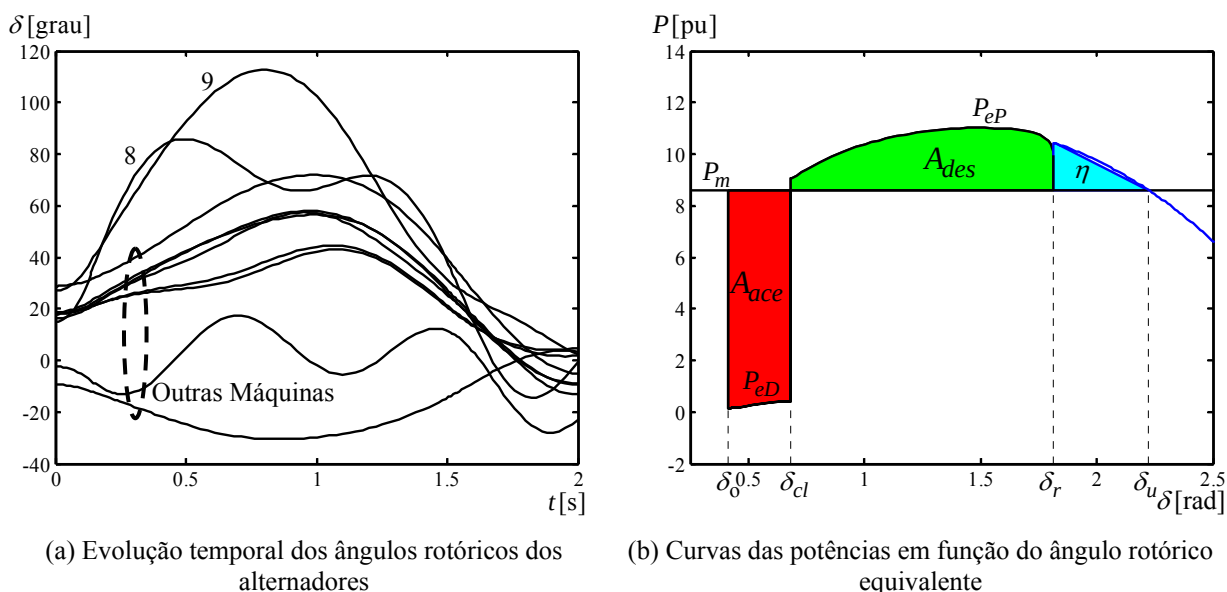


Figura 6.30 – Avaliação da estabilidade após a aplicação das acções de controlo – contingência 30

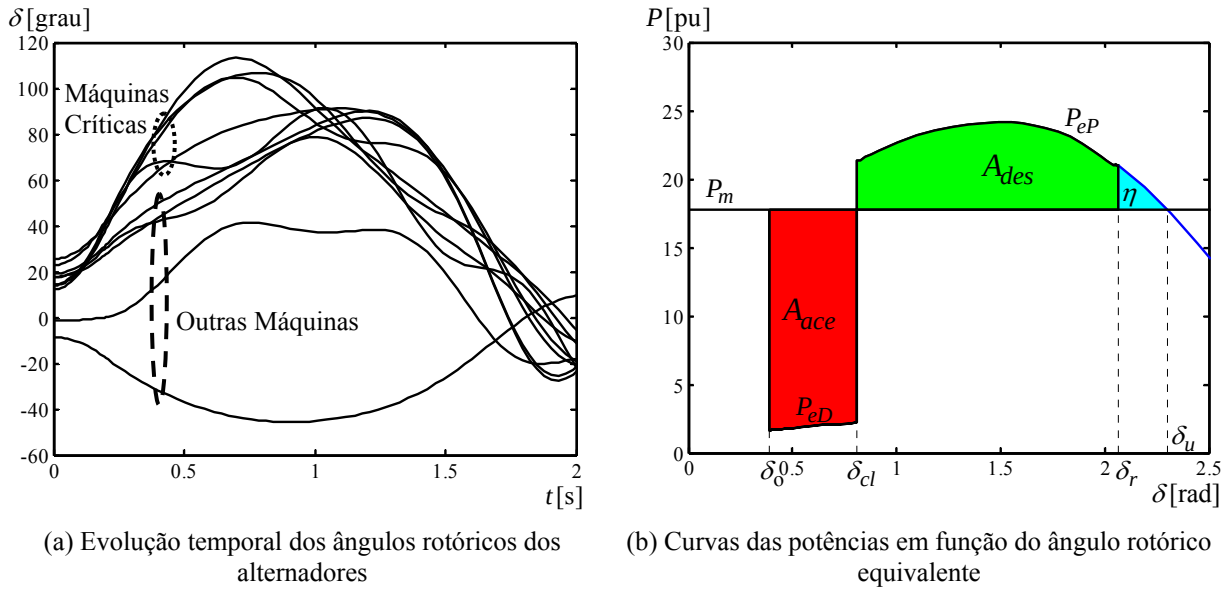


Figura 6.31 – Avaliação da estabilidade após a aplicação das acções de controlo – contingência 20

O esquema global de prevenção considera a possibilidade de ocorrência de diferentes contingências, isto é, a acção de controlo assegura a estabilidade do sistema para várias contingências previamente classificadas como perigosas. Considera-se, no entanto, que as contingências em estudo não ocorrem em simultâneo. Observando a tabela 6.50, consta-se que é possível estabilizar várias contingências ao implementar uma das medidas de controlo sugeridas. No caso de se adoptar, por exemplo, a acção de controlo para a contingência 36, é possível estabilizar as perturbações 35, 34 e 32.

6.7 Conclusões

Neste capítulo, foi analisado o desempenho do método híbrido proposto para o estudo da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia. As soluções apresentadas, seleccionadas a partir de um vastíssimo conjunto de simulações, ilustram o bom comportamento da formulação desenvolvida. Os resultados obtidos com o pacote de programas computacionais TRANsySTEM foram analisados e comparados com as soluções obtidas por outras formulações, nomeadamente com os métodos de integração numérica no domínio do tempo, das áreas iguais generalizado e da função de energia transitória.

No início do capítulo, efectuou-se uma explicação detalhada da aplicação do novo método híbrido na avaliação da estabilidade transitória de um SEE. Mostrando-se as

diferentes etapas que conduzem à redução do SEE a um modelo equivalente, constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. A metodologia apresentada é precisa e eficiente, possibilita a modelização pormenorizada dos diferentes componentes de uma rede eléctrica, a simulação de vários cenários de contingência, bem como a identificação conveniente dos diversos modos de instabilidade. Por outro lado, indica de uma forma inequívoca o conjunto das máquinas críticas e permite calcular facilmente a margem de estabilidade transitória. Nas simulações efectuadas foi assumido que a abertura dos disjuntores, localizados nos extremos da linha onde ocorreu o defeito, acontecia simultaneamente. Na prática, poderá suceder que as manobras ocorram em instantes de tempo diferentes. O método híbrido permite acomodar este efeito, sendo neste caso a representação gráfica traduzida por um acréscimo na área de aceleração.

Seguidamente, foi avaliado o desempenho da metodologia proposta no cálculo dos tempos críticos de eliminação do defeito e na determinação dos limites de potência. Os resultados obtidos permitem concluir, que existe uma concordância perfeita entre as soluções produzidas pelo programa de simulação no domínio do tempo e os valores encontrados através do método híbrido. Esta formulação apresenta tempos de processamento, em média, três vezes menores.

Na secção seguinte, apresentaram-se os resultados da aplicação de duas técnicas de selecção, ordenação e classificação de contingências. Na primeira, foi utilizada uma técnica de filtragem em cascata composta por três módulos de cálculo. Em todos os módulos, a análise da estabilidade transitória da rede eléctrica foi efectuada através do novo método híbrido. Na outra metodologia, utilizou-se um conjunto de índices de severidade que procuram traduzir o impacto de uma determinada perturbação na rede eléctrica. Atendendo a que o processo de filtragem, tem como objectivo a eliminação rápida das contingências que não conduzem a situações de instabilidade para o sistema, limitou-se a análise efectuada à primeira oscilação. Nos algoritmos desenvolvido, as várias contingências foram classificadas em não severas (NS), potencialmente perigosas (PP), perigosas (P) e definitivamente perigosas (DP).

Analisando as soluções produzidas, pela técnica de filtragem baseada nos tempos críticos, verificou-se que foram identificadas rapidamente todas as contingências sem interesse, isto é, as perturbações cuja ocorrência não conduz a situações de instabilidade para o sistema. As

contingências consideradas perigosas foram correctamente classificadas e ordenadas conforme o seu grau de severidade. A metodologia desenvolvida é completamente fiável, uma vez que identificou, sem qualquer excepção, as perturbações mais severas. Fornece um conjunto extremamente completo de informações devido às possibilidades de classificação, ordenação e avaliação que apresenta e é computacionalmente eficiente, pelo que obedece às condições de funcionamento em tempo real. Para além disso, a maior parte do tempo de computação foi dedicado à avaliação das contingências consideradas perigosas, dado que as outras foram excluídas de início. A informação fornecida pelo último módulo permite implementar, facilmente, medidas de controlo preventivo.

Relativamente, aos resultados da aplicação dos índices de severidade, constatou-se que os índices individuais, na maior parte dos casos, não apresentam entre si uma ordenação coerente, não sendo possível delimitar, nitidamente, as diferentes categorias de classificação das contingências. A utilização de índices de severidade compostos permitiu obviar, parcialmente, estas desvantagens. A selecção e ordenação de contingências, com base em índices, necessita de informação adicional que permita uma definição precisa das diferentes categorias de classificação. Para se atingir este objectivo, poder-se-á utilizar a margem de estabilidade transitória fornecida pelo método híbrido.

Na última secção, mostram-se os resultados da aplicação da metodologia de controlo preventivo desenvolvida. As acções de controlo caracterizam-se por uma permuta estratégica de potência activa entre as máquinas do sistema. O redespacho da potência activa é efectuado através da transferência de potência entre o conjunto das máquinas críticas e o conjunto das restantes máquinas do sistema, sendo o valor da potência a permutar determinado através da variação da margem de estabilidade transitória. O cálculo do acréscimo dos custos económicos, resultantes da implementação das medidas referidas, e a redistribuição das potências pelas diferentes máquinas síncronas do sistema é efectuado através da resolução de um trânsito de potências óptimo. Apesar de se tratar de um processo iterativo, o esforço de cálculo será reduzido, dado que se utilizam todas as potencialidades do método híbrido proposto. Verificou-se que é possível estabilizar várias contingências ao implementar uma das medidas de controlo preventivo sugeridas. Considera-se, no entanto, que as contingências em estudo não ocorrem em simultâneo.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

E PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

7.1 Síntese do trabalho realizado

O trabalho de investigação realizado e descrito nesta tese, conduziu ao desenvolvimento de um novo método híbrido para o estudo e análise da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia.

A importância da estabilidade transitória na condução de um SEE é presentemente um dado adquirido. Actualmente existe uma tendência para explorar os Sistemas Eléctricos de Energia próximo dos seus limites de funcionamento. Com efeito, a introdução de novos conceitos e estratégias económicas no sector eléctrico, nomeadamente a sua desregulamentação, aliados às restrições impostas pelas políticas ambientais têm inviabilizado a expansão das redes eléctricas. Os Sistemas Eléctricos de Energia encontram-se, consequentemente, muito mais vulneráveis, estando expostos a um maior risco de instabilidade, nomeadamente em termos de estabilidade transitória. De facto, quando um SEE funciona próximo dos seus limites, não se consegue garantir que possa atingir um novo ponto de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação, ou mesmo, de uma acção de controlo. Assim, as ferramentas de simulação e análise do comportamento dinâmico das redes eléctricas ganharam especial relevância nos centros de supervisão e controlo, sendo também fundamental que forneçam simultaneamente respostas rápidas e precisas.

O estudo e a análise da estabilidade transitória possibilitam conhecer o comportamento dinâmico de um SEE, após a ocorrência de uma perturbação. Da solução obtida podem ser retiradas conclusões, que permitem, por exemplo, especificar os tempos de eliminação do defeito, os limites máximos de produção ou um conjunto de acções de controlo preventivo, de forma a evitar a perda de sincronismo do sistema. Neste sentido, atendendo à necessidade de reduzir drasticamente os tempos de computação e simultaneamente obter índices que

caracterizem o comportamento dinâmico do sistema, desenvolveu-se um novo método híbrido. Esta formulação utiliza um programa de simulação no domínio do tempo combinado com o critério das áreas iguais.

Com efeito, este método híbrido explora a flexibilidade de modelização dos componentes de um SEE permitida pelos algoritmos de integração numérica no domínio do tempo, bem como a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pela formulação directa utilizada. Apresenta uma excelente eficiência computacional devido principalmente à paragem antecipada do processo de integração das equações que traduzem o comportamento dinâmico do sistema. Para tal, utiliza índices que permitem avaliar a estabilidade do sistema de uma forma objectiva. Após a separação das máquinas síncronas do SEE em dois conjuntos, o das máquinas críticas e o das máquinas não-críticas, o sistema multimáquina é reduzido a uma máquina equivalente ligada a um barramento de potência infinita. A este sistema equivalente pode ser aplicado o critério das áreas iguais e assim obter a margem de estabilidade transitória. A grande vantagem desta transformação, reside na possibilidade de conhecer o comportamento dinâmico de um SEE através de um número restrito de parâmetros.

Ao longo da presente tese foram apresentadas nos diversos capítulos as conclusões correspondentes. Assim, neste ponto serão somente descritos alguns itens que ajudam a estabelecer uma visão global do trabalho desenvolvido.

No Capítulo 1 apresenta-se uma panorâmica geral da análise dos Sistemas Eléctricos de Energia, salientando-se o interesse do estudo da estabilidade transitória.

No Capítulo 2 descreveram-se os modelos matemáticos dos diversos componentes da rede eléctrica assim como do modelo global do sistema. Foi ainda apresentada a modelização das contingências mais relevantes para o estudo da estabilidade transitória do sistema.

No Capítulo 3 apresentou-se o estado da arte referente ao estudo e análise da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia. Começou por se descreverem os métodos de simulação no domínio do tempo, tendo sido mostrados os esquemas de resolução alternado e simultâneo, assim como as técnicas de integração numérica implícita e explícita. Foi ainda apresentado um algoritmo dicotómico para determinar os limites de estabilidade. Apesar de existirem novas metodologias de estudo e análise da estabilidade transitória, os métodos de

integração numérica no domínio do tempo continuam ainda a ser utilizados, nomeadamente para aferir os resultados produzidos por outras formulações. Além disso, são uma ferramenta auxiliar essencial para os métodos não convencionais.

Seguidamente, apresentaram-se os métodos directos de Lyapunov, da função de energia transitória, da superfície limite de energia potencial, do ponto de equilíbrio instável de controlo e das áreas iguais generalizado. Nesta classe de métodos as simulações no domínio do tempo confinam-se ao período de permanência do defeito no sistema, pelo que estas formulações são computacionalmente eficientes. No entanto, os métodos directos são pouco robustos, em situações de operação específicas, particularmente quando o sistema opera na vizinhança dos seus limites de funcionamento.

Posteriormente descreveram-se os métodos híbridos, que combinam as vantagens das formulações directas com as dos algoritmos baseados na integração numérica no domínio do tempo. Foram apresentados dois tipos de métodos híbridos. Uma das formulações utiliza o sistema multimáquina sem qualquer tipo de redução e está associada ao método da função de energia transitória, enquanto a outra utiliza um modelo equivalente do sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita e baseia-se no método das áreas iguais generalizado.

Para além dos métodos determinísticos, foram também apresentadas as técnicas de inteligência artificial, sendo descritas as formulações mais representativas: reconhecimento de padrões, redes neuronais e árvores de decisão. O objectivo fundamental destas metodologias é criar uma base de conhecimentos, que possa ser usada em tempo real, a partir da informação extraída de um conjunto significativo de simulações efectuadas em tempo diferido.

Efectuou-se também, uma análise comparativa dos diferentes métodos expostos, considerando os seguintes critérios: possibilidades de modelização, tipo de informação necessária para a sua implementação, tarefas preparatórias (em tempo diferido), requisitos computacionais em tempo real e tipo de informação fornecida.

No Capítulo 4 foi estabelecido um novo método híbrido para o estudo e análise da estabilidade transitória de um SEE. Esta formulação combina as vantagens dos algoritmos baseados na integração numérica das equações que descrevem o comportamento dinâmico de um sistema com o critério das áreas iguais. Utiliza a flexibilidade de modelização dos componentes da rede eléctrica permitida pelos programas de simulação no domínio do tempo, bem como a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pela formulação directa. O método híbrido desenvolvido utiliza um modelo equivalente do sistema

multimáquina composto por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. A avaliação da estabilidade transitória é efectuada através de índices de detecção de instabilidade ou estabilidade, sendo a integração numérica efectuada durante um curto intervalo de tempo. As margens de estabilidade transitória são calculadas aplicando o critério das áreas iguais a um sistema constituído por uma máquina equivalente, o qual foi obtido por um processo de agregação das máquinas do SEE. A determinação dos limites de estabilidade é feita através de um processo simples de interpolação ou extrapolação.

Foi apresentada uma técnica de ordenação, filtragem e avaliação de contingências baseada nesta formulação híbrida. As contingências foram classificadas em perigosas, potencialmente perigosas e inofensivas.

Apresentou-se ainda, uma metodologia de definição de medidas de controlo preventivo, que combina o método híbrido desenvolvido com um trânsito de potências óptimo. As medidas de controlo preventivo propostas caracterizaram-se por uma permuta estratégica de potência activa entre as máquinas críticas e as restantes máquinas do sistema.

No Capítulo 5 foi descrito o programa computacional TRANsySTEM, que foi desenvolvido para o estudo da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia. Este pacote de programas é modular e utiliza os modelos da rede eléctrica e dos seus diversos componentes descritos no segundo capítulo. As formulações implementadas foram descritas no quarto capítulo.

O Capítulo 6 apresenta a validação dos modelos numéricos estabelecidos, comparando os resultados produzidos pelo método híbrido desenvolvido com as soluções obtidas por outras formulações. Foram estudadas quatro redes de teste, tendo sido simulada a ocorrência de diversas perturbações em diferentes pontos do sistema. Quando se utilizou o modelo clássico, os resultados obtidos foram comparados com as soluções produzidas pelos métodos de integração numérica, das áreas iguais generalizado e com o da superfície limite de energia potencial. Quando se utilizaram modelos pormenorizados para os componentes do sistema a comparação de resultados foi efectuada somente com o método de integração numérica no domínio do tempo. Apresentaram-se também as soluções obtidas com o esquema de filtragem e ordenação de contingências. Por fim foram mostrados os resultados da aplicação da estratégia de controlo preventivo para algumas perturbações previamente definidas.

Finalmente, poder-se-á concluir que o contributo dado por este trabalho ao estudo da estabilidade transitória nos Sistemas de Energia Eléctrica, pode ser sintetizado nos seguintes pontos:

- Foi desenvolvido um novo método híbrido, que apresenta as seguintes características fundamentais:
 - utiliza quer o modelo clássico, quer uma modelização pormenorizada dos componentes do sistema;
 - permite terminar o processo de integração numérica no domínio do tempo, muito antes de atingir o limite temporal inicialmente especificado, utilizando critérios objectivos;
 - avalia a estabilidade transitória tanto em situações de primeira como de múltiplas oscilações;
 - fornece expressões para o cálculo das margens de estabilidade transitória;
 - possibilita a determinação dos limites de estabilidade (tempo crítico de eliminação do defeito e os limites de potência);
 - identifica o conjunto das máquinas críticas do sistema, isto é, as máquinas que conduzem à perda do sincronismo da rede.
- Foi desenvolvida uma ferramenta de selecção, ordenação e classificação de contingências;
- Com base no método híbrido desenvolvido foi definida uma metodologia sistemática e o respectivo algoritmo, para determinar medidas de controlo preventivo. A informação fornecida por esta técnica possibilita assegurar a estabilidade do sistema em face do risco de ocorrência de uma perturbação, caracterizada pela perda de sincronismo de uma ou mais máquinas do sistema relativamente às restantes. Como esta metodologia envolve o redespacho das potências activas, foram tidos em conta critérios económicos.
- Efectuou-se a validação do modelo estabelecido por comparação com outras formulações.
- Aplicou-se, com sucesso, o pacote de programas computacionais desenvolvido, TRANsySTEM, para avaliar a estabilidade transitória de quatro redes de teste, conferindo os resultados produzidos credibilidade para que possa ser usado como uma ferramenta de *software* no estudo e análise do comportamento dinâmico de sistemas de dimensão real.

7.2 Perspectivas de desenvolvimentos futuros

A presente tese abre perspectivas de investigação e desenvolvimento, quer de alguns assuntos nela abordados, quer em temas com ela relacionados. Nos pontos seguintes apresentam-se alguns tópicos considerados interessantes para trabalhos futuros.

O método híbrido desenvolvido permite acomodar facilmente os diferentes modelos matemáticos dos componentes de um SEE. Será, assim, possível incluir novas rotinas no pacote de programas computacionais TRANsySTEM, que tenham em consideração os seguintes factores:

- Efeitos subtransitórios nos modelos das máquinas síncronas

A máquina síncrona foi electricamente representada por três modelos. No modelo mais simples foi representada por uma força electromotriz em série com uma impedância transitória. Nos outros dois modelos foram considerados os efeitos transitórios, num dos casos somente no eixo directo, enquanto no outro, este efeito foi tido em conta em ambos os eixos (directo e em quadratura). Uma modelização mais pormenorizada das máquinas síncronas incluirá os efeitos subtransitórios dos enrolamentos amortecedores quer nas máquinas de rotor liso quer nas de pólos salientes.

- Efeito da saturação magnética nos modelos das máquinas síncronas

É uma tarefa complexa ter em conta o efeito da saturação magnética na modelização das máquinas eléctricas. De entre as dificuldades inerentes a este processo destacam-se: a falta de uniformidade do nível de saturação nos circuitos magnéticos da máquina, a variação do fluxo magnético com a variação do fluxo de fugas e o facto da saturação não apresentar os mesmos valores para os eixos directo e em quadratura, embora no caso das máquinas de rotor cilíndrico esta diferença seja pequena. Por outro lado, como em regime transitório não se conhece o fluxo no entreferro é necessário recorrer à curva de magnetização (B-H) para se poder determinar a força magnetomotriz de saturação e assim representar o seu efeito na corrente do estator. Existem diferentes processos para acomodar o efeito da saturação magnética nos modelos das máquinas síncronas, pelo que, em trabalhos futuros deverá ser empreendida uma análise cuidada das diferentes alternativas de modelização, de forma a seleccionar a mais adequada ao método híbrido desenvolvido.

- Modelização pormenorizada da máquina síncrona através de elementos finitos

Actualmente, a máquina síncrona pode ser modelizada de uma forma ainda mais

detalhada, através do método dos elementos finitos, em vez dos clássicos esquemas circuitais. Em trabalhos futuros poder-se-á modelizar a máquina através da formulação de elementos finitos e para compensar o acréscimo do tempo de computação deste método utilizar técnicas de processamento paralelo ou distribuído.

- Modelização de outros tipos de reguladores automáticos de tensão

O efeito da variação do fluxo magnético no entreferro da máquina e a consequente modificação da força electromotriz que se seguem à ocorrência de um defeito, podem conduzir à melhoria da estabilidade do sistema. No modelo da máquina síncrona foi tido em conta a variação da força electromotriz, causada pela actuação do regulador automático de tensão após a ocorrência de uma perturbação, utilizando-se um dos modelos recomendados pelo IEEE. Em trabalhos futuros outros sistemas de excitação das máquinas síncronas poderão ser modelizados.

- Modelização do regulador de velocidade da turbina

No programa desenvolvido foi considerado que a potência fornecida pela turbina ao alternador se mantinha constante durante o período de estudo da estabilidade transitória. No entanto, a introdução de componentes electrónicos no regulador de velocidade das turbinas das centrais térmicas e hídricas, bem como, o uso de válvulas de actuação rápida, pode conduzir à variação da potência mecânica durante o período de tempo em análise. Por isso, este efeito deverá ser futuramente considerado.

- Efeito dos dispositivos FACTS

O desenvolvimento da electrónica de potência permitiu a introdução de um conjunto de novos equipamentos de controlo nos Sistemas Eléctricos de Energia. Estes dispositivos são genericamente designados por FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). Devido à sua elevada velocidade de actuação e ao sistema de controlo digital associado, podem afectar significativamente o comportamento dinâmico de um SEE. Estes dispositivos têm sido utilizados sobretudo para aumentar a capacidade de transporte das linhas de transmissão de energia eléctrica e para controlar directamente o trânsito de potências em trajectos específicos. Será de esperar uma alteração dos limites de tensão, dos limites térmicos das linhas e dos equipamentos do sistema, bem como dos limites de estabilidade. Assim, deverão efectuar-se estudos que possibilitem avaliar qual o impacto destes novos equipamentos na estabilidade transitória de um SEE.

A introdução de modelos detalhados para os componentes do sistema ou a modelização de novos dispositivos no programa desenvolvido, implicará um aumento do esforço de cálculo, com a consequentemente diminuição da eficiência computacional. Para obviar esta situação será necessário recorrer a técnicas de processamento paralelo. No entanto, o recurso a uma arquitectura paralela implica inevitavelmente a substituição dos algoritmos sequenciais vulgarmente utilizados, que são executados numa única máquina, por algoritmos paralelos.

A utilização do processamento paralelo possibilita a divisão de um determinado problema em diversos subproblemas independentes. Estes são resolvidos por múltiplos processadores, sendo no entanto cada subproblema atribuído a um único processador. A implementação deste método requer que as diferentes partes do problema original sejam processadas seguindo uma certa ordem e que durante a sua implementação exista troca de informação entre os vários processadores, pelo que se utilizam inter-processadores.

A aplicação do processamento paralelo na análise da estabilidade transitória de Sistemas Eléctricos de Energia ainda se encontra numa fase inicial. As abordagens efectuadas centram-se ou na parte matemática do problema (factorização de matrizes e na resolução das equações diferenciais), ou, na subdivisão do sistema em diversas áreas (subsistemas). Neste último caso, cada subsistema é analisado separadamente num intervalo de tempo pré-definido, fixando-se um determinado comportamento para os outros subsistemas nesse mesmo intervalo. A resposta de cada subsistema é utilizada para corrigir os parâmetros fixados anteriormente, seguindo-se novo processamento. Este processo é repetido de forma iterativa até se obter a convergência para cada subsistema no intervalo de tempo considerado. A associação desta técnica ao método híbrido desenvolvido permitirá uma redução substancial do tempo de computação, especialmente na fase de integração numérica do modelo dinâmico do sistema.

A natureza probabilística do comportamento estático e dinâmico dos Sistemas Eléctricos de Energia é uma característica há muito reconhecida. Porém, a avaliação da segurança das redes eléctricas é normalmente efectuada com base em modelos determinísticos. No entanto, à evolução temporal dos diagramas de cargas, às contingências e ao estado das redes adjacentes estão associados factores de incerteza. É ainda de salientar que poderão existir erros introduzidos pelos sistemas de medida, pelos modelos matemáticos utilizados (devido às simplificações adoptadas), bem como, pelo desconhecimento de alguns dos parâmetros da rede. Assim, torna-se pois necessário introduzir uma componente probabilística no estudo e análise da estabilidade transitória.

Os estudos probabilísticos podem ser conduzidos com base nos dados acumulados, resultantes da exploração do sistema ao longo dos anos, ou através da aplicação do método de Monte Carlo. Este método de simulação é essencialmente composto por três fases. Na primeira, são criadas sequências de acontecimentos, que incluem contingências descritas por modelos probabilísticos, e que alteram o estado inicial do sistema. Na segunda fase, são produzidas sequências de eventos que traduzem a resposta do sistema face à perturbação considerada. Finalmente, na terceira parte, é avaliada a estabilidade transitória do sistema com base nas sequências produzidas anteriormente. Esta fase da simulação tem características determinísticas, sendo usualmente aplicados métodos de integração numérica no domínio do tempo. No entanto, estas formulações apresentam elevados tempos de computação, pelo que, a utilização do método híbrido desenvolvido conduzirá a uma maior eficiência computacional, sem afectar a precisão dos resultados e permitindo a utilização de modelos detalhados, para os diferentes componentes da rede eléctrica.

Conhecer com precisão o valor da carga ligada a um determinado barramento é uma tarefa complexa, pois os consumos domésticos e industriais apresentam características muito diferentes, por conseguinte, a modelização das cargas deverá também ser feita através de funções de distribuição probabilística.

A grande quantidade de informação produzida pelo método de Monte Carlo poderá ser analisada através da utilização de técnicas de *Data mining*. Esta ferramenta permite, a partir do conjunto de dados, descobrir informações que estão escondidas e não são evidentes à primeira vista. A sua aplicação ao estudo do comportamento dinâmico de um SEE possibilitará igualmente o estabelecimento de medidas de controlo preventivo e de classificação de contingências. Em síntese, a combinação de modelos probabilísticos com a formulação híbrida desenvolvida, bem como a aplicação de técnicas de *Data mining*, possibilitarão introduzir estratégias inovadoras no projecto, no planeamento e na condução dos Sistemas Eléctricos de Energia.

Finalmente, prevê-se a aplicação das metodologias apresentadas ao estudo e análise da estabilidade transitória em Sistemas Eléctricos de Energia de grande dimensão, o que possibilitará avaliar o seu desempenho face a modos de instabilidade complexos. Prevê-se ainda, a possibilidade de integrar o método híbrido desenvolvido em pacotes de programas computacionais académicos e comerciais.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bergen, A. R., Vittal, V., Power Systems Analysis, Second Edition, New Jersey, USA, Prentice Hall, 2000.
- [2] Tomé Saraiva, J., Pereira Silva, J., Ponce de Leão, T., Mercados de Electricidade, Regulação e Tarificação de Uso das Redes, Porto, FEUP Edições, 2002.
- [3] Hunt, S., Shuttleworth, G., Competition and Choice in Electricity, Chichester, UK, John Wiley & Sons, 1996.
- [4] Morison, K., Wang, L., Kundur, P., Power system security assessment, IEEE Power and Energy Magazine, September/October 2004, pp. 30-39.
- [5] Pavella, M., Dy-Liacco, T. E., Coullon, J.-L., Power System Operation and Control: a new beginning, Montefiore/CCLab Seminar, Institut d'Electricité Montefiore, Université de Liège, Belgium, March 22-25, 1999.
- [6] Vittal, V., Consequence and impact of electric utility industry restructuring on transient stability and small-signal stability analysis, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000, pp. 196-207.
- [7] Balu, N., Bertram, T., Bose, A., *et al.*, On-line power system security analysis, Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 2, February 1992, pp. 262-280.
- [8] Pavella, M., Power system stability and control comparative analysis, Proceedings of the 1997 Conference on Control of Industrial Systems, Belfort, France, May 20-22, 1997, pp. 20-32.
- [9] Mansour, Y., Competition and system stability – the reward and the penalty, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000, pp. 228-234.
- [10] DyLiacco, T. E., The adaptive reliability control system, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, May 1967, pp. 517-531.
- [11] Fink, L. H., Carlsen, K., Operating under stress and strain, IEEE Spectrum, Vol. 15, March 1978, pp. 48-53.
- [12] Sucena Paiva, J. P., Redes de Energia Eléctrica – uma Análise Sistémica, Lisboa, IST Press, 2005.

- [13] Belezinha Carvalho, J. A., O Processamento Distribuído na Estimação de Estado de Sistemas Eléctricos de Energia, Tese de Doutoramento, Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP, 1999.
- [14] Wood, A. J., Wollenberg, B. F., Power Generation Operation and Control, Second Edition, New York, USA, John Wiley & Sons, 1996.
- [15] Barbier, C., Carpentier, L., Saccomanno, F., Tentative classification and terminologies relating to stability problems of power systems, CIGRE Committee 32 (4), Electra No. 56, January 1978, pp. 57-67.
- [16] Kundur, P., Power System Stability and Control, New York, USA, Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, 1994.
- [17] Pavella, M., Murthy, P. G., Transient Stability of Power Systems (Theory and Practice), Chichester, UK, John Wiley & Sons, 1994.
- [18] Dias Pinto, J. A., Developments in Power Systems Stability Programs for Microcomputers. Manchester, UK, Department of Electrical Engineering and Electronics, University of Manchester Institute of Science and Technology UMIST, M. Sc. Dissertation, 1983.
- [19] Maciel Barbosa, F. P., Estabilidade de Sistemas Eléctricos, Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP, 1987.
- [20] Pavella, M., Power system transient stability assessment - traditional vs modern methods, IFAC Journal Control Engineering Practice, Vol. 6, No. 10, November 1998, pp. 1233-1246.
- [21] Anderson, P. M., Fouad, A. A., Power System Control and Stability, New York, USA, Institute of Electrical and Electronics Engineers Press, 1994.
- [22] Pavella, M., From the general Lyapunov stability theory to the particular Single Machine Equivalent (SIME) for transient stability assessment and control of a multimachine power systems, EUROSTAG Users Club Meeting, Moscow, Russia, June 17-20, 1998.
- [23] Pai, M. A., Power System Stability: Analysis by the Direct Method of Lyapunov, Amsterdam, The Netherlands, North-Holland Publishing Company, 1981.
- [24] Fouad, A. A., Vittal, V., Rajagopal, S., *et al.*, Direct transient stability analysis using energy functions application to large power networks, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, No. 1, February 1987, pp. 37-44.
- [25] Athay, T., Sherkat, V. R., Podmore, R., *et al.*, Transient Energy Stability Analysis, Conference on Systems Engineering for Power: Emergency Operating State Control, Section IV, Davos, Switzerland, 30 September-5 October 1979.

- [26] Chiang, H.-D., Wu, F. F., A BCU method for direct analysis of power system transient stability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994.
- [27] Xue, Y., Cutsem, T., Ribbens-Pavella, M., Extended equal area criterion: justifications, generalizations, applications, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 1, February 1988, pp. 44-52.
- [28] Chow, J. H., Kokotovic, P. V., Thomas, R. J. (Editors), Systems and Control Theory for Power Systems, The IMA Volumes in Mathematics and its Applications, Vol. 64, New York, USA, Springer-Verlag, 1995.
- [29] Zhang, Y., Wehenkel, L., Rousseaux, P., Pavella, M., SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection, Electrical Power & Energy Systems, Elsevier Science, Vol. 19, No. 3, 1997, pp. 195-208.
- [30] Xue, Y., Fast analysis of stability using EEAC and simulation technologies, Proceedings of the International Conference on Power System Technology POWERCON'98, Beijing, China, Vol. 1, August 18-21, 1998, pp. 12-16.
- [31] Maria, G. A., Tang, C., Kim, J., Hybrid transient stability analysis, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 2, May 1990, pp. 384-393.
- [32] Pavella, M., Generalized one-machine equivalents in transient stability studies, PES Letters in IEEE Power Engineering Review, Vol. 18, No. 1, January 1998, pp. 50-52.
- [33] Momoh, J. A., El-Hawary, M. E., Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial Intelligence Applications, New York, USA, Marcel Dekker, 2000.
- [34] Peças Lopes, J. A., Maciel Barbosa, F. P., Marques de Sá, J. P., On-line transient stability assessment and enhancement by pattern recognition techniques, Electric Machines and Power Systems Journal, Vol. 15, October 1988, pp. 293-310.
- [35] Sobajic, D. J., Pao, Y.-H., Artificial neural-net based dynamic security assessment for electric power systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 1, February 1989, pp. 220-228.
- [36] Wehenkel, L., Evaluation de la sécurité en temps réel: approche par arbres de décision, Journée d'Etudes SEE-SRBE, Intégration des Techniques de l'Intelligence Artificielle dans la Conduite et la Gestion des Réseaux Electriques, Paris, 25 Mars 1993.
- [37] Wehenkel, L., Automatic Learning Techniques in Power Systems, Massachusetts, USA, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [38] Pavella, M., Wehenkel, L., Electric power system dynamic security assessment, Revue Internationale de Génie Électrique, Vol. 1, No. 1, 1998, pp. 67-98.
- [39] Arrillaga, J., Arnold, C. P., Computer Analysis of Power Systems, Chichester, UK, John Wiley & Sons, 1990.

- [40] Dias Pinto, J. A., Estudo de estabilidade transitória em sistemas eléctricos de energia, *Electricidade*, Vol. 29, No. 207, Janeiro 1985, pp. 34-41.
- [41] Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., Umans, S. D., *Electric Machinery*, Fifth Edition, Singapore, McGraw-Hill International Editions, 1992.
- [42] Kimbark, E. W., *Power System Stability: Elements of Stability Calculations*, Vol. 1, New York, USA, John Wiley & Sons, 1948.
- [43] Machowski, J., Bialek, J. W., Bumby, J. R., *Power System Dynamics and Stability*, Chichester, UK, John Wiley & Sons, 1997.
- [44] Krause, P. C., *Analysis of Electric Machinery*, New York, USA, Institute of Electrical and Electronics Engineers Press, 1995.
- [45] Sauer, P. W., Pai, M. A., *Power System Dynamics and Stability*, New Jersey, USA, Prentice Hall, 1998.
- [46] Dias Pinto, J. A., *Análise Termográfica Assistida por Computador de Dispositivos Electromagnéticos*, Coimbra, Laboratório de CAD/CAE, Departamento de Engenharia Electrotécnica, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Tese de Doutoramento, 1992.
- [47] Silvester, P. P., Ferrari, R. L., *Finite Elements for Electrical Engineers*, London, UK, Cambridge University Press, 1986.
- [48] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Std 421.5-1992, New York, USA, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1992.
- [49] Stevenson, W. D., Grainger, J. J., *Power System Analysis*, Singapore, McGraw-Hill International Editions, 1994.
- [50] Price, W. W., Wirgau, K. A., Murdoch, A., Load modelling for power flow and transient stability computer studies, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 1, February 1988, pp. 180-187.
- [51] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, (Price, W. W., Chairman), Load representation for dynamic performance analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, May 1993, pp. 472-482.
- [52] Peças Lopes, J. A., *Estabilidade Transitória de Sistemas de Produção e Transporte de Energia: Monitorização e Definição de Medidas de Controlo Preventivo em Ambiente de Tempo Real*, Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Tese de Doutoramento, 1988.
- [53] Fouad, A. A., Vittal, V., *Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*, New Jersey, USA, Prentice Hall, 1992.

- [54] Barret, J.-P., Bornard, P., Meyer, B., *Simulation des Réseaux Électriques*, Paris, France, Collection de la Direction des Études et Recherches d'Électricité de France, Editions Eyrolles, 1997.
- [55] Anders, G. J., *Probability Concepts in Electric Power Systems*, New York, USA, John Wiley & Sons, 1990.
- [56] Anderson, P. M., *Analysis of Faulted Power Systems*, New York, USA, Institute of Electrical and Electronics Engineers Press, 1995.
- [57] Kundur, P., Paserba, J., Vitet, S., *et al.*, Overview on definition and classification of power system stability, CIGRE/IEEE PES International Symposium, Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 8-10 Oct. 2003, pp. 1-4.
- [58] Mariesa, C., *Computational Methods for Electric Power Systems*, Boca Raton, Florida, USA, CRC Press, 2003.
- [59] Stott, B., Power system dynamic response calculations, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 67, No. 2, February 1979, pp. 219-241.
- [60] Fidalgo, J. N., *Sistemas Isolados com Produção Eólica – Controlo e Segurança com Redes Neurais*, Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Tese de Doutoramento, 1995.
- [61] Gear, C. W., *Numerical Initial Value Problems in Ordinary Differential Equations*, Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall, 1971.
- [62] Gear, C. W., Simultaneous numerical solution of differential-algebraic equations, *IEEE Trans. CT-18*, pp. 89-95, 1971.
- [63] R. K. Miller and A. N. Michel, *Ordinary Differential Equations*, New York, Academic Press, 1983.
- [64] Athay, T., Podmore, R., Virmani, S., A practical method for the direct analysis of transient stability, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 2, March/April 1979.
- [65] Xue, Y., *et al.*, Extended equal area criterion revisited, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, August 1992, pp. 1012-1022.
- [66] Machado Ferreira, C. M., *Análise da Estabilidade Transitória de um Sistema de Energia Eléctrica - Método das Áreas Iguais Generalizado*, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Dissertação de Mestrado, 1995.
- [67] Pavella, M., Ernst, D., Ruiz-Vega, D., *Transient Stability of Power Systems – A Unified Approach to Assessment and Control*, Boston, USA, Kluwer Academic Publishers, 2000.

- [68] Pai, M. A., Energy Function Analysis for Power System Stability, Boston, USA, Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [69] Xue, Y., Custsem, T., Ribbens-Pavella, M., Real-time analytic sensitivity method for transient security assessment and preventive control, IEE Proceedings Pt. C, Vol. 135, No. 2, March 1988, pp. 107-117.
- [70] Xue, Y., *et al.*, Dynamic extended equal area criterion. Part I. Basic formulation, Proceedings of the Athens Power Tech, NTUA-IEEE/PES Joint International Power Conference, September 5-8, 1993, pp. 889-895.
- [71] Xue, Y., *et al.*, Dynamic extended equal area criterion. Part II. Embedding fast valving and automatic voltage regulation, Proceedings of the Athens PowerTech, NTUA-IEEE/PES Joint International Power Conference, September 5-8, 1993, pp. 896-900.
- [72] Zhang, Y., Rousseaux, P., Wehenkel, L., *et al.*, Hybrid extended equal-area criterion for fast transient stability assessment with detailed power system models, Proceedings of the 2nd IFAC Symposium on Control of Power Plants and Power Systems SIPOWER'95, Cancún, Mexico, December 6-8, 1995, pp. 49-54.
- [73] Zhang, Y., Wehenkel, L., Pavella, M., SIME: A comprehensive approach to fast transient stability assessment, IEE Proceedings of Japan, Vol. 118-B, No. 2, 1998, pp. 127-132.
- [74] Bettiol, A. L., Wehenkel, L., Pavella, M., Generation allocation for transient stability-constrained maximum power transfer, Proceedings of the VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning SEPOPE'98, Salvador, Brazil, May 24-29, 1998, pp. 1-11.
- [75] Djukanovic, M., Sobajic, D. J., Pao, Y.-H., Neural net based determination of generator-shedding requirements in electric power systems, IEE Proceedings Pt. C, Vol. 139, No. 5, September 1992, pp. 427-436.
- [76] Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., Transient stability assessment of an electric power system using the bisection algorithm combined with the dot product criteria, Proceedings of the International Conference on Electrical and Electronics Engineering ELECO'99, Bursa, Turkey, December 1-5, 1999, pp. 329 - 332.
- [77] Zhang, Y., Wehenkel, L., Rousseaux, P., Pavella, M., First- and multi-swing transient stability limits of a longitudinal system using the SIME method, Proceedings of the 8th Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON'96, Vol. 2, Bari, Italy, May 13-16, 1996, pp. 809-815.
- [78] Xue, Y., Yu, Y., Li, J., *et al.*, A new tool for dynamic security assessment of power systems, Proceedings of the IFAC/CIGRE Symposium on Control of Power Systems and Power Plants CPSPP'97, Beijing, China, August 18-21, 1997, pp. 563-568.

- [79] Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., Transient stability analysis of a multimachine power system using a new hybrid formulation, Proceedings of the IASTED International Conference Modelling, Identification and Control, MIC'2001, Vol. I, Innsbruck, Austria, February 19-22, 2001, pp. 102-107.
- [80] Lee, B., Kwon, S., Lee, J., *et al.*, Fast contingency screening for on-line transient stability monitoring of the KEPCO system, Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting, 2001, pp. 314-319.
- [81] Lee, B., Kwon, S., Lee, J., *et al.*, Fast contingency screening for online transient stability monitoring and assessment of the KEPCO system, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 4, July de 2003, pp. 399-404.
- [82] Xue, Y., Ribbens-Pavella, M., Critical-cluster identification in transient stability studies, IEE Proceedings Pt. C, Vol. 140, No. 6, November 1993, pp. 481-489.
- [83] Chiang, H.-D., Chu, C.-C., Cauley, G., Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications, and perspective, Proceedings of the IEEE, Vol. 83, No. 11, November 1995, pp. 1497-1529.
- [84] Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., Identificação do conjunto das máquinas críticas na análise da estabilidade transitória de um sistema de energia eléctrica utilizando um método híbrido, Actas do 9.º Congresso Hispano Luso de Engenharia Electrotécnica, Marbella, Espanha, 30 de Junho, 1 e 2 de Julho de 2005.
- [85] Bettiol, A. L., Ruiz-Vega, D., Ernst, D., *et al.*, Transient stability-constrained optimal power flow, Proceedings of the IEEE Budapest PowerTech, Budapest, Hungary, August 29-September 2, 1999.
- [86] Ruiz-Vega, D., Ernst, D., Bulac, C., *et al.*, Preventive countermeasures for transient stability-constrained of power systems, Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, SEPOPE'2000, Curitiba, Brasil, May 21-26, 2000.
- [87] Kundur, P., Morison, G. K., Wang, L., Techniques for on-line transient stability assessment and control, Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 2000, Vol. 1, Singapore, January 23-27, 2000 ,pp. 46-51.
- [88] Chadalavada, V., Vittal, V., Ejebe, G. C., *et al.*, An on-line contingency filtering scheme for dynamic security assessment, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, No. 1, February 1997, pp. 153-161.
- [89] Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., On-line contingency screening and ranking algorithm for transient stability assessment, Proceedings of the IASTED International Conference on Power and Energy Systems EuroPES'02, Crete, Greece, June 25-28, 2002, CD-ROM.
- [90] Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., Nova metodologia de filtragem e ordenação de contingências para a análise da estabilidade transitória de um sistema de energia eléctrica, Actas do 5.º Encontro Nacional do Colégio de Engenharia

- Electrotécnica, Ordem dos Engenheiros, Porto – Exponor, 4 e 5 de Abril de 2001, pp. 91-96.
- [91] Ruiz-Vega, D., Ernst, D., Machado Ferreira, C. M., *et al.*, A contingency filtering, ranking and assessment technique for on-line transient stability studies, Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT'2000, London, UK, April 4-7, 2000, pp. 459-464.
- [92] Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., On-line security of an electric power system using a transient stability contingency screening and ranking technique, Proceedings of the 11th Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON'02, Communications and Information Technology for Development, Giza, Egypt, May 7-9, 2002, pp. 331-335.
- [93] Brandwajn, V., Kumar, A. B. R., Ipakchi, A., *et al.*, Severity indices for contingency screening in dynamic security assessment, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997, pp. 1136-1142.
- [94] Chan, K. W., Dunn, R. W., Daniels, A. R., *et al.*, On-line dynamic-security contingency screening and ranking, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 2, March, 1997, pp. 132-138.
- [95] Fu, C., Bose, A., Contingency ranking based on severity indices in dynamic security analysis, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999, pp. 980-986.
- [96] Rovnyak, S., Integral square generator angle index for stability assessment, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001, Vol. 3, 28 Jan.-1 Feb. 2001, pp. 1052-1054.
- [97] Rovnyak, S., Integral square generator angle index for stability ranking and control, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005, pp. 926-934.
- [98] Faustino Agreira, C. I., Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., Efficient contingency filtering and ranking algorithm for steady-state security analysis of an electric power system, Proceedings of the 37th Universities Power Engineering Conference, UPEC'02, School of Engineering and Advanced Technology, Staffordshire University, Stafford, United Kingdom, September 9-11, 2002, CD-ROM.
- [99] Oliveira, E. N., Utilização de Índices de Estabilidade Transitória para Redespacho de Geração, Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Brasil, Tese de Doutorado, 2004
- [100] Machado Ferreira, C. M., Dias Pinto, J. A., Maciel Barbosa, F. P., On-line secure-economic preventive control of an electric power system using an hybrid transient stability approach, Proceedings of the 5th International Power Engineering Conference IPEC'2001, Vol. 2, Singapore, May 17-19, 2001, pp. 377-382.
- [101] Ruiz-Vega, D., Bettiol, A. L., Ernst, D., *et al.*, Transient stability-constrained generation rescheduling, Bulk Power Systems Dynamics and Control IV - Restructuring, Santorini, Greece, August 24-28, 1998, pp. 105-115.

- [102] Alsaç, O., Bright, J., Prais, M, Stott, B., Further developments in LP-based optimal power flow, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, August 1990, pp. 697-711.
- [103] Chapman, S. J., Fortran 90/95 for Scientist and Engineers, Boston, USA, McGraw-Hill, 1998.
- [104] Bush, B. M., RealWin – Do Windows with Fortran – Reference Manual, Auburn, USA, Indowsay Software, 2000.
- [105] The MathWorks, MATLAB Software Package, Reference Manual, version 6.5, 2002.
- [106] Zimmerman, R. D., Murillo-Sánchez, C. E., Gan, D., MATPOWER – A MATLAB Power System Simulation Package, versão 3.0, Power Systems Engineering Research Center, PSERC, School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca, NY, USA, 2005, programa e manual disponíveis em <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [107] IEEE Working Group on a Common Format for the Exchange of Solved Load Flow Data, Common Format for Exchange of Solved Load, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, No. 6, November/December 1973, pp. 1916-1925.
- [108] Powertech Labs, Power Systems Analysis Package (PSAPAC), version 5.0, Reference Manual, 1999.
- [109] CAI, TRANSMISSION 2000 Software Package, Reference Manual, 1999.
- [110] Xue, Y., Extended equal area criterion: a new method for transient stability assessment and preventive control of power systems, Faculté des Sciences Appliquées, Université de Liège, Bélgica, Tese de Doutorado, 1988.
- [111] Vittal, V., (Chairman), IEEE Stability Test Systems Task Force, Transient stability test systems for direct stability methods, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, February 1992, pp. 37-43.
- [112] Xue, Y., Practically negative effects of emergency controls, Proceedings of the IFAC/CIGRE Symposium on Control of Power Systems and Power Plants CPSPP'97, Beijing, China, August 18-21, 1997, pp. 609-614.

ANEXO I

MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

Um sistema de equações não lineares pode ser resolvido utilizando o método de Newton-Raphson [49]. Considere-se o seguinte sistema de n equações não lineares a n variáveis:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \tag{AI.1}$$

ou em notação matricial

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \tag{AI.2}$$

com

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} f_1 & f_2 & \cdots & f_n \end{bmatrix}^T \tag{AI.3}$$

e

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 & \cdots & x_n \end{bmatrix}^T \tag{AI.4}$$

Efectuando-se o desenvolvimento em série de Taylor da equação (AI.2) em torno de um valor arbitrário inicial e desprezando-se os termos de ordem superior à primeira obtém-se:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(p)}) = -\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(p)})\Delta\mathbf{x}^{(p)} \tag{AI.5}$$

donde

$$\Delta\mathbf{x}^{(p)} = -\left[\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(p)})\right]^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(p)}) \tag{AI.6}$$

sendo

$\mathbf{J}$ – matriz Jacobiana

Assim, valor das variáveis independentes é calculado iterativamente, utilizando-se a expressão de recorrência:

$$\mathbf{x}^{(p+1)} = \mathbf{x}^{(p)} + \Delta \mathbf{x}^{(p)} \quad (\text{AI.7})$$

Para a aplicação do método de Newton-Raphson ao estudo do trânsito de potências de um Sistema Eléctrico de Energia é necessário que as equações que definem o problema sejam escritas sob a forma $\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ e que se determine a matriz de admitâncias nodais do sistema. Os diferentes elementos desta matriz são determinados através das expressões:

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq k}}^{n_r} y_{ik} \quad (\text{AI.8})$$

$$Y_{ik} = Y_{ki} = -y_{ik} \quad (\text{AI.9})$$

onde

Y_{ii} – admitância própria do barramento i

Y_{ik} – admitância mútua entre os barramentos i e k

$$Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} \quad (\text{AI.10})$$

sendo

G_{ik} , B_{ik} – condutância e susceptância entre os barramentos i e k

A formulação comumente utilizada é estabelecida para os desvios de potência e em coordenadas polares. As equações resultantes para os desvios de potência para um determinado barramento i são dadas por:

$$\Delta P_i = P_i^{\text{sp}} - V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (\text{AI.11})$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{\text{sp}} - V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (\text{AI.12})$$

com

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k \quad (\text{AI.13})$$

sendo

P_i^{sp} , Q_i^{sp} – potências activa e reactiva especificadas

V_i , θ_i – módulo e argumento da tensão

Aplicando a equação matricial (AI.6) à presente formulação tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix}^{(p)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & V_1 \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & V_n \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & V_1 \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & V_n \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \hline \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & V_1 \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & V_n \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & V_1 \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & V_n \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}^{(p)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \hline \Delta V_1/V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n/V_n \end{bmatrix}^{(p)} \quad (\text{AI.14})$$

ou de outra forma

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V}/\mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (\text{AI.15})$$

com

- $\Delta \boldsymbol{\theta}$ – vector dos desvios angulares das tensões nodais
- $\Delta \mathbf{V}/\mathbf{V}$ – vector dos desvios relativos dos módulos das tensões nodais
- $\Delta \mathbf{P}$ – vector dos desvios das potências activas
- $\Delta \mathbf{Q}$ – vector dos desvios das potências reactivas

Assim, as variações dos módulos e dos argumentos das tensões dos diferentes barramentos do sistema são obtidas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V}/\mathbf{V} \end{bmatrix} = -\mathbf{J}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (\text{AI.16})$$

Os elementos das submatrizes $\mathbf{H}$, $\mathbf{N}$, $\mathbf{M}$ e $\mathbf{L}$ da matriz Jacobiana obtêm-se através das expressões:

– para $i \neq k$

$$H_{ik} = L_{ik} = V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (\text{AI.17})$$

$$N_{ik} = -M_{ik} = V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (\text{AI.18})$$

– para $i=k$

$$H_{ii} = -V_i^2 B_{ii} - Q_i \quad (\text{AI.19})$$

$$M_{ii} = -V_i^2 G_{ii} + P_i \quad (\text{AI.20})$$

$$N_{ii} = V_i^2 G_{ii} + P_i \quad (\text{AI.21})$$

$$L_{ii} = -V_i^2 B_{ii} + Q_i \quad (\text{AI.22})$$

Para o número de linhas e colunas da equação matricial (AI.15) não é tido em conta o barramento de referência. Os barramentos do tipo PV contribuem com uma equação, enquanto que, os barramentos do tipo PQ contribuem com duas. Na figura AI.1, é apresentado o fluxograma correspondente a este método iterativo. O critério de convergência adoptado requer que $\Delta P_i < \varepsilon$, para todos os barramentos PV e PQ, e que $\Delta Q_i < \varepsilon$, para todos os barramentos PQ, estando ε , normalmente, compreendido entre 0.1 e 10 [MW/MVAr].

Após a convergência do processo de cálculo, as potências injectadas nos barramentos do sistema são determinadas através das expressões:

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^{n+1} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (\text{AI.23})$$

$$Q_i = V_i \sum_{k=1}^{n+1} V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (\text{AI.24})$$

Os valores das potências que circulam nos ramos da rede eléctrica são cálculos com base nas expressões :

$$P_{ik} = -V_i^2 a_{ik} G_{ik} + V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (\text{AI.25})$$

$$Q_{ik} = V_i^2 (a_{ik} B_{ik} - y_{ik0}) + V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (\text{AI.26})$$

com

a_{ik} – razão de transformação

y_{ik0} – metade da susceptância, em derivação, da linha $i - k$

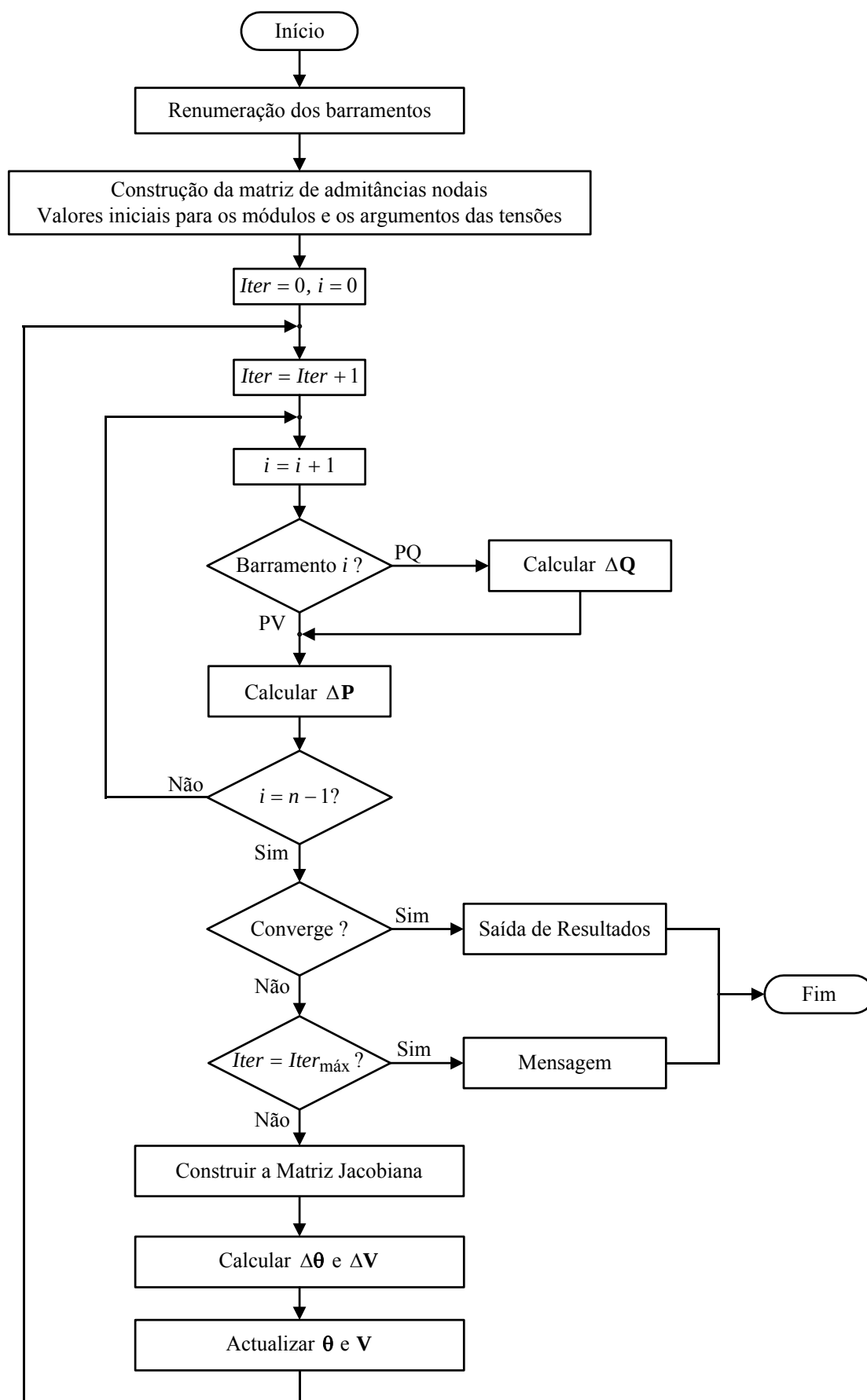


Figura AI.1 – Fluxograma do método de Newton-Raphson

ANEXO II

CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS

O critério das áreas iguais é um método gráfico que permite a avaliação da estabilidade transitória de um Sistema Eléctrico de Energia de uma forma simples e expedita. Este método foi desenvolvido e divulgado nos finais dos anos trinta do século passado e a sua origem não é conhecida com exactidão [67]. A maioria das referências a este critério aparecem frequentemente em livros, os quais se encontram entres os primeiros a desenvolvê-lo e a divulgá-lo [42], principalmente na avaliação da estabilidade transitória de uma máquina síncrona ligada a um barramento de potência infinita ou a um sistema constituído por duas máquinas.

Uma das características mais interessantes do critério das áreas iguais, é que o seu uso elimina a necessidade de determinar as curvas de oscilação que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, o que permite uma redução considerável do esforço de cálculo envolvido nos estudos da estabilidade transitória, mesmo se, no seu enunciado original sejam consideradas grandes simplificações em relação à modelização dos diversos componentes de um SEE. O sistema é modelizado através do modelo clássico considerando as simplificações :

- as máquinas síncronas são representadas através de uma fonte de tensão constante atrás da reactância transitória de eixo directo,
- as máquinas síncronas têm uma potência mecânica constante e o efeito do amortecimento é desprezado,
- as cargas são representadas por uma impedância constante.

Mais tarde foi demonstrado, nas diferentes aplicações e extensões do critério, que acabaram por dar origem aos diferentes métodos híbridos, que as simplificações não eram absolutamente necessárias, para que o critério se mantivesse válido [73]. As simplificações a considerar são equivalentes às adoptadas ao nível dos métodos de integração numérica no domínio do tempo. Assim, é possível aplicar o critério para avaliar fenómenos de estabilidade

mais complexos, tais como a perda da estabilidade após múltiplas oscilações ou através de oscilações em sentido inverso, que ocorram em sistemas de grande dimensão.

O critério das áreas iguais assenta em conceitos energéticos e é uma ferramenta eficaz para o cálculo das margens e dos limites de estabilidade, e na análise da influência de vários parâmetros na estabilidade transitória do sistema. É também muito útil para explicar as medidas de controlo preventivo e de emergência a adoptar pela indústria, para melhorar a estabilidade, em geral, para permitir um conhecimento mais completo dos fenómenos físicos envolvidos [112].

O critério da igualdade das áreas permite estudar e analisar a estabilidade transitória de um sistema constituído por duas máquinas síncronas ou por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita. A equação de oscilação de uma máquina síncrona, desprezando a acção dos binários amortecedores, é dada por [19]:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (\text{AII.1})$$

sendo

H – constante de inércia

ω_0 – velocidade angular síncrona

δ – ângulo rotórico

t – tempo

P_m – potência mecânica

P_e – potência eléctrica

P_a – potência de aceleração

A potência eléctrica associada a uma máquina síncrona ligada a um barramento de potência infinita é dada por:

$$P_e = E_1^2 Y_{11} \cos \theta_{11} + E_1 V_\infty Y_{12} \cos(\delta - \theta_{12}) \quad (\text{AII.2})$$

onde

E_1 – força electromotriz em série com a reactância transitória de eixo directo

Y_{11} – módulo da admitância própria do nó interno da máquina síncrona

θ_{11} – argumento da admitância própria do nó interno da máquina síncrona

Y_{12} – módulo da admitância mútua entre o nó interno da máquina síncrona e o barramento de potência infinita

θ_{12} – argumento da admitância mútua entre o nó interno da máquina síncrona e o barramento de potência infinita

V_∞ – módulo da tensão do barramento de potência infinita

Multiplicando-se ambos os membros da equação (AII.1) por $\frac{\omega_0}{H} \frac{d\delta}{dt}$, obtém-se:

$$2 \frac{d^2 \delta}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = P_a \frac{\omega_0}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{AII.3})$$

ou ainda

$$\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \left(\frac{\omega_0}{H} P_a \right) \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{AII.4})$$

Manipulando, matematicamente, a equação(AII.4), obtém-se:

$$d \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \left(\frac{\omega_0}{H} P_a \right) d\delta \quad (\text{AII.5})$$

Integrando a equação (AII.5) entre os ângulos de equilíbrio estável, correspondente à situação pré-defeito δ_0 , e um determinado δ , ter-se-á:

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{\omega_0}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (\text{AII.6})$$

donde

$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\frac{\omega_0}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} = \omega - \omega_0 \quad (\text{AII.7})$$

O ângulo δ_0 corresponde ao ângulo rotórico, quando a máquina está a funcionar em sincronismo, antes da perturbação ocorrer, momento em que $d\delta/dt = 0$. O ângulo deixará de oscilar e o alternador ficará novamente a funcionar em regime de sincronismo, após a perturbação, quando $d\delta/dt = 0$. Assim, para que o sistema seja estável é condição necessária e suficiente que:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} P_a d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{AII.8})$$

Na figura AII.1, encontra-se a representação gráfica do critério das áreas iguais. O integral da equação (AII.8) corresponde a duas energias, sendo uma de aceleração e a outra de

desaceleração. O sistema permaneça estável, se após a ocorrência de uma perturbação, a área de desaceleração compensar a área de aceleração, isto é, as áreas têm de ser iguais. Fisicamente, o critério exprime que o rotor deve ser capaz de devolver ao sistema toda a energia absorvida da turbina durante o período de aceleração.

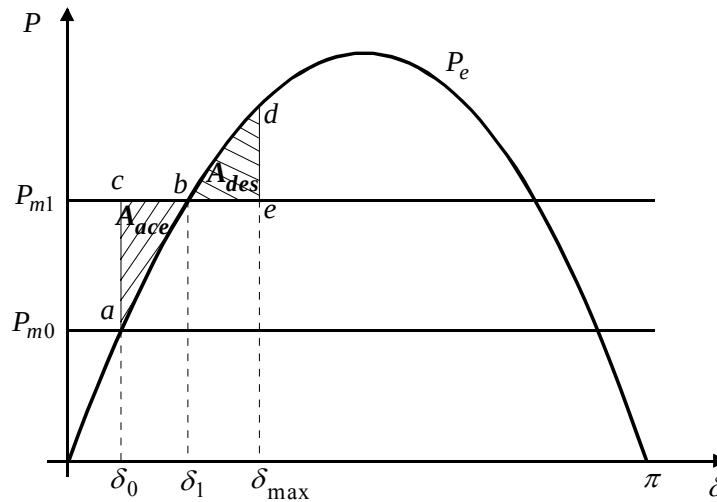


Figura AII.1 – Representação gráfica do critério das áreas iguais

Na representação gráfica do critério das áreas iguais, tem-se:

A_{ace} –  rea de aceleração

A_{des} –  rea de desaceleração

δ_0 –  ngulo que caracteriza a situação de pr -defeito

δ_{max} –  ngulo máximo

A situação representada na figura AII.1 corresponde a um aumento súbito da potência mecânica fornecida pela turbina. A partir do ponto de equilíbrio estável, em que $P_{m0} = P_e(\delta_0)$, a potência mecânica atinge P_{m1} , valor ao qual está associado o  ngulo δ_1 . Se o sistema for instável δ crescer  indefinidamente com o tempo e a máquina perde o sincronismo. Por outro lado, se o sistema for estável δ oscilará com oscilações amortecidas, não sinusoidais, devido à existência de amortecimento (não incluído na equação de oscilação). A variação da potência mecânica origina um regime transitório, durante o qual δ aumenta até se atingir δ_{max} , que se determina através da igualdade das áreas.

Quando ocorre um defeito aos terminais do alternador, ou numa das linhas que interligam o barramento de produção com o sistema, a potência fornecida pela máquina síncrona fica enormemente reduzida, podendo inclusivamente ser nula, uma vez que o alternador passa a alimentar um circuito predominantemente indutivo. No entanto, a potência mecânica que a

turbina continua a fornecer ao alternador, não sofre uma redução apreciável nos primeiros instantes que se seguem ao aparecimento do defeito, devido à inércia do sistema de regulação. O rotor tenderá então a acelerar armazenando assim, sob a forma de energia cinética, o excesso de energia. Mantendo-se o defeito por um tempo suficientemente longo, o ângulo rotórico aumentará até que ocorra a perda de sincronismo. Assim, o tempo de eliminação do defeito e o tipo de protecção adoptada são extremamente importantes para a determinação da estabilidade ou instabilidade do sistema após a ocorrência de uma determinada perturbação [18].

No estudo de um sistema constituído por um alternador ligado a um barramento de potência infinita através de duas linhas de transmissão em paralelo é possível determinar o ângulo crítico através do critério das áreas iguais. Este ângulo corresponde ao tempo limite de actuação da aparelhagem de protecção sem que ocorra a perda do sincronismo. Supondo que o defeito ocorre no ponto médio de uma das linhas, o ângulo crítico obtém-se através da resolução da equação (AII.11), que resulta da igualdade das áreas de aceleração e de desaceleração representadas na figura AII.2:

$$A_{ace} = \int_{\delta_o}^{\delta_{cr}} [P_m - P_{eD}(\delta)] d\delta \quad (\text{AII.9})$$

$$A_{des} = \int_{\delta_{cr}}^{(\pi - \delta_p)} [P_{eP}(\delta) - P_m] d\delta \quad (\text{AII.10})$$

$$\int_{\delta_o}^{\delta_{cr}} [P_m - P_{eD}(\delta)] d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{(\pi - \delta_p)} [P_{eP}(\delta) - P_m] d\delta \quad (\text{AII.11})$$

com

δ_p – ângulo correspondente ao ponto de equilíbrio estável no período de pós-defeito

δ_{cr} – ângulo crítico

P_{eD} – potência eléctrica no período de defeito

P_{eP} – potência eléctrica no período pós-defeito

Atendendo a que $\delta_{\max} = \pi - \delta_p$ e substituindo as expressões da potência eléctrica na equação (AII.11), obtém-se:

$$P_m(\delta_{cr} - \delta_o) - \int_{\delta_o}^{\delta_{cr}} P_{eD\max} \sin\delta d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{\max}} P_{eP\max} \sin\delta d\delta - P_m(\delta_{\max} - \delta_{cr}) \quad (\text{AII.12})$$

Assim, o ângulo crítico é dado por:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1} \left[\frac{P_m (\delta_{\max} - \delta_0) + P_{eP\max} \cos \delta_{\max} - P_{eD\max} \cos \delta_0}{P_{eP\max} - P_{eD\max}} \right] \quad (\text{AII.13})$$

No caso da potência de aceleração ser constante durante o período de defeito,   possível determinar o valor exacto do tempo crítico de actuação das protecções a partir de δ_{cr} [1]:

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{2H}{\pi f_0 P_m}} (\delta_{cr} - \delta_0) \quad (\text{AII.14})$$

Quando a potência de aceleração não é constante, o tempo crítico é obtido através da integração numérica das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, mantendo-se as condições de defeito até se encontrar o tempo correspondente ao valor de δ_{cr} .

A figura AII.2, corresponde à ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico numa das linhas em paralelo, que interligam o alternador ao barramento de potência infinita. A curva da potência eléctrica relativa ao período pré-defeito é representada P_{eO} .

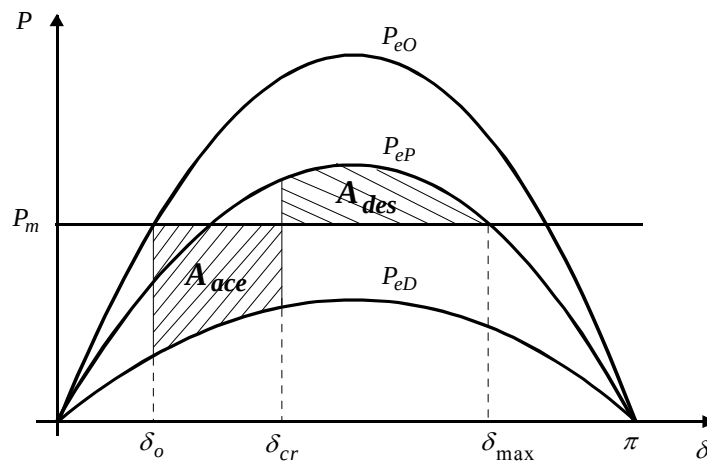


Figura AII.2 – Representação gráfica do critério das áreas iguais para o cálculo do ângulo crítico

No caso de um gerador estar ligado a um sistema caracterizado por apresentar uma potência de curto-circuito finita, a rede pode ser representada através de uma máquina equivalente [12]. Num sistema composto por duas máquinas   possível determinar uma equação de oscilação, formalmente análoga ao caso em que se tem somente um alternador, e aplicar o critério das áreas iguais para os diversos tipos de perturbações.

As equações de oscilação das duas máquinas são dadas por:

$$\frac{2H_1}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} + D_1 \frac{d\delta_1}{dt} = P_{m1} - P_{e1} \quad (\text{AII.15})$$

$$\frac{2H_2}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} + D_2 \frac{d\delta_2}{dt} = P_{m2} - P_{e2} \quad (\text{AII.16})$$

Os ângulos δ_1 e δ_2 são definidos relativamente à mesma referência síncrona. Considerando que $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ e que o amortecimento é uniforme é possível reduzir as equações (AII.15) e (AII.16) a uma única equação de oscilação:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} + D \frac{d\delta_{12}}{dt} = P_m - P_e \quad (\text{AII.17})$$

sendo

$$H = \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \quad \text{e} \quad D = \frac{D_1 H_2}{H_1 + H_2} \quad (\text{AII.18})$$

$$P_m = \frac{H_2 P_{m1} - H_1 P_{m2}}{H_1 + H_2} \quad (\text{AII.19})$$

$$P_e = \frac{H_2 P_{e1} - H_1 P_{e2}}{H_1 + H_2} \quad (\text{AII.20})$$

com

$$P_{e1} = E_1^2 Y_{11} \cos \theta_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \theta_{12}) \quad (\text{AII.21})$$

$$P_{e2} = E_2^2 Y_{22} \cos \theta_{22} + E_2 E_1 Y_{21} \cos(\delta_2 - \delta_1 - \theta_{21}) \quad (\text{AII.22})$$

Atendendo a que a potência de aceleração é dada por $P_a = P_m - P_e$, vem:

$$P_a = \frac{H_2 P_{a1} - H_1 P_{a2}}{H_1 + H_2} \quad (\text{AII.23})$$

O ângulo correspondente ao período pré-defeito é dado por:

$$\delta_{12}^o = \delta_1^o - \delta_2^o \quad (\text{AII.24})$$

Após a ocorrência de uma perturbação, o sistema composto pelas duas máquinas permanecerá estável, segundo o critério das áreas iguais, se se verificar a seguinte condição:

$$\int_{\delta_{12}^o}^{\delta_{12}} (H_2 P_{a1} - H_1 P_{a2}) d\delta_{12} = 0 \quad (\text{AII.25})$$

Demonstra-se que, no caso de um sistema formado por uma máquina síncrona ligada a um barramento de potência infinita, o critério das áreas iguais coincide com o método de Lyapunov [23]. Uma função de energia é sempre estabelecida para o período pós-defeito, sendo a equação de oscilação correspondente a este período dada por:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt} = P_m - P_{eP_{\max}} \sin \delta \quad (\text{AII.26})$$

O segundo membro da equação (AII.26) pode ser representado através de

$$M \frac{d^2 \delta}{dt} = - \frac{\partial V_{PE}}{\partial \delta} \quad (\text{AII.27})$$

com

$$V_{PE}(\delta) = -P_m \delta - P_{eP_{\max}} \cos \delta \quad (\text{AII.28})$$

multiplicando ambos os membros da equação (AII.28) por $d\delta/dt$, obtém-se:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{M}{2} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 + V_{PE}(\delta) \right] = 0 \quad (\text{AII.29})$$

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{1}{2} M \omega^2 + V_{PE}(\delta) \right] = 0 \quad (\text{AII.30})$$

Considerando a equação (AII.30) verifica-se que $V(\delta, \omega)$ é constante e que a função de energia transitória é dada por:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2} M \omega^2 + V_{PE}(\delta) \quad (\text{AII.31})$$

O ponto de equilíbrio estável é obtido quando $0 = P_m - P_{eP_{\max}} \sin \delta$, donde $\delta^s = \sin^{-1}(P_m/P_{eP_{\max}})$. Este ponto de equilíbrio é rodeado por dois pontos de equilíbrio

instável $\delta^u = \pi - \delta^s$ e $\hat{\delta}^u = -\pi - \delta^s$. Se se efectuar uma mudança de coordenadas, de maneira a que $V_{PE} = 0$ quando $\delta = \delta^s$, a equação (AII.31) pode ser escrita da seguinte forma:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2} M \omega^2 - P_m (\delta - \delta^s) - P_{eP_{\max}} (\cos \delta - \cos \delta^s) \quad (\text{AII.32})$$

ou de outra forma

$$V(\delta, \omega) = V_{KE} + V_{PE}(\delta, \delta^s) \quad (\text{AII.33})$$

sendo

$$V_{KE} = \frac{1}{2} M \omega^2 \quad (\text{AII.34})$$

$$V_{EP}(\delta, \delta^s) = -P_m (\delta - \delta^s) - P_{eP_{\max}} (\cos \delta - \cos \delta^s) \quad (\text{AII.35})$$

Analisando a equação (AII.30), verifica-se que $V(\delta, \omega)$ representa uma constante, designada genericamente por E , que traduz a soma da energia cinética, V_{KE} , com a energia potencial, V_{EP} . O valor de E mantém-se constante após a eliminação do defeito, dado que o sistema é conservativo.

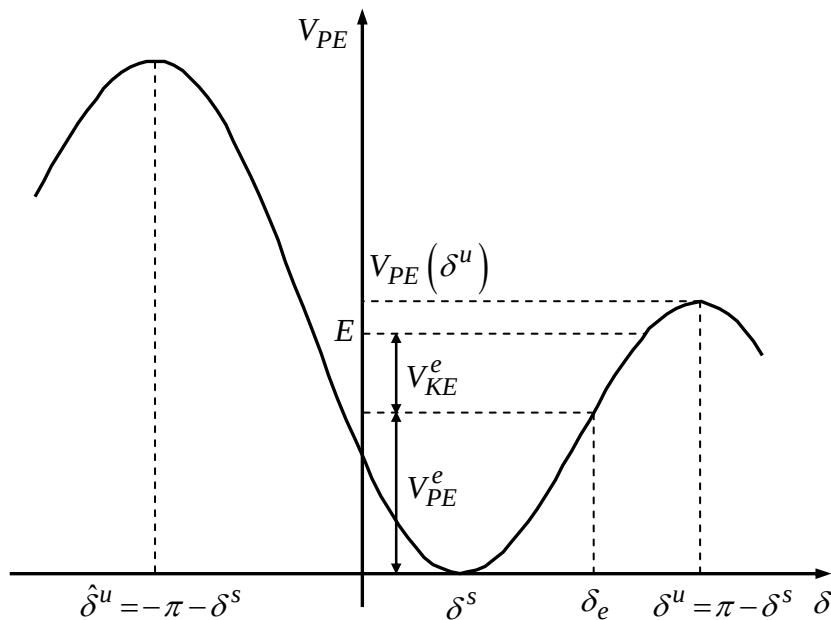


Figura AII.3 – Evolução da energia potencial

O valor de $V(\delta, \omega)$ é determinado em $t = t_e$, a partir da trajectória de defeito, e representa a energia total, E , presente no sistema no momento em que a perturbação é

eliminada. A energia cinética é sempre positiva e é dada pela diferença entre E e $V_{PE}(\delta, \delta^S)$. Esta relação encontra-se representada na figura AII.3 [45].

No ponto de equilíbrio estável, tanto V_{KE} como V_{PE} são nulas, dado que neste ponto $\omega = 0$ e $\delta = \delta^S$. Supondo que no fim do período de defeito, o ângulo rotórico é dado por $\delta = \delta_e$ e a velocidade angular por $\omega = \omega_e$, então:

$$V_e(\delta_e, \omega_e) = \frac{1}{2} M \omega_e^2 - P_m(\delta_e - \delta^S) - P_{eP\max}(\cos \delta_e - \cos \delta^S) \quad (\text{AII.36})$$

ou de outra forma

$$V_e(\delta_e, \omega_e) = V_{KE}^e + V_{PE}^e \quad (\text{AII.37})$$

A energia potencial é nula em $\delta = \delta^S$ e apresenta um máximo relativo em $\delta = \delta^u$ e $\delta = \hat{\delta}^u$.

$$V_{PE}(\delta^u) = -P_m(\pi - 2\delta^S) + 2P_{eP\max} \cos \delta^S \quad (\text{AII.38})$$

A estabilidade é determinada pela capacidade do sistema, no período pós-defeito, absorver o excesso de energia cinética, isto é, o sistema será estável quando:

$$V_{PE}(\delta^u) - V_{PE}^e > V_{KE}^e \quad (\text{AII.39})$$

No ponto (a), com base na trajectória do sistema no período de defeito, tanto o valor de δ_e como o de ω_e são conhecidos, sendo possível determinar $V(\delta_e, \omega_e) = E$. Se $E < V_{EP}(\delta^u)$, e atendendo a que o sistema é conservativo, o sistema irá acelerar do ponto (a) até ao ponto (b) e de seguida começa a desacelerar. Se pelo contrário, $E > V_{EP}(\delta^u)$, o sistema no período pós-defeito irá acelerar e ultrapassar o ponto δ^u , e o sistema será instável. Este ponto de equilíbrio instável é do tipo sela, sendo caracterizado pelo facto do sistema linearizado apresentar um valor próprio no semi-plano direito. Se o sistema desacelerar no período $t > 0$, o sistema será instável se $E > V_{EP}(\hat{\delta}^u)$. Os pontos δ^u e $\hat{\delta}^u$ constituem a dimensão zero da superfície limite de energia potencial para um sistema formado por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita.

No caso do critério das áreas iguais, um sistema é classificado como estável quando $A_1 < A_2$, isto é, quando a área de desaceleração for superior à área de aceleração. Na figura AII.4, para além das áreas já referidas, encontra-se assinalada uma terceira área designada por A_3 .

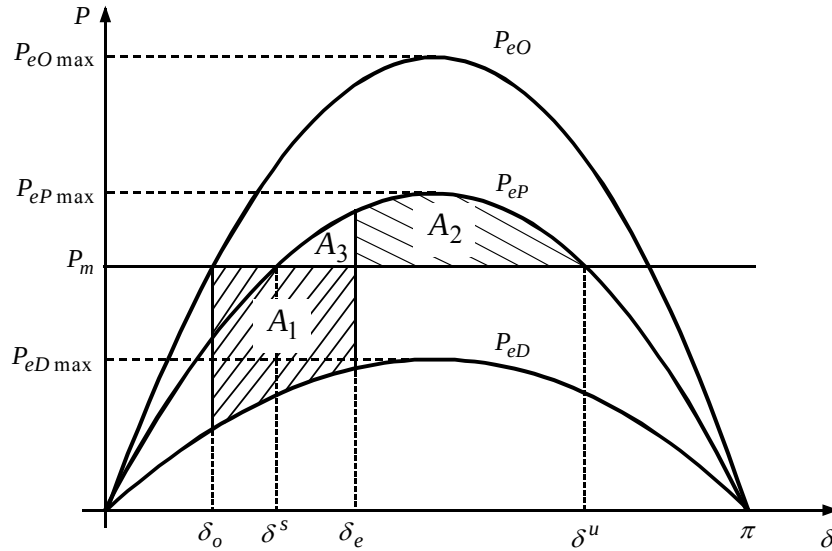


Figura AII.4 – Representação gráfica do critério das áreas iguais

A equação de oscilação para os períodos de defeito e pós-defeito é dada por:

Durante o período de defeito	No período pós-defeito
$M \frac{d^2 \delta}{dt} = P_m - P_{eD \max} \sin \delta$	$M \frac{d^2 \delta}{dt} = P_m - P_{eP \max} \sin \delta$
$P_{eD \max} = \frac{E_1 E_2}{X_D}$	$P_{eP \max} = \frac{E_1 E_2}{X_P}$

A área de aceleração pode ser determinada através da expressão:

$$A_1 = \int_{\delta_o}^{\delta_e} (P_m - P_{eD \max} \sin \delta) d\delta \quad (\text{AII.40})$$

ou ainda

$$A_1 = \int_{\delta_o}^{\delta_e} M \frac{d\omega}{dt} d\delta \quad (\text{AII.41})$$

Atendendo a que $d\delta/dt = \omega$, a equação (AII.41) pode ser escrita da seguinte forma:

$$A_1 = \int_{\delta_o}^{\delta_e} M \frac{d\omega}{dt} \omega dt \quad (\text{AII.42})$$

ou de outra forma

$$A_1 = \int_0^{\omega_e} M \omega d\omega \quad (\text{AII.43})$$

donde

$$A_1 = \frac{1}{2} M \omega_e^2 \quad (\text{AII.44})$$

Assim, verifica-se que área A_1 corresponde à energia cinética injectada no sistema devido ao defeito. A área A_2 é dada pode ser determinada através do integral:

$$A_2 = \int_{\delta_e}^{\delta^u} (P_{eP_{\max}} \sin \delta - P_m) d\delta \quad (\text{AII.45})$$

ou ainda

$$A_2 = -P_{eP_{\max}} (\cos \delta^u - \cos \delta_e) - P_m (\delta^u - \delta_e) \quad (\text{AII.46})$$

Comparando a expressão (AII.46) com as expressões (AII.36) e (AII.38) verifica-se que área A_2 pode ser obtida através da seguinte relação:

$$A_2 = V_{PE} (\delta^u) - V_{PE} (\delta_e) \quad (\text{AII.47})$$

A área A_3 pode ser calculada através do integral definido por:

$$A_3 = \int_{\delta^s}^{\delta_e} (P_{eP_{\max}} \sin \delta - P_m) d\delta \quad (\text{AII.48})$$

ou ainda

$$A_3 = -P_m (\delta_e - \delta^s) - P_{eP_{\max}} (\cos \delta_e - \cos \delta^s) \quad (\text{AII.49})$$

Somando a área de aceleração com a área A_3 , obtém-se:

$$A_1 + A_3 = \frac{1}{2} M \omega^2 - P_m (\delta - \delta^s) - P_{eP_{\max}} (\cos \delta - \cos \delta^s) \quad (\text{AII.50})$$

Comparando a expressão (AII.50) com a equação (AII.32) verifica-se que $A_1 + A_3 = V(\delta, \omega)$. Por outro lado, somando a área de desaceleração com a área A_3 , obtém-se:

$$A_2 + A_3 = \int_{\delta^s}^{\delta^u} (P_{eP_{\max}} \sin \delta - P_m) d\delta \quad (\text{AII.51})$$

ou ainda

$$A_2 + A_3 = 2 P_{eP_{\max}} \cos \delta^s - P_m (\pi - 2 \delta^s) \quad (\text{AII.52})$$

Comparando a expressão (AII.52) com a equação (AII.38) verifica-se que $A_2 + A_3 = V_{PE}(\delta^u)$. Atendendo a que $V_{PE}(\delta^u)$ representa o valor crítico da função de energia, V_{cr} , para que um sistema seja estável é necessário que se verifique a seguinte condição:

$$V(\delta, \omega) < V_{cr} \quad (\text{AII.53})$$

Substituindo as expressões para as áreas em (AII.53), obtém-se:

$$A_1 + A_3 < A_2 + A_3 \quad (\text{AII.54})$$

A desigualdade (AII.54) traduz a condição de estabilidade enunciada pelo critério das áreas iguais. Assim, ficou demonstrado que, no caso de uma máquina ligada a um barramento de potência infinita o critério das áreas iguais coincide com o método da função de energia.

ANEXO III

DADOS DAS REDES DE TESTE

Neste anexo são apresentadas as redes de teste que foram utilizadas para aferir os modelos numéricos estabelecidos. Para cada um dos sistemas de teste são apresentadas as características dos componentes, os resultados do trânsito de potências obtidos com o método de Newton-Raphson, bem como a respectiva configuração topológica. Em todos os casos a potência de base considerada foi de 100 MVA.

AIII.1 Rede de teste da CIGRE

O Sistema Eléctrico de Energia, que se encontra representado na figura AIII.1, é constituído por 7 geradores, 10 barramentos e 13 linhas [23].

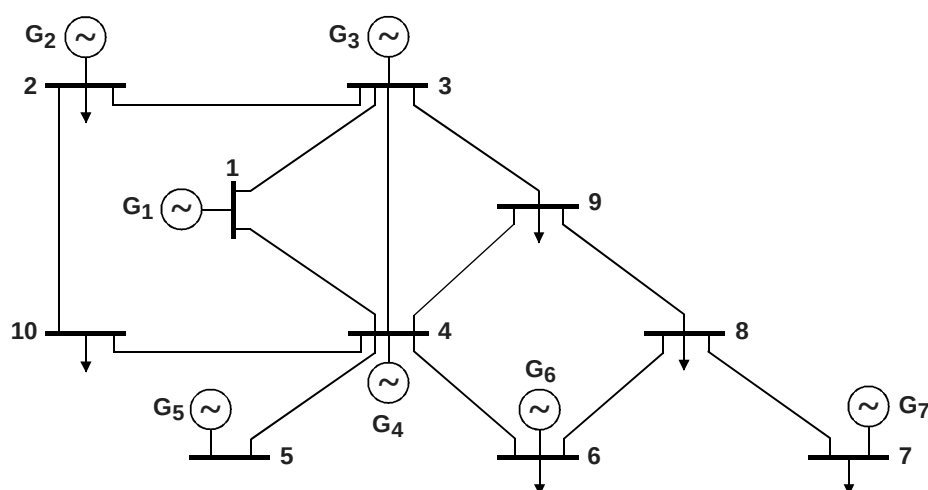


Figura AIII.1 – Rede de teste da CIGRE

Nas tabelas AIII.1 e AIII.2 estão representados os valores numéricos das características eléctricas dos componentes da rede de teste da CIGRE. Os resultados do trânsito de potências são mostrados na tabela AIII.3.

Tabela AIII.1 – Características das Linhas

Linha No.	Barramentos		Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
	i	j			
1	1	3	0.00988	0.04840	0.20250
2	1	4	0.00988	0.04840	0.10126
3	2	3	0.04504	0.12365	0.20250
4	2	10	0.01640	0.06380	0.30376
5	3	4	0.01185	0.07803	0.30376
6	3	9	0.01146	0.05531	0.30376
7	4	5	0.00395	0.01975	0.10126
8	4	6	0.00751	0.01975	0.60750
9	4	9	0.04880	0.19161	0.30376
10	4	10	0.01640	0.06519	0.40500
11	6	8	0.01877	0.06282	0.20250
12	7	8	0.01185	0.07803	0.30376
13	8	9	0.04880	0.19161	0.20250

Tabela AIII.2 - Características dos Geradores

Unidade	Barramento	H [s]	x'_d [p.u.]
1	1	11.35	0.074
2	2	7.75	0.118
3	3	14.31	0.062
4	4	17.98	0.049
5	5	11.35	0.074
6	6	12.76	0.071
7	7	10.71	0.087

Tabela AIII.3 - Resultados do trânsito de potências relativos aos barramentos

Barramento		Tensão		Produção		Consumo	
No.	Tipo	Módulo [p.u.]	Argumento [graus]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]
1	Ref.	1.052	0.000	216.69	68.12	0.00	0.00
2	PV	1.006	-7.166	120.00	117.20	200.00	120.00
3	PV	1.037	-1.523	256.00	58.01	0.00	0.00
4	PV	1.010	-3.641	300.00	151.77	650.00	405.00
5	PV	1.037	-1.371	230.00	94.48	0.00	0.00
6	PV	1.015	-3.235	160.00	19.46	80.00	30.00
7	PV	1.011	-0.746	174.00	35.02	90.00	40.00
8	PQ	0.995	-4.410	0.00	0.00	100.00	50.00
9	PQ	0.966	-6.641	0.00	0.00	230.00	140.00
10	PQ	0.997	-7.028	0.00	0.00	90.00	45.00
Totais:				1456.69	544.06	1440.00	830.00

AIII.2 Rede de teste da Nova Inglaterra

O Sistema Eléctrico de Energia, que se encontra representado na figura AIII.2, é constituído por 10 geradores, 39 barramentos, 12 transformadores e 34 linhas [68].

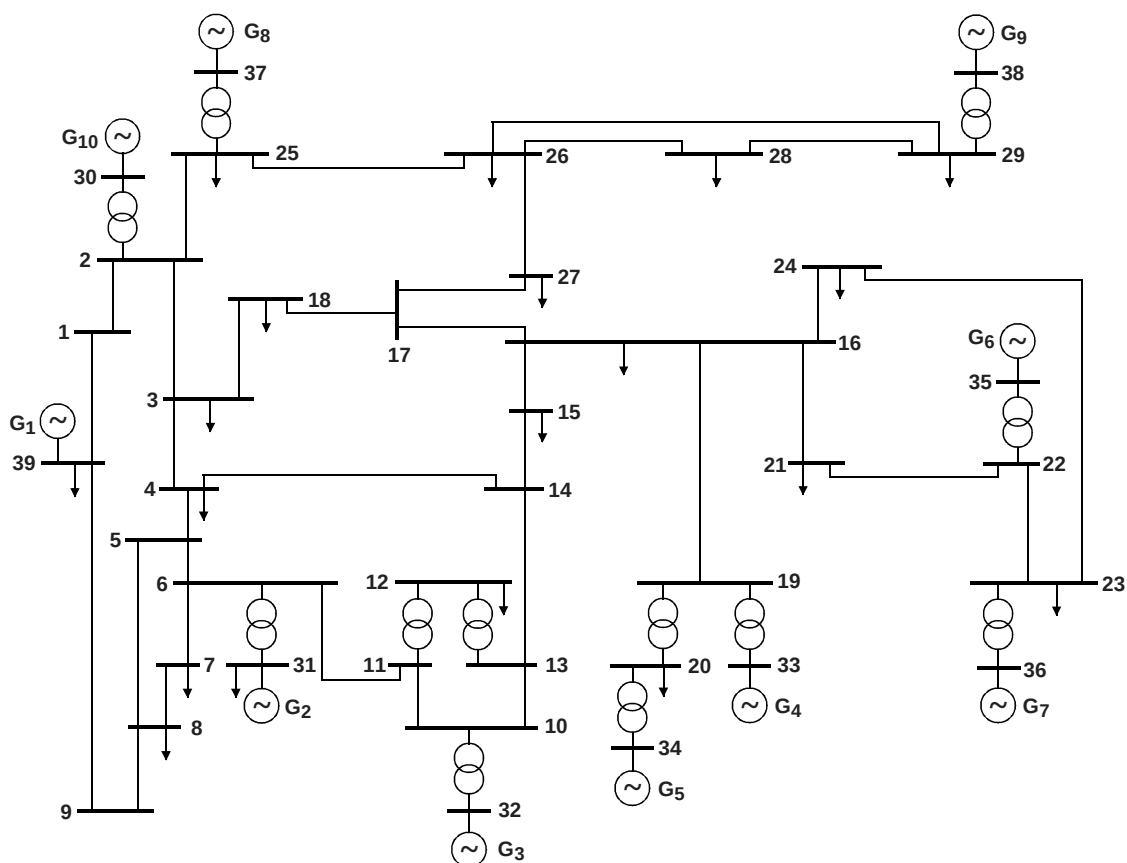


Figura AIII.2 – Rede de teste da Nova Inglaterra

Nas tabelas AIII.4 e AIII.5, são apresentados os valores numéricos das características eléctricas das linhas e dos transformadores da rede de teste da Nova Inglaterra. As características dos geradores e dos reguladores automáticos de tensão correspondentes estão representadas nas tabelas AIII.6 e AIII.7 respectivamente. Enquanto, na tabela AIII.8 são mostrados os resultados do trânsito de potências.

Tabela AIII.4 - Características das Linhas

Linha No.	Barramentos		Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
	<i>i</i>	<i>j</i>			
1	1	2	0.00350	0.04110	0.69870
2	1	39	0.00100	0.02500	0.37500
3	2	3	0.00130	0.01510	0.25720

Tabela AIII.4 - Características das Linhas (continuação)

Linha No.	Barramentos		Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
	<i>i</i>	<i>j</i>			
4	2	25	0.00700	0.00860	0.14600
5	3	4	0.00130	0.02130	0.22140
6	3	18	0.00110	0.01330	0.21380
7	4	5	0.00080	0.01280	0.13420
8	4	14	0.00080	0.01290	0.13820
9	5	6	0.00020	0.00260	0.04340
10	5	8	0.00080	0.01120	0.14760
11	6	7	0.00060	0.00920	0.11300
12	6	11	0.00070	0.00820	0.13890
13	7	8	0.00040	0.00460	0.07800
14	8	9	0.00230	0.03630	0.38040
15	9	39	0.00100	0.02500	1.20000
16	10	11	0.00040	0.00430	0.07290
17	10	13	0.00040	0.00430	0.07290
18	13	14	0.00090	0.01010	0.17230
19	14	15	0.00180	0.02170	0.36600
20	15	16	0.00090	0.00940	0.17100
21	16	17	0.00070	0.00890	0.13420
22	16	19	0.00160	0.01950	0.30400
23	16	21	0.00080	0.01350	0.25480
24	16	24	0.00030	0.00590	0.06800
25	17	18	0.00070	0.00820	0.13190
26	17	27	0.00130	0.01730	0.32160
27	21	22	0.00080	0.01400	0.25650
28	22	23	0.00060	0.00960	0.18460
29	23	24	0.00220	0.03500	0.36100
30	25	26	0.00320	0.03230	0.51300
31	26	27	0.00140	0.01470	0.23960
32	26	28	0.00430	0.04740	0.78020
33	26	29	0.00570	0.06250	1.02900
34	28	29	0.00140	0.01510	0.24900

Tabela AIII.5 - Características dos Transformadores

Transf. No.	Barramentos		Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Tomada do transformador
	<i>i</i>	<i>j</i>			
1	12	11	0.00160	0.04350	1.0060
2	12	13	0.00160	0.04350	1.0060
3	6	31	0.00000	0.02500	1.0700
4	10	32	0.00000	0.02000	1.0700
5	19	33	0.00070	0.01420	1.0700
6	20	34	0.00090	0.01800	1.0090
7	22	35	0.00000	0.01430	1.0250
8	23	36	0.00050	0.02720	1.0000
9	25	37	0.00060	0.02320	1.0250
10	2	30	0.00000	0.01810	1.0250
11	29	38	0.00080	0.01560	1.0250
12	19	20	0.00070	0.01380	1.0600

Tabela AIII.6 - Características dos Geradores

Unidade No.	Barramento No.	H [s]	x'_d [p.u.]	x'_q [p.u.]	x_d [p.u.]	x_q [p.u.]	x_l [p.u.]	T'_{do} [s]	T'_{qo} [s]
1	39	500.0	0.0060	0.0080	0.0200	0.0190	0.0030	7.00	0.70
2	31	30.3	0.0697	0.1700	0.2950	0.2820	0.0350	6.56	1.50
3	32	35.8	0.0531	0.0876	0.2495	0.2370	0.0304	5.70	1.50
4	33	28.6	0.0436	0.1660	0.2620	0.2580	0.0295	5.69	1.50
5	34	26.0	0.1320	0.1660	0.6700	0.6200	0.0540	5.40	0.44
6	35	34.8	0.0500	0.0814	0.2540	0.2410	0.0224	7.30	0.40
7	36	26.4	0.0490	0.1860	0.2950	0.2920	0.0322	5.66	1.50
8	37	24.3	0.0570	0.0911	0.2900	0.2800	0.0280	6.70	0.41
9	38	34.5	0.0570	0.0587	0.2106	0.2050	0.0298	4.79	1.96
10	30	42.0	0.0310	0.0080	0.1000	0.0690	0.0125	10.20	0.00

Tabela AIII.7 - Características dos Reguladores Automáticos de Tensão

Unidade No.	Barramento No.	K_A [p.u.]	T_A [s]	V_{Rmin} [p.u.]	V_{Rmax} [p.u.]	K_E [p.u.]	T_E [s]	K_F [p.u.]	T_F [s]	$S_E^{0.75}$ [p.u.]	S_E^{max} [p.u.]
1	39	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0000	0.000	0.0000	0.000	0.000	0.000
2	31	6.2	0.05	-1.0	1.0	-0.6330	0.405	0.0570	0.500	0.660	0.880
3	32	5.0	0.06	-1.0	1.0	-0.0198	0.500	0.0800	1.000	0.130	0.340
4	33	5.0	0.06	-1.0	1.0	-0.0525	0.500	0.0800	1.000	0.080	0.314
5	34	40.0	0.02	-10.0	10.0	1.0000	0.785	0.0300	1.000	0.070	0.910
6	35	5.0	0.02	-1.0	1.0	-0.0419	0.471	0.0754	1.246	0.064	0.251
7	36	40.0	0.02	-6.5	6.5	1.0000	0.730	0.0300	1.000	0.530	0.740
8	37	5.0	0.02	-1.0	1.0	-0.0470	0.528	0.0854	1.260	0.072	0.282
9	38	40.0	0.02	-10.5	10.5	1.0000	1.400	0.0300	1.000	0.620	0.850
10	30	5.0	0.06	-1.0	1.0	-0.0485	0.250	0.0400	1.000	0.080	0.260

Tabela AIII.8 - Resultados do trânsito de potências

Barramento		Tensão		Produção		Consumo	
No.	Tipo	Módulo [p.u.]	Argumento [graus]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]
1	PQ	1.047	-8.439	0.00	0.00	0.00	0.00
2	PQ	1.049	-5.754	0.00	0.00	0.00	0.00
3	PQ	1.030	-8.599	0.00	0.00	322.00	2.40
4	PQ	1.004	-9.607	0.00	0.00	500.00	184.00
5	PQ	1.005	-8.612	0.00	0.00	0.00	0.00
6	PQ	1.008	-7.950	0.00	0.00	0.00	0.00
7	PQ	0.997	-10.124	0.00	0.00	233.80	84.00
8	PQ	0.996	-10.615	0.00	0.00	522.00	176.00
9	PQ	1.028	-10.322	0.00	0.00	0.00	0.00
10	PQ	1.017	-5.427	0.00	0.00	0.00	0.00
11	PQ	1.013	-6.284	0.00	0.00	0.00	0.00
12	PQ	1.000	-6.244	0.00	0.00	7.50	88.00
13	PQ	1.014	-6.098	0.00	0.00	0.00	0.00
14	PQ	1.012	-7.656	0.00	0.00	0.00	0.00
15	PQ	1.015	-7.736	0.00	0.00	320.00	153.00
16	PQ	1.032	-6.188	0.00	0.00	329.00	32.30
17	PQ	1.034	-7.301	0.00	0.00	0.00	0.00
18	PQ	1.031	-8.224	0.00	0.00	158.00	30.00

19	PQ	1.050	-1.023	0.00	0.00	0.00	0.00
20	PQ	0.991	-2.015	0.00	0.00	628.00	103.00
21	PQ	1.032	-3.781	0.00	0.00	274.00	115.00
22	PQ	1.050	0.668	0.00	0.00	0.00	0.00
23	PQ	1.045	0.470	0.00	0.00	247.50	84.60
24	PQ	1.037	-6.068	0.00	0.00	308.60	-92.20
25	PQ	1.058	-4.363	0.00	0.00	224.00	47.20
26	PQ	1.052	-5.527	0.00	0.00	139.00	17.00
27	PQ	1.038	-7.495	0.00	0.00	281.00	75.50
28	PQ	1.050	-2.015	0.00	0.00	206.00	27.60
29	PQ	1.050	0.744	0.00	0.00	283.50	26.90
30	PV	1.048	-3.334	250.00	146.16	0.00	0.00
31	Ref.	0.982	0.000	520.81	198.25	9.20	4.60
32	PV	0.983	2.569	650.00	205.14	0.00	0.00
33	PV	0.997	4.195	632.00	109.91	0.00	0.00
34	PV	1.012	3.175	508.00	165.76	0.00	0.00
35	PV	1.049	5.630	650.00	212.41	0.00	0.00
36	PV	1.063	8.323	560.00	101.17	0.00	0.00
37	PV	1.028	2.421	540.00	0.44	0.00	0.00
38	PV	1.027	7.808	830.00	22.84	0.00	0.00
39	PV	1.030	-10.053	1000.00	88.28	1104.00	250.00
Totais:				6140.81	1250.37	6097.10	1408.90

AIII.3 Rede de teste do IEEE com 17 geradores

O Sistema Eléctrico de Energia, que se encontra representado na figura AIII.3, é constituído por 17 geradores, 162 barramentos e 46 transformadores e 238 linhas. Nas tabelas AIII.9 e AIII.10 são apresentados os valores numéricos das características eléctricas das linhas e dos transformadores da rede de teste do IEEE com 17 máquinas. As características dos geradores são apresentadas na tabela AIII.11, enquanto, na tabela AIII.12 são mostrados os resultados do trânsito de potências [111].

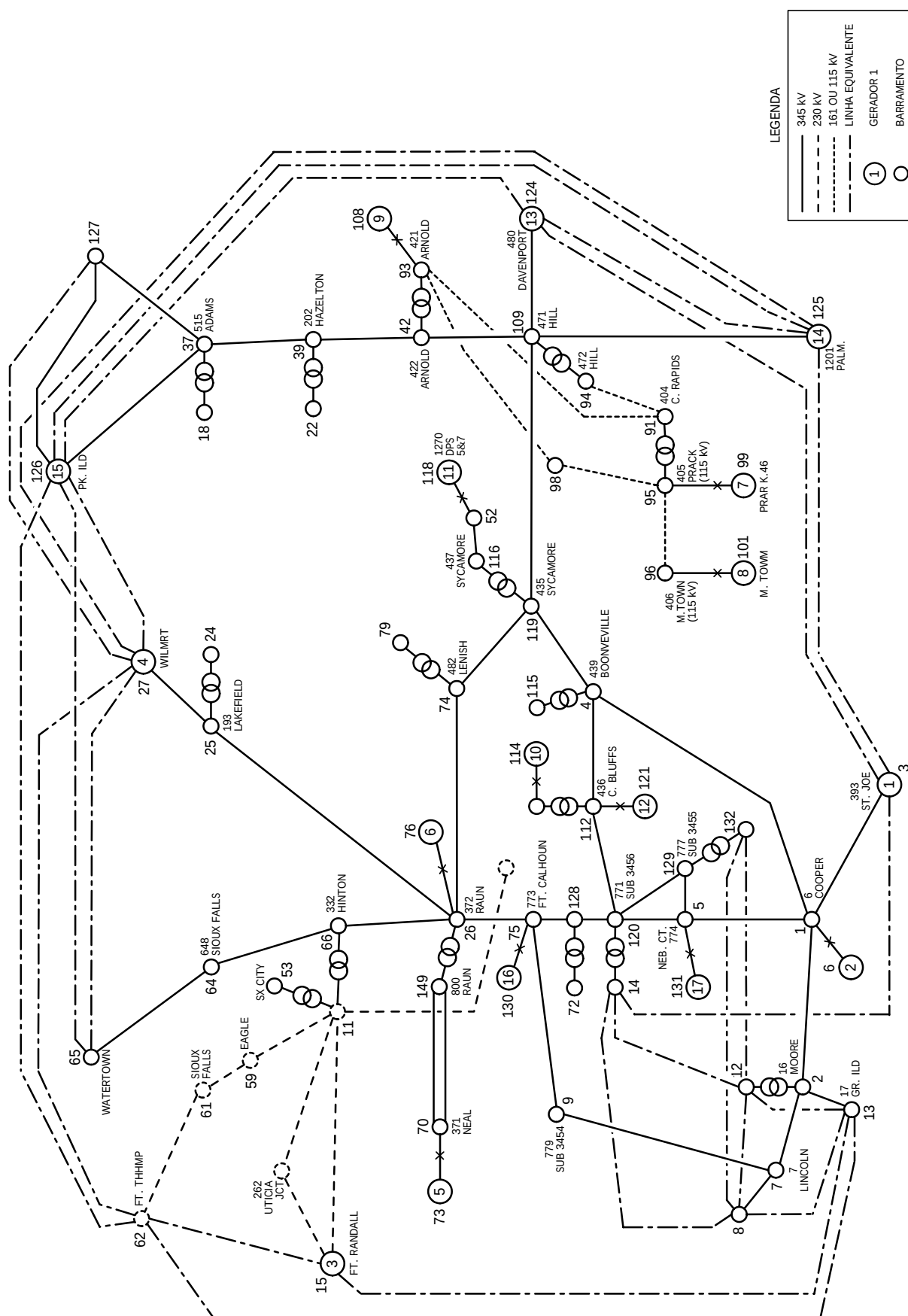


Figura AIII.3 – Rede de teste do IEEE com 17 geradores

Tabela AIII.9 - Características das Linhas

Linha No.	Barramentos		Circuito No.	Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
	<i>i</i>	<i>j</i>				
1	1	2	1	0.00350	0.03210	0.54372
2	1	3	1	0.00340	0.03260	0.72240
3	1	4	1	0.00640	0.06210	0.98700
4	1	5	1	0.00110	0.01190	0.20120
5	2	7	1	0.00140	0.01250	0.21210
6	2	13	1	0.00460	0.04170	0.70585
7	3	14	1	0.23610	1.01220	0.00000
8	3	50	1	0.03890	0.16990	0.00000
9	3	103	1	0.10740	1.80230	0.00000
10	3	123	1	0.28830	1.67190	0.00000
11	3	124	1	0.01400	0.64830	0.00000
12	3	125	1	0.00840	0.11390	0.00000
13	4	112	1	0.00590	0.05680	0.92500
14	4	119	1	0.00140	0.01190	0.20500
15	5	120	1	0.00220	0.02240	0.37930
16	5	129	1	0.00220	0.02680	0.46120
17	7	9	1	0.00170	0.01690	0.28726
18	8	10	1	0.45910	1.07030	0.00000
19	8	12	1	0.01060	0.05740	0.00000
20	8	13	1	0.12740	0.47840	0.00000
21	8	14	1	0.04730	0.39560	0.00000
22	8	15	1	0.50350	1.74330	0.00000
23	8	132	1	0.02520	0.28800	0.00000
24	9	75	1	0.00130	0.01500	0.26829
25	10	11	1	0.00510	0.03700	0.07160
26	10	13	1	0.12990	0.62200	0.00000
27	10	15	1	0.12750	0.70330	0.00000
28	10	60	1	0.25250	1.22420	0.00000
29	11	15	1	0.02850	0.17930	0.34840
30	11	46	1	0.01420	0.12250	0.18760
31	11	58	1	0.01700	0.10700	0.20740
32	11	59	1	0.00710	0.04710	0.08520
33	12	13	1	0.10380	0.31370	0.00000
34	12	14	1	0.15980	0.64150	0.00000
35	12	132	1	0.44860	1.57730	0.00000
36	13	15	1	0.04400	0.32270	0.00000
37	13	62	1	0.00980	0.12210	0.00000
38	14	72	1	0.01070	0.08280	0.00000
39	14	113	1	0.00630	0.03820	0.00000
40	14	132	1	0.00570	0.03740	0.00000
41	15	58	1	0.01150	0.07320	0.14200
42	15	60	1	0.39070	1.67530	0.00000
43	15	62	1	0.00840	0.05880	0.00000
44	15	63	1	0.17040	1.45550	0.00000
45	16	17	1	0.60170	1.43730	0.00000
46	16	18	1	0.02970	0.10700	0.05460
47	16	27	1	0.15740	0.88710	0.00000
48	16	126	1	0.10530	0.51320	0.00000
49	16	127	1	0.09580	0.52760	0.00000
50	17	18	1	0.02130	0.10130	0.06410

51	17	19	1	0.23140	0.76780	0.00000
52	17	21	1	0.04710	0.26650	0.00000
53	17	127	1	0.02870	0.26370	0.00000
54	18	30	1	0.02070	0.10880	0.05200
55	18	32	1	0.02340	0.12200	0.05830
56	19	21	1	0.38670	1.90050	0.00000
57	19	38	1	0.02390	0.12500	0.05960
58	19	43	1	0.06030	0.25720	0.00000
59	19	127	1	0.10740	0.68090	0.00000
60	20	157	1	0.01130	0.02790	0.00049
61	21	22	1	0.03120	0.16290	0.07780
62	21	127	1	0.01050	0.64140	0.00000
63	22	38	1	0.01400	0.05400	0.02500
64	22	40	1	0.01880	0.07170	0.03280
65	22	41	1	0.01720	0.08500	0.04046
66	23	24	1	0.01740	0.05110	0.02300
67	23	60	1	0.06600	0.30930	0.00000
68	24	28	1	0.02490	0.07250	0.02020
69	24	45	1	0.01370	0.07250	0.03400
70	25	26	1	0.00590	0.05830	0.93016
71	25	27	1	0.00440	0.04100	0.83840
72	26	74	1	0.00630	0.06070	0.93000
73	26	75	1	0.00300	0.03220	0.50388
74	27	31	1	0.01010	0.12730	0.00000
75	27	62	1	0.01730	0.58100	0.00000
76	27	65	1	0.01050	0.27640	0.00000
77	27	125	1	0.03500	1.68450	0.00000
78	27	126	1	0.00220	0.02250	0.00000
79	27	127	1	0.15060	1.43550	0.00000
80	28	29	1	0.02400	0.09650	0.04440
81	29	30	1	0.03800	0.15000	0.06960
82	29	31	1	0.02060	0.08330	0.03850
83	30	32	1	0.02490	0.10050	0.04580
84	32	33	1	0.01140	0.04480	0.02078
85	33	34	1	0.02800	0.11400	0.05200
86	33	35	1	0.02160	0.10700	0.05100
87	33	36	1	0.01020	0.05360	0.02550
88	34	40	1	0.03970	0.15170	0.06899
89	34	77	1	0.02350	0.08960	0.04072
90	35	40	1	0.02710	0.13410	0.06382
91	36	67	1	0.01760	0.09240	0.04400
92	37	39	1	0.00390	0.03790	0.67000
93	37	126	1	0.00400	0.03810	0.67000
94	37	127	1	0.00400	0.04030	0.68320
95	39	42	1	0.00200	0.01860	0.32000
96	40	81	1	0.03000	0.34500	0.00390
97	40	82	1	0.00400	0.01900	0.01080
98	41	81	1	0.03700	0.37200	0.00580
99	41	83	1	0.00520	0.02560	0.01234
100	41	84	1	0.00570	0.05800	0.02910
101	42	109	1	0.00190	0.01960	0.33300
102	43	44	1	0.01880	0.07510	0.03490
103	43	103	1	0.03240	0.17020	0.00000

104	43	124	1	0.02930	0.17660	0.00000
105	43	125	1	0.14490	0.65090	0.00000
106	44	102	1	0.01300	0.05000	0.02370
107	44	103	1	0.01270	0.05100	0.02450
108	45	54	1	0.01080	0.05700	0.02720
109	46	47	1	0.03100	0.13780	0.06220
110	47	48	1	0.02510	0.11140	0.05020
111	47	49	1	0.00300	0.01200	0.00540
112	48	50	1	0.03360	0.16600	0.07800
113	48	51	1	0.04200	0.13000	0.05700
114	48	52	1	0.05400	0.16800	0.07400
115	49	87	1	0.01400	0.06800	0.02660
116	50	51	1	0.03000	0.09000	0.04100
117	50	123	1	0.40710	1.85430	0.00000
118	50	125	1	0.13370	0.60310	0.00000
119	51	141	1	0.03230	0.10000	0.04427
120	52	79	1	0.06230	0.21260	0.09400
121	52	106	1	0.02310	0.07170	0.03150
122	52	116	1	0.00600	0.04870	0.02570
123	52	117	1	0.01170	0.04930	0.02300
124	53	54	1	0.02750	0.19610	0.09560
125	53	55	1	0.00050	0.00260	0.00230
126	54	56	1	0.01740	0.09100	0.04300
127	54	57	1	0.02500	0.12370	0.05886
128	55	57	1	0.04620	0.17630	0.08013
129	55	149	1	0.01530	0.06710	0.03127
130	55	162	1	0.00400	0.01890	0.00977
131	56	67	1	0.01700	0.08940	0.04250
132	57	80	1	0.02720	0.10370	0.04714
133	58	61	1	0.01330	0.10180	0.18420
134	59	61	1	0.01060	0.07060	0.12100
135	60	62	1	0.36740	0.96400	0.00000
136	60	65	1	0.10410	0.41440	0.00000
137	60	126	1	0.53670	1.82950	0.00000
138	61	62	1	0.02960	0.22750	0.39960
139	61	63	1	0.00430	0.04220	0.07640
140	62	63	1	0.01580	0.17020	0.00000
141	62	65	1	0.00400	0.07400	0.00000
142	62	126	1	0.00440	0.29690	0.00000
143	63	65	1	0.24090	1.96000	0.00000
144	64	65	1	0.00500	0.05710	0.90984
145	64	66	1	0.00330	0.03810	0.60656
146	65	126	1	0.00310	0.15360	0.00000
147	67	68	1	0.01930	0.10130	0.04820
148	68	69	1	0.00680	0.03530	0.01690
149	69	77	1	0.00980	0.03740	0.01698
150	69	78	1	0.01140	0.04340	0.01970
151	69	79	1	0.00520	0.04330	0.02206
152	70	149	1	0.00020	0.00180	0.00091
153	70	149	2	0.00020	0.00180	0.00091
154	71	85	1	0.03040	0.15060	0.07167
155	71	150	1	0.01960	0.09700	0.04617
156	72	113	1	0.00220	0.01300	0.00000

157	72	132	1	0.00280	0.01680	0.00000
158	72	152	1	0.03850	0.18000	0.00000
159	74	119	1	0.00310	0.03100	0.48210
160	75	128	1	0.00080	0.00870	0.16593
161	78	79	1	0.00510	0.03360	0.01825
162	78	80	1	0.02440	0.09300	0.04228
163	82	83	1	0.00530	0.02490	0.01301
164	84	93	1	0.01250	0.08260	0.04150
165	85	86	1	0.02110	0.10460	0.04978
166	86	87	1	0.02800	0.11200	0.05370
167	86	88	1	0.04400	0.22800	0.10902
168	88	96	1	0.07400	0.25000	0.01428
169	88	106	1	0.00790	0.04680	0.02315
170	89	90	1	0.06900	0.13400	0.01400
171	90	96	1	0.18370	0.35900	0.03700
172	91	92	1	0.01560	0.08190	0.03760
173	91	93	1	0.01430	0.08950	0.04495
174	91	94	1	0.01450	0.09570	0.04800
175	92	102	1	0.01500	0.06100	0.02920
176	94	103	1	0.02270	0.13330	0.06600
177	94	107	1	0.06130	0.18910	0.08366
178	95	96	1	0.08700	0.21200	0.08600
179	95	97	1	0.12890	0.28090	0.03349
180	95	98	1	0.00710	0.04300	0.02247
181	96	100	1	0.06900	0.16100	0.01850
182	98	105	1	0.14850	0.29300	0.03100
183	100	104	1	0.06200	0.14500	0.01660
184	103	123	1	0.18200	0.75100	0.00000
185	103	124	1	0.00020	0.01670	0.00000
186	103	125	1	0.02790	0.19720	0.00000
187	106	107	1	0.01960	0.06110	0.02684
188	107	122	1	0.01300	0.06210	0.02960
189	109	119	1	0.00600	0.05770	0.92900
190	109	124	1	0.00200	0.02220	0.37820
191	109	125	1	0.00700	0.06200	1.00000
192	110	111	1	0.02300	0.09900	0.04600
193	110	134	1	0.00320	0.02560	0.01346
194	110	141	1	0.02100	0.06490	0.02873
195	111	115	1	0.05270	0.22150	0.10300
196	112	120	1	0.00050	0.00440	0.07200
197	113	132	1	0.04590	0.29110	0.00000
198	113	134	1	0.00080	0.00720	0.00380
199	115	117	1	0.00190	0.01540	0.03300
200	116	117	1	0.00480	0.03910	0.02143
201	116	147	1	0.00350	0.02860	0.01558
202	117	147	1	0.00220	0.01750	0.01007
203	120	128	1	0.00040	0.00510	0.10008
204	120	129	1	0.00030	0.00380	0.06518
205	122	123	1	0.01750	0.08350	0.03970
206	123	125	1	0.04230	0.24410	0.00000
207	124	125	1	0.01130	0.15850	0.00000
208	124	126	1	0.05770	0.82560	0.00000
209	125	126	1	0.02010	0.59150	0.00000

210	126	127	1	0.08770	0.70490	0.00000
211	133	135	1	0.01090	0.02590	0.00047
212	133	136	1	0.03900	0.09900	0.00164
213	133	137	1	0.01340	0.05040	0.00099
214	135	138	1	0.04660	0.11820	0.00196
215	136	139	1	0.02600	0.06500	0.00110
216	137	140	1	0.00410	0.01560	0.00031
217	138	139	1	0.02600	0.06500	0.00110
218	138	140	1	0.02510	0.09410	0.00185
219	138	145	1	0.09230	0.23380	0.00387
220	142	143	1	0.15820	0.39190	0.00673
221	142	146	1	0.16180	0.38610	0.00697
222	143	144	1	0.09270	0.23220	0.00210
223	144	145	1	0.08900	0.22100	0.00313
224	144	146	1	0.06800	0.29060	0.00583
225	149	150	1	0.00100	0.00850	0.00198
226	149	151	1	0.00390	0.02620	0.01384
227	149	152	1	0.02530	0.11680	0.05445
228	151	161	1	0.00210	0.01380	0.00749
229	153	154	1	0.07100	0.28410	0.00536
230	153	155	1	0.04300	0.18560	0.00389
231	154	156	1	0.01550	0.03790	0.00073
232	154	160	1	0.01020	0.04290	0.00095
233	155	156	1	0.01760	0.08220	0.00150
234	156	157	1	0.05300	0.12730	0.00218
235	157	158	1	0.04890	0.14040	0.00283
236	158	159	1	0.03390	0.06640	0.00121
237	159	160	1	0.01900	0.08110	0.01200
238	161	162	1	0.00220	0.01030	0.00533

Tabela AIII.10 - Características dos Transformadores

Transf. No.	Barramentos		Circuito No	Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Susceptância [p.u.]	Tomada do transformador
	<i>i</i>	<i>j</i>					
1	1	6	1	0.0000	0.0133	0.0000	1.0520
2	4	115	1	0.0000	0.0185	0.0000	1.0000
3	5	131	1	0.0000	0.0127	0.0000	1.0250
4	7	8	1	0.0004	0.0189	0.0000	0.9750
5	12	2	1	0.0008	0.0377	0.0000	1.0250
6	18	37	1	0.0000	0.0456	0.0000	1.1190
7	20	53	1	0.0000	0.1140	0.0000	1.0000
8	22	39	1	0.0000	0.0493	0.0000	1.1080
9	24	25	1	0.0000	0.0340	0.0000	1.0220
10	26	76	1	0.0000	0.0082	0.0000	1.0400
11	52	118	1	0.0000	0.0520	0.0000	1.0430
12	53	11	1	0.0005	0.0200	0.0000	1.0000
13	60	61	1	0.0027	0.0653	0.0022	1.0250
14	60	61	2	0.0020	0.0393	0.0000	1.0250
15	66	11	1	0.0000	0.0118	0.0000	1.0000
16	70	73	1	0.0000	0.0197	0.0000	1.0400
17	75	130	1	0.0004	0.0242	0.0000	1.0250
18	79	74	1	0.0000	0.0180	0.0000	1.0250

19	89	86	1	0.0000	0.0570	0.0000	1.0250
20	93	42	1	0.0000	0.0260	0.0000	1.0250
21	93	108	1	0.0000	0.0154	0.0000	1.0500
22	94	109	1	0.0000	0.0350	0.0000	1.0250
23	95	91	1	0.0054	0.0458	0.0036	1.0200
24	95	99	1	0.0000	0.0685	0.0000	1.0300
25	96	101	1	0.0000	0.1031	0.0000	1.0300
26	97	44	1	0.0051	0.1007	0.0025	1.0250
27	98	93	1	0.0006	0.0214	0.0341	1.0250
28	104	34	1	0.0080	0.0637	0.0033	1.0000
29	105	38	1	0.0000	0.1160	0.0000	1.0250
30	110	112	1	0.0000	0.0185	0.0000	1.0000
31	110	114	1	0.0000	0.0768	0.0000	1.0400
32	112	121	1	0.0000	0.0190	0.0000	1.0500
33	116	119	1	0.0000	0.0090	0.0000	1.0250
34	120	14	1	0.0003	0.0188	0.0000	0.9750
35	128	72	1	0.0004	0.0180	0.0000	1.0000
36	129	132	1	0.0004	0.0198	0.0000	1.0000
37	133	134	1	0.0000	0.0410	0.0000	1.0250
38	138	110	1	0.0000	0.0410	0.0000	1.0000
39	142	51	1	0.0000	0.1728	0.0000	1.0700
40	144	141	1	0.0000	0.0820	0.0000	1.0250
41	148	116	1	0.0000	0.0410	0.0000	1.0000
42	149	26	1	0.0000	0.0386	0.0000	1.0000
43	149	26	2	0.0000	0.0386	0.0000	1.0000
44	153	70	1	0.0000	0.0916	0.0000	1.0000
45	153	70	2	0.0000	0.0916	0.0000	1.0000
46	157	55	1	0.0000	0.0827	0.0000	1.0000

Tabela AIII.11 - Características dos Geradores

Unidade	Barramento	H [s]	x'_d [p.u.]
1	3	100.00	0.0040
2	6	34.56	0.0437
3	15	80.00	0.0100
4	27	80.00	0.0050
5	73	16.79	0.0507
6	76	32.49	0.0206
7	99	6.65	0.1131
8	101	2.66	0.3115
9	108	29.60	0.0535
10	114	5.00	0.1770
11	118	11.31	0.1049
12	121	19.79	0.0297
13	124	200.00	0.0040
14	125	200.00	0.0020
15	126	100.00	0.0040
16	130	28.60	0.0559
17	131	20.66	0.0544

Tabela AIII.12 - Resultados do trânsito de potências

Barramento		Tensão		Produção		Consumo	
No.	Tipo	Módulo [p.u.]	Argumento [graus]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]
1	PQ	1.0327	-25.34	0.00	0.00	0.00	0.00
2	PQ	1.0226	-30.01	0.00	0.00	0.00	0.00
3	PV	1.0001	-32.49	20000.00	0.00	2369.70	96.90
4	PQ	1.0193	-33.75	00.00	0.00	0.00	0.00
5	PQ	1.0340	-24.52	00.00	0.00	0.00	0.00
6	PV	1.0000	-19.16	7940.00	180.47	0.00	0.00
7	PQ	1.0189	-30.39	0.00	0	0.00	0.00
8	PV	1.0346	-33.83	-398.3	-19.2	0.00	0.00
9	PQ	1.0264	-27.77	0	0	0.00	0.00
10	PV	0.9934	-35.69	-226	11.5	0.00	0.00
11	PQ	1.0002	-31.84	0	0	0.00	0.00
12	PV	1.0380	-33.67	-193.3	5.9	0.00	0.00
13	PV	1.0150	-30.68	-204.2	-37.3	0.00	0.00
14	PV	1.0283	-31.04	-381	-56.3	0.00	0.00
15	PV	1.0192	-24.53	1500	5.9	1420.2	0.00
16	PV	1.0149	-29.58	54.2	-26.7	0.00	0.00
17	PV	1.0068	-28.81	116.5	-44.7	0.00	0.00
18	PQ	1.0361	-33.75	0	0	34.4	11.67
19	PV	1.0001	-38.05	-64.4	-3.78	0	0.00
20	PQ	0.9799	-32.69	0	0	37.9	12.5
21	PV	1.0089	-30.43	69.8	-23.2	0	0.00
22	PQ	1.0345	-37.63	0	0	17.39	5.27
23	PV	0.9889	-34.85	-63.5	-21.4	0.00	0.00
24	PQ	1.0099	-33.32	0	0	0.00	0.00
25	PQ	1.0016	-29.37	0.00	0.00	0.00	0.00
26	PQ	1.0325	-21.50	0.00	0.00	0.00	0.00
27	PV	0.9985	-30.39	1500	0.00	1823.5	57.90
28	PQ	0.9890	-36.13	0.00	0.00	38.47	13.17
29	PQ	0.9887	-37.92	0.00	0.00	28.31	9.03
30	PQ	0.9988	-39.80	0.00	0.00	101.18	32.52
31	PV	0.9909	-37.06	-72.5	3.1	0.00	0.00
32	PQ	1.0056	-41.07	0.00	0.00	52.7	15.06
33	PV	0.9991	-43.00	0.00	-0.1	45.17	15.06
34	PQ	0.9995	-42.99	0.00	0.00	14.18	5.25
35	PQ	0.9902	-44.42	0.00	0.00	54.48	14.63
36	PQ	0.9967	-43.15	0.00	0.00	31.96	8.68
37	PQ	0.9876	-30.58	0.00	0.00	0	0.00
38	PQ	1.0194	-38.14	0.00	0.00	14.76	4.08
39	PQ	0.9881	-33.22	0.00	0.00	0	0.00
40	PQ	1.0007	-42.05	0.00	0.00	52.88	17.60
41	PQ	1.0084	-40.20	0.00	0.00	39.2	12.80
42	PQ	1.0042	-33.03	0.00	0.00	0	0.00
43	PV	1.0125	-35.64	-41.5	17.2	0	0.00
44	PQ	1.0079	-36.17	0.00	0.00	16.32	3.71
45	PQ	0.9962	-36.21	0.00	0.00	20.02	5.41
46	PQ	0.9994	-38.96	0.00	0.00	65.31	22.30
47	PQ	0.9912	-41.68	0.00	0.00	4.82	1.56
48	PV	1.0001	-40.59	60.00	29.97	93.76	22.86
49	PQ	0.9891	-41.99	0.00	0.00	6.82	1.78

50	PV	0.9963	-39.50	-99.70	23.40	0	0.00
51	PQ	0.9918	-38.24	0.00	0.00	0	0.00
52	PQ	1.0152	-39.33	0.00	0.00	218.23	42.8
53	PQ	0.9959	-30.69	0.00	0.00	0	0.00
54	PV	0.9893	-37.87	23.70	9.00	94.04	29.57
55	PQ	0.9965	-30.39	0.00	0.00	0	0.00
56	PQ	0.9923	-40.49	0.00	0.00	25.29	7.26
57	PV	0.9981	-37.54	0.00	20.00	48.48	15.61
58	PQ	1.0093	-28.70	0.00	0.00	0	0.00
59	PQ	0.9850	-33.03	0.00	0.00	84.43	27.05
60	PV	0.9930	-34.00	-243.70	-26.00	0	0.00
61	PQ	0.9843	-31.43	0.00	0.00	0	0.00
62	PV	1.0242	-18.49	865.60	70.8	0	0.00
63	PV	0.9891	-29.77	-59.10	2.9	0	0.00
64	PQ	1.0158	-28.90	0.00	0	0	0.00
65	PV	0.9971	-25.33	26.30	-116.3	0	0.00
66	PQ	1.0011	-31.12	0.00	0.00	0	0.00
67	PQ	1.0007	-41.73	0.00	0.00	22.54	7.03
68	PQ	1.0142	-40.23	0.00	0.00	40.42	12.68
69	PQ	1.0209	-38.92	0.00	0.00	0	0.00
70	PQ	1.0265	-23.59	0.00	0.00	0	0.00
71	PQ	0.9926	-31.78	0.00	0.00	29.87	11.93
72	PV	1.0169	-30.79	-427.10	-109.9	0.00	0.00
73	PV	1.0000	-18.47	447	85.67	0.00	0.00
74	PQ	1.0120	-33.57	0.00	0.00	0.00	0.00
75	PQ	1.0301	-25.44	0.00	0.00	0.00	0.00
76	PV	1.0000	-16.50	1055.00	134.57	0.00	0.00
77	PV	1.0120	-40.49	0.00	-0.10	26.41	8.78
78	PQ	1.0235	-38.24	0.00	0.00	79.12	0.00
79	PQ	1.0323	-36.19	0.00	0.00	0.00	0.00
80	PQ	1.0105	-38.36	0.00	0.00	15.76	5.25
81	PQ	1.0020	-46.40	0.00	0.00	50.88	16.80
82	PQ	0.9998	-42.02	0.00	0.00	62.28	20.26
83	PQ	1.0042	-41.12	0.00	0.00	0.00	0.00
84	PQ	1.0107	-37.77	0.00	0.00	37.9	9.49
85	PV	0.9711	-41.07	0.00	-0.1	40.52	11.26
86	PQ	0.9702	-44.99	0.00	0.00	50.73	13.35
87	PQ	0.9804	-43.54	0.00	0.00	16.91	4.23
88	PQ	0.9894	-44.76	0.00	0.00	60.6	4.44
89	PQ	0.9914	-46.16	0.00	0.00	0.00	0.00
90	PQ	0.9616	-48.64	0.00	0.00	50.21	16.76
91	PQ	1.0130	-36.55	0.00	0.00	51.24	12.83
92	PQ	1.0032	-37.52	0.00	0.00	36.12	9.05
93	PQ	1.0298	-32.66	0.00	0.00	103.82	34.56
94	PQ	1.0269	-36.94	0.00	0.00	163.98	6.49
95	PQ	1.0309	-36.55	0.00	0.00	117.17	39.01
96	PQ	1.0018	-45.06	0.00	0.00	119.25	0.00
97	PQ	1.0274	-37.22	0.00	0.00	22.84	5.71
98	PV	1.0453	-35.31	0.00	30.00	151.14	50.35
99	PV	1.0000	-31.41	130.9	4.6	0.00	0.00
100	PQ	0.9881	-45.82	0	0	23.21	6.90
101	PV	1.0000	-40.08	82	30.14	0	0.00
102	PQ	1.0041	-37.03	0	0	16.54	4.08

103	PV	1.0155	-34.68	-322.1	45.8	0	0.00
104	PV	0.9939	-44.63	0.00	-0.1	31.52	10.46
105	PQ	1.0346	-38.58	0.00	0.00	24.84	6.23
106	PQ	0.9950	-43.01	0.00	0.00	0	0.00
107	PQ	0.9913	-43.89	0.00	0.00	35.41	5.41
108	Ref.	1.0000	-27.69	551.65	148.62	0	0.00
109	PQ	1.0139	-33.06	0.00	0.00	0	0.00
110	PQ	1.0275	-29.53	0.00	0.00	0	0.00
111	PQ	1.0056	-33.94	0.00	0.00	65.41	16.72
112	PQ	1.0274	-27.02	0.00	0.00	0.00	0.00
113	PV	1.0254	-30.96	-32.7	95.2	0.00	0.00
114	PV	1.0000	-23.68	131	22.33	0.00	0.00
115	PQ	1.0177	-36.05	0.00	0.00	17.32	3.34
116	PQ	1.0245	-37.29	0.00	0.00	56.08	11.20
117	PQ	1.0144	-37.96	0.00	0.00	101.93	20.06
118	PV	1.0000	-34.03	173	59.31	0.00	0.00
119	PQ	1.0100	-35.26	0.00	0.00	0.00	0.00
120	PQ	1.0240	-27.38	0.00	0.00	0.00	0.00
121	PV	1.0000	-20.11	620	150.72	0.00	0.00
122	PQ	0.9890	-45.83	0.00	0.00	47.28	9.36
123	PV	1.0000	-46.18	-164.90	54.61	0.00	0.00
124	PV	1.0094	-31.03	2570.90	0.00	2000.00	90.90
125	PV	1.0200	-29.35	2387.50	-24.96	2000.00	0.00
126	PV	1.0116	-26.60	2467.00	63.80	2000.00	0.00
127	PV	0.9857	-29.55	52.60	-65.00	0.00	0.00
128	PQ	1.0241	-27.28	0.00	0.00	0.00	0.00
129	PQ	1.0245	-27.50	0.00	0.00	0.00	0.00
130	PV	1.0300	-19.36	455.00	123.05	0.00	0.00
131	PV	1.0180	-20.44	575.00	94.02	0.00	0.00
132	PV	1.0201	-30.37	-159.00	-36.10	0.00	0.00
133	PQ	1.0354	-32.20	0.00	0.00	30.1	6.02
134	PQ	1.0233	-30.87	0.00	0.00	17.46	3.34
135	PQ	1.0323	-32.24	0.00	0.00	20.06	4.01
136	PQ	1.0256	-32.51	0.00	0.00	20.06	4.01
137	PQ	1.0293	-32.47	0.00	0.00	20.06	4.01
138	PQ	1.0317	-31.28	0.00	0.00	0.00	0.00
139	PQ	1.0267	-32.06	0.00	0.00	10.10	2.01
140	PQ	1.0288	-32.39	0.00	0.00	13.58	2.68
141	PQ	1.0028	-33.92	0.00	0.00	0.00	0.00
142	PQ	1.0279	-40.63	0.00	0.00	27.09	5.35
143	PQ	1.0059	-39.43	0.00	0.00	21.07	4.01
144	PQ	1.0223	-36.17	0.00	0.00	12.37	2.01
145	PQ	1.0192	-34.41	0.00	0.00	10.83	2.21
146	PQ	1.0101	-39.89	0.00	0.00	21.33	4.01
147	PQ	1.0106	-38.98	0.00	0.00	216.42	42.8
148	PQ	1.0136	-40.01	0.00	0.00	120.00	24.00
149	PQ	1.0260	-23.76	0.00	0.00	0.00	0.00
150	PQ	1.0235	-24.41	0.00	0.00	4.80	1.60
151	PQ	1.0102	-26.70	0.00	0.00	24.00	8.00
152	PV	1.0235	-26.80	-6.00	2.80	0.00	0.00
153	PQ	1.0179	-25.81	0.00	0.00	4.00	1.60
154	PQ	0.9753	-32.10	0.00	0.00	28.00	9.60
155	PQ	0.9856	-30.28	0.00	0.00	12.00	4.00

156	PQ	0.9790	-31.79	0.00	0.00	8.00	2.40
157	PQ	0.9806	-32.55	0.00	0.00	32.00	10.40
158	PQ	0.9685	-33.49	0.00	0.00	16.00	5.60
159	PQ	0.9689	-33.33	0.00	0.00	8.00	2.40
160	PQ	0.9717	-32.76	0.00	0.00	14.40	4.80
161	PQ	1.0042	-28.10	0.00	0.00	32.00	10.40
162	PQ	1.0006	-28.98	0.00	0.00	20.00	6.40
Totais:				15549.65	914.14	15386.88	1174.62

AIII.4 Rede de teste do IEEE com 50 geradores

O Sistema Eléctrico de Energia, que se encontra representado na figura AIII.4, é constituído por 50 geradores, 145 barramentos e 52 transformadores e 401 linhas. Nas tabelas AIII.13 e AIII.14 são apresentados os valores numéricos das características eléctricas das linhas e dos transformadores da rede de teste. As características dos geradores e dos reguladores automáticos de tensão correspondentes estão representadas nas tabelas AIII.15 e AIII.16 respectivamente. Enquanto, na tabela AIII.17 são mostrados os resultados do trânsito de potências [111].

Tabela AIII.13 - Características das Linhas

Linha No.	Barramentos		Circuito No.	Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
		<i>j</i>				
1	1	2	1	0.00003	0.0008	0.0632
2	1	2	2	0.00003	0.0008	0.0632
3	1	6	1	0.00194	0.0209	2.3792
4	2	6	1	0.00194	0.0209	2.3792
5	3	33	1	0.00020	0.0221	0.0000
6	4	33	1	0.00020	0.0221	0.0000
7	5	33	1	0.00020	0.0219	0.0000
8	6	7	1	0.00129	0.0139	1.4652
9	6	9	1	0.00016	0.0017	0.1752
10	6	10	1	0.00016	0.0017	0.1752
11	6	12	1	0.00020	0.0021	0.8776
12	6	12	2	0.00020	0.0021	0.8776
13	8	66	1	0.00020	0.0299	0.0000
14	8	66	2	0.00020	0.0221	0.0000
15	11	69	1	0.00020	0.0262	0.0000
16	12	14	1	0.00096	0.0091	0.8556
17	12	14	2	0.00096	0.0091	0.8556
18	12	25	1	0.00051	0.0055	0.6250
19	12	25	2	0.00051	0.0055	0.6250
20	13	72	1	0.00020	0.0260	0.0000
21	13	72	2	0.00030	0.0262	0.0000
22	13	72	3	0.00020	0.0260	0.0000
23	14	17	1	0.00339	0.0367	3.4582
24	14	17	2	0.00352	0.0367	3.4516
25	15	58	1	0.00020	0.0255	0.0000
26	16	58	1	0.00020	0.0220	0.0000
27	17	22	1	0.00228	0.0276	2.6204
28	18	59	1	0.00020	0.0298	0.0000
29	19	59	1	0.00000	0.0629	0.0000
30	20	59	1	0.00000	0.0638	0.0000
31	21	59	1	0.00020	0.0329	0.0000
32	22	24	1	0.00173	0.0208	1.9648
33	23	83	1	0.00040	0.0595	0.0000
34	23	83	2	0.00030	0.0597	0.0000
35	25	27	1	0.00230	0.0266	3.0508
36	25	27	2	0.00230	0.0266	3.0508
37	26	73	1	0.00030	0.0267	0.0000
38	28	75	1	0.00020	0.0290	0.0000
39	29	75	1	0.00020	0.0269	0.0000
40	30	78	1	0.00000	0.0335	0.0000
41	31	74	1	0.00030	0.0279	0.0000
42	32	69	1	0.00020	0.0265	0.0000
43	33	34	1	0.00006	0.0009	0.0006
44	33	35	1	0.00006	0.0009	0.0006
45	33	37	1	0.00996	0.0707	0.1116
46	33	38	1	0.00995	0.0693	0.1110
47	33	39	1	0.00850	0.0699	0.1006
48	33	40	1	0.00849	0.0698	0.1004
49	33	49	1	0.00560	0.0493	0.0778
50	33	50	1	0.00560	0.0493	0.0778

51	34	36	1	0.00025	0.0022	0.0006
52	37	88	1	0.00310	0.1651	0.0000
53	38	88	1	0.00310	0.1638	0.0000
54	39	43	1	0.00602	0.0495	0.0712
55	39	84	1	0.00722	0.2786	0.0000
56	40	44	1	0.00603	0.0496	0.0714
57	40	84	1	0.00729	0.2756	0.0000
58	41	42	1	0.00050	0.1514	0.0000
59	41	43	1	0.00001	0.0009	0.0006
60	42	44	1	0.00001	0.0009	0.0006
61	43	46	1	0.00618	0.0508	0.0732
62	44	45	1	0.00618	0.0508	0.0732
63	45	61	1	0.00445	0.0366	0.0526
64	45	85	1	0.00000	0.2600	0.0000
65	46	61	1	0.00445	0.0366	0.0526
66	46	85	1	0.00000	0.2592	0.0000
67	47	48	1	-0.01000	0.2306	0.0000
68	47	50	1	0.00001	0.0009	0.0006
69	47	87	1	0.08310	0.4010	0.0000
70	48	49	1	0.00001	0.0009	0.0006
71	48	87	1	0.09980	0.4360	0.0000
72	49	51	1	0.00898	0.0790	0.1248
73	50	51	1	0.00898	0.0790	0.1248
74	51	52	1	0.00290	0.0279	0.0466
75	51	53	1	0.00290	0.0279	0.0466
76	51	56	1	0.00759	0.0483	0.0712
77	51	57	1	0.00759	0.0483	0.0712
78	52	53	1	-0.00670	0.3911	0.0000
79	52	54	1	0.00470	0.0293	0.0462
80	53	55	1	0.00470	0.0293	0.0462
81	54	55	1	-0.05530	0.9289	0.0000
82	54	61	1	0.00141	0.0087	0.0138
83	55	61	1	0.00141	0.0087	0.0138
84	56	57	1	-0.00900	0.3895	0.0000
85	56	58	1	0.00190	0.0120	0.0178
86	57	58	1	0.00190	0.0120	0.0178
87	58	59	1	0.66740	2.2175	0.0000
88	58	72	1	0.03020	0.2364	0.0000
89	58	87	1	0.08630	0.3906	0.0000
90	58	98	1	0.01310	0.1765	0.0000
91	58	100	1	0.11930	1.2690	0.0000
92	58	103	1	0.84160	5.5383	0.0000
93	59	60	1	-0.18030	5.9659	0.0000
94	59	72	1	0.86130	3.0485	0.0000
95	59	79	1	0.00990	0.2644	0.0000
96	59	80	1	0.28760	2.3898	0.0000
97	59	89	1	0.34210	9.0571	0.0000
98	59	92	1	-0.00700	0.5678	0.0000
99	59	94	1	0.70410	5.9885	0.0000
100	59	98	1	0.10600	0.5845	0.0000
101	59	100	1	0.01830	0.2016	0.0000
102	59	103	1	0.03680	0.3341	0.0000
103	59	107	1	0.03720	0.8834	0.0000

104	60	135	1	-1.83100	9.7964	0.0000
105	60	79	1	-0.03750	1.1068	0.0000
106	60	80	1	0.06550	2.6441	0.0000
107	60	90	1	-0.02010	1.5135	0.0000
108	60	92	1	-0.26400	3.7139	0.0000
109	60	94	1	0.00120	0.0775	0.0000
110	60	95	1	-0.08550	0.9926	0.0000
111	60	138	1	-0.36390	1.7936	0.0000
112	61	63	1	0.00812	0.0782	0.1318
113	61	63	2	0.00812	0.0782	0.1318
114	61	64	1	0.00242	0.0318	0.0568
115	61	65	1	0.00242	0.0318	0.0568
116	62	86	1	0.00360	0.0501	0.0000
117	62	86	2	0.00130	0.0838	0.0000
118	63	64	1	0.01470	0.2825	0.0000
119	63	65	1	0.01470	0.2813	0.0000
120	63	66	1	0.00560	0.0900	0.0000
121	63	67	1	0.03210	0.2785	0.0000
122	63	69	1	0.01070	0.1571	0.0000
123	63	102	1	0.01060	0.1583	0.0000
124	63	102	2	0.01060	0.1576	0.0000
125	63	102	3	0.01070	0.1604	0.0000
126	63	102	4	0.01040	0.1542	0.0000
127	63	116	1	-0.38970	6.8588	0.0000
128	63	117	1	0.00300	0.0560	0.0000
129	63	118	1	-0.01250	0.2425	0.0000
130	63	124	1	-0.12650	2.0220	0.0000
131	64	65	1	0.00130	0.1674	0.0000
132	64	66	1	0.00390	0.0684	0.0000
133	64	67	1	0.02330	0.2120	0.0000
134	64	69	1	0.00750	0.1196	0.0000
135	64	97	1	-0.43360	8.2923	0.0000
136	64	124	1	-0.10410	1.5375	0.0000
137	65	66	1	0.00390	0.0682	0.0000
138	65	67	1	0.02330	0.2111	0.0000
139	65	69	1	0.00750	0.1191	0.0000
140	65	97	1	-0.42920	8.2582	0.0000
141	65	124	1	-0.10320	1.5312	0.0000
142	66	67	1	0.00810	0.0675	0.0000
143	66	68	1	-2.47300	2.4720	0.0000
144	66	69	1	0.00280	0.0381	0.0000
145	66	97	1	-0.11190	2.6432	0.0000
146	66	111	1	0.00000	0.0264	0.0000
147	66	111	2	0.00057	0.0266	0.0000
148	66	111	3	0.00000	0.0273	0.0000
149	66	111	4	0.00057	0.0264	0.0000
150	66	124	1	-0.02830	0.4902	0.0000
151	67	68	1	-3.44300	3.7172	0.0000
152	67	69	1	0.00610	0.0550	0.0000
153	67	97	1	0.00630	0.1166	0.0000
154	67	119	1	-0.22130	9.3918	0.0000
155	67	120	1	-0.00340	1.7847	0.0000
156	67	121	1	0.00820	1.1700	0.0000

157	67	122	1	-0.00470	0.4473	0.0000
158	67	124	1	0.00030	0.0065	0.0000
159	67	125	1	0.00620	0.2519	0.0000
160	67	132	1	-0.31940	4.3566	0.0000
161	68	69	1	-0.69200	0.6984	0.0000
162	69	70	1	0.00850	0.3333	0.0000
163	69	71	1	0.00750	0.3120	0.0000
164	69	72	1	0.00130	0.0100	0.0000
165	69	73	1	0.00980	0.0747	0.0000
166	69	74	1	0.01350	0.0741	0.0000
167	69	97	1	-0.06740	1.5849	0.0000
168	69	101	1	0.01740	0.2188	0.0000
169	69	112	1	0.01750	0.2201	0.0000
170	69	124	1	-0.02670	0.3986	0.0000
171	70	71	1	-0.48910	2.6613	0.0000
172	70	72	1	-0.00620	0.1216	0.0000
173	70	73	1	-0.04240	0.9125	0.0000
174	70	74	1	0.00320	0.9138	0.0000
175	70	101	1	-0.12480	1.0409	0.0000
176	70	112	1	-0.12570	1.0471	0.0000
177	71	72	1	-0.00600	0.1138	0.0000
178	71	73	1	-0.04090	0.8541	0.0000
179	71	74	1	0.00180	0.8553	0.0000
180	71	101	1	-0.15920	1.2303	0.0000
181	71	112	1	-0.16030	1.2377	0.0000
182	72	73	1	0.00150	0.0275	0.0000
183	72	74	1	0.00280	0.0274	0.0000
184	72	98	1	0.01380	0.2417	0.0000
185	72	100	1	0.13370	1.7384	0.0000
186	72	101	1	0.00020	0.0802	0.0000
187	72	103	1	1.02240	7.5945	0.0000
188	72	112	1	0.00020	0.0806	0.0000
189	73	74	1	-0.00070	0.0393	0.0000
190	73	75	1	0.01470	0.2581	0.0000
191	73	81	1	-0.01220	0.3068	0.0000
192	73	82	1	0.00360	2.0169	0.0000
193	73	91	1	0.02710	0.5732	0.0000
194	73	96	1	0.02450	0.4805	0.0000
195	73	101	1	0.00440	0.6014	0.0000
196	73	105	1	0.00070	0.0325	0.0000
197	73	105	2	0.00070	0.0325	0.0000
198	73	105	3	0.00060	0.0295	0.0000
199	73	108	1	-0.01820	0.5832	0.0000
200	73	109	1	0.05240	3.0059	0.0000
201	73	112	1	0.00430	0.6050	0.0000
202	73	121	1	-0.02680	1.7653	0.0000
203	74	75	1	0.02150	0.3277	0.0000
204	74	81	1	-0.03330	0.4631	0.0000
205	74	82	1	-0.00980	1.9859	0.0000
206	74	91	1	0.04130	0.7511	0.0000
207	74	96	1	0.43500	7.6901	0.0000
208	74	101	1	0.03440	0.6005	0.0000
209	74	106	1	0.00300	0.0335	0.0000

210	74	106	2	0.00050	0.0328	0.0000
211	74	108	1	-0.01870	0.4544	0.0000
212	74	109	1	0.10040	3.4697	0.0000
213	74	112	1	0.03450	0.6042	0.0000
214	74	121	1	-0.03480	1.3757	0.0000
215	75	82	1	0.07770	1.1250	0.0000
216	75	91	1	-0.22550	3.1442	0.0000
217	75	96	1	-0.45160	4.6310	0.0000
218	75	108	1	0.00420	0.1049	0.0000
219	75	109	1	0.10460	1.4465	0.0000
220	75	121	1	0.01780	0.3172	0.0000
221	76	77	1	0.00020	0.0160	0.0000
222	76	89	1	0.00110	0.0221	0.0000
223	79	80	1	0.04400	0.0991	0.0000
224	79	90	1	0.05060	2.4710	0.0000
225	79	92	1	0.00170	0.3032	0.0000
226	79	94	1	0.12750	1.1195	0.0000
227	79	95	1	0.30500	6.4154	0.0000
228	79	107	1	0.07860	1.4140	0.0000
229	80	90	1	0.46580	5.8756	0.0000
230	80	92	1	0.11920	1.5053	0.0000
231	80	94	1	0.46000	2.6475	0.0000
232	82	91	1	-0.23490	2.4188	0.0000
233	82	108	1	-0.07420	0.7278	0.0000
234	82	109	1	-0.00710	0.2634	0.0000
235	82	121	1	-0.18920	2.2054	0.0000
236	83	89	1	0.05820	0.3855	0.0000
237	89	103	1	-1.07300	4.1433	0.0000
238	90	92	1	-0.13800	8.2959	0.0000
239	90	94	1	0.06890	1.0717	0.0000
240	91	96	1	-0.12240	4.2463	0.0000
241	91	108	1	-0.10780	0.6994	0.0000
242	91	109	1	-0.26990	4.2634	0.0000
243	91	121	1	-0.29240	2.1210	0.0000
244	92	94	1	0.28830	3.7717	0.0000
245	92	107	1	0.01760	3.0227	0.0000
246	94	95	1	0.05340	0.9960	0.0000
247	94	138	1	-0.11250	1.8385	0.0000
248	95	138	1	-0.07320	0.6389	0.0000
249	96	108	1	-0.82150	6.1143	0.0000
250	97	124	1	-0.37930	1.9557	0.0000
251	98	100	1	-0.00630	0.3269	0.0000
252	98	103	1	0.05440	1.4358	0.0000
253	100	103	1	-0.02490	0.4891	0.0000
254	101	112	1	-0.01380	0.3610	0.0000
255	102	117	1	-0.00030	0.0190	0.0000
256	102	118	1	-0.02670	0.3222	0.0000
257	108	109	1	-0.08250	1.2713	0.0000
258	108	121	1	-0.00090	0.0431	0.0000
259	109	121	1	-0.18810	3.8499	0.0000
260	115	116	1	0.00080	0.0291	0.0000
261	115	117	1	-0.00920	0.2222	0.0000
262	115	118	1	-0.00440	0.0677	0.0000

263	115	143	1	-0.10170	0.4924	0.0000
264	116	117	1	0.00191	0.0288	0.0000
265	116	118	1	-0.00100	0.0440	0.0000
266	116	143	1	-0.21870	1.2896	0.0000
267	117	118	1	0.00080	0.0081	0.0000
268	117	143	1	-0.08340	0.6854	0.0000
269	118	131	1	-0.89250	6.2385	0.0000
270	118	132	1	-0.69670	8.1430	0.0000
271	118	143	1	-0.00110	0.0231	0.0000
272	119	120	1	0.00100	0.0236	0.0000
273	119	121	1	-0.01100	0.2901	0.0000
274	119	122	1	-0.60130	5.8941	0.0000
275	119	124	1	-0.26180	3.3940	0.0000
276	119	125	1	-0.00820	0.2595	0.0000
277	119	126	1	0.00153	0.0179	0.0000
278	119	127	1	-0.11720	1.3932	0.0000
279	119	128	1	-0.00540	0.0516	0.0000
280	119	129	1	0.00340	0.0642	0.0000
281	119	130	1	-0.00220	0.0163	0.0000
282	119	131	1	-0.00440	0.0242	0.0000
283	119	132	1	-0.41370	2.4027	0.0000
284	119	144	1	-0.85110	3.8358	0.0000
285	120	121	1	0.00090	0.0779	0.0000
286	120	122	1	-0.06100	0.9305	0.0000
287	120	123	1	-0.04660	0.5011	0.0000
288	120	124	1	-0.02590	0.4722	0.0000
289	120	125	1	-0.00020	0.0555	0.0000
290	120	127	1	0.00200	0.1818	0.0000
291	120	128	1	-0.00290	0.0743	0.0000
292	120	129	1	-0.02290	0.4911	0.0000
293	120	130	1	-0.16740	1.0675	0.0000
294	120	131	1	-0.06870	0.4516	0.0000
295	120	132	1	-0.02550	0.4566	0.0000
296	121	122	1	-0.01080	0.4830	0.0000
297	121	123	1	-0.17120	1.9482	0.0000
298	121	124	1	-0.00600	0.3494	0.0000
299	121	125	1	0.00000	0.0124	0.0000
300	121	127	1	-0.02040	0.8338	0.0000
301	121	128	1	-0.02780	0.3095	0.0000
302	121	129	1	-0.45450	4.2540	0.0000
303	121	131	1	-0.21830	1.5066	0.0000
304	121	132	1	-0.13080	1.3815	0.0000
305	122	123	1	-0.58400	4.8609	0.0000
306	122	124	1	-0.00090	0.0552	0.0000
307	122	125	1	-0.00690	0.1583	0.0000
308	122	131	1	-0.24330	1.9350	0.0000
309	122	132	1	-0.01870	0.2572	0.0000
310	122	133	1	-0.09800	0.9821	0.0000
311	122	143	1	-0.03120	0.4888	0.0000
312	123	124	1	-0.22300	1.9670	0.0000
313	123	125	1	-0.08210	0.6062	0.0000
314	123	131	1	-0.17830	1.2535	0.0000
315	123	132	1	-0.13550	1.2041	0.0000

316	124	125	1	-0.00170	0.0949	0.0000
317	124	128	1	-1.15300	8.2513	0.0000
318	124	131	1	-0.10620	0.8185	0.0000
319	124	132	1	-0.00940	0.1612	0.0000
320	124	133	1	-0.03420	1.1798	0.0000
321	124	143	1	-0.00780	0.7607	0.0000
322	125	127	1	-0.07910	0.9851	0.0000
323	125	128	1	-0.06200	0.5991	0.0000
324	125	129	1	-0.42170	3.9702	0.0000
325	125	130	1	-1.97400	8.4854	0.0000
326	125	131	1	-0.12510	0.6939	0.0000
327	125	132	1	-0.05360	0.5086	0.0000
328	127	128	1	-0.00260	0.1240	0.0000
329	127	129	1	-0.03920	1.1082	0.0000
330	128	129	1	-0.00100	0.0207	0.0000
331	128	130	1	-1.10000	2.9924	0.0000
332	128	131	1	-1.55900	4.0869	0.0000
333	130	131	1	-0.00270	0.0154	0.0000
334	130	132	1	-0.65090	3.0310	0.0000
335	130	144	1	-0.75320	3.0664	0.0000
336	131	132	1	-0.00320	0.0411	0.0000
337	131	133	1	-1.07700	5.5285	0.0000
338	131	143	1	-0.05880	0.4055	0.0000
339	131	144	1	-0.00220	0.0151	0.0000
340	132	133	1	-0.09160	0.8229	0.0000
341	132	143	1	-0.00490	0.0965	0.0000
342	132	144	1	-0.11080	0.9827	0.0000
343	133	143	1	-0.36000	2.6309	0.0000
344	134	131	1	-0.40420	0.9144	0.0000
345	134	136	1	-0.06980	0.6428	0.0000
346	134	139	1	-0.03530	0.1660	0.0000
347	134	141	1	-0.02300	0.1179	0.0000
348	134	142	1	-0.02630	0.1167	0.0000
349	134	144	1	-0.01450	0.0435	0.0000
350	134	145	1	-0.00340	0.0216	0.0000
351	135	95	1	-0.34480	3.4845	0.0000
352	135	136	1	-0.00310	0.0178	0.0000
353	135	138	1	-0.00840	0.1729	0.0000
354	135	141	1	-0.12900	0.6993	0.0000
355	136	115	1	-0.01200	0.0855	0.0000
356	136	116	1	-1.20000	4.2655	0.0000
357	136	117	1	-2.96900	9.0875	0.0000
358	136	118	1	-0.57490	1.6206	0.0000
359	136	138	1	-0.15810	0.5485	0.0000
360	136	139	1	-0.00590	0.0293	0.0000
361	136	140	1	-2.40300	9.3780	0.0000
362	136	141	1	-0.00260	0.0175	0.0000
363	136	142	1	-0.04670	0.1709	0.0000
364	136	143	1	-1.76200	3.4549	0.0000
365	136	145	1	-0.00490	0.0539	0.0000
366	137	139	1	-0.01830	0.0936	0.0000
367	137	140	1	-2.22900	8.0228	0.0000
368	137	145	1	-0.08520	0.4071	0.0000

369	139	140	1	-0.00540	0.0239	0.0000
370	139	141	1	-0.00830	0.0460	0.0000
371	139	142	1	-0.31020	1.2670	0.0000
372	139	145	1	-0.00090	0.0080	0.0000
373	140	145	1	-0.10880	0.4800	0.0000
374	141	115	1	-0.00070	0.0131	0.0000
375	141	116	1	-0.15680	0.7448	0.0000
376	141	117	1	-0.37020	1.3820	0.0000
377	141	118	1	-0.04140	0.1439	0.0000
378	141	131	1	-0.23310	0.8129	0.0000
379	141	132	1	-1.62800	7.0936	0.0000
380	141	142	1	-0.00180	0.0105	0.0000
381	141	143	1	-0.07020	0.1778	0.0000
382	141	144	1	-0.07560	0.2441	0.0000
383	141	145	1	-0.00380	0.0358	0.0000
384	142	115	1	-0.01660	0.1563	0.0000
385	142	116	1	-0.69160	2.6302	0.0000
386	142	117	1	-0.55960	2.2284	0.0000
387	142	118	1	-0.01850	0.1037	0.0000
388	142	119	1	-0.27420	1.8611	0.0000
389	142	120	1	-0.60430	7.3530	0.0000
390	142	122	1	-0.25890	2.1732	0.0000
391	142	124	1	-0.17360	2.1347	0.0000
392	142	125	1	-1.09000	8.6160	0.0000
393	142	130	1	-0.36080	1.8618	0.0000
394	142	131	1	-0.00130	0.0157	0.0000
395	142	132	1	-0.00550	0.0810	0.0000
396	142	133	1	-1.63600	9.1725	0.0000
397	142	143	1	-0.00380	0.0187	0.0000
398	142	144	1	-0.00200	0.0229	0.0000
399	142	145	1	-0.07380	0.4380	0.0000
400	143	144	1	-0.48630	2.3282	0.0000
401	144	145	1	-0.38350	1.2052	0.0000

Tabela AIII.14 - Características dos Transformadores

Transf. No.	Barramentos		Circuito No.	Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Tomada do transformador
	<i>i</i>	<i>j</i>				
1	1	3	1	-0.00900	-0.1718	0.9350
2	1	4	1	-0.00900	-0.1718	0.9350
3	1	5	1	-0.00890	-0.1697	0.9350
4	1	33	1	0.00010	0.0060	0.9350
5	1	93	1	0.00020	0.0138	1.1036
6	1	93	2	0.00020	0.0138	1.1036
7	2	113	1	0.00000	0.0148	1.1052
8	2	114	1	0.00018	0.0145	1.1052
9	7	8	1	-0.01120	-0.1516	0.9716
10	7	66	1	0.00015	0.0097	0.9716
11	7	104	1	0.00036	0.0190	1.1052
12	7	104	2	0.00041	0.0174	1.1052
13	9	11	1	-0.02170	-0.3062	0.9166
14	9	69	1	0.00040	0.0188	0.9166

15	10	32	1	-0.02700	-0.3041	0.9166
16	10	69	1	0.00040	0.0187	0.9166
17	12	13	1	-0.02230	-0.3099	0.9166
18	12	13	2	-0.02370	-0.3160	0.9166
19	12	13	3	-0.02370	-0.3160	0.9166
20	12	72	1	0.00030	0.0189	0.9166
21	12	72	2	0.00030	0.0190	0.9166
22	12	72	3	0.00030	0.0190	0.9166
23	14	15	1	-0.04150	-0.3996	0.9164
24	14	16	1	-0.01000	-0.1669	0.9164
25	14	58	1	0.00020	0.0097	0.9164
26	17	18	1	-0.31810	-1.3150	0.8708
27	17	19	1	0.00000	-0.8470	0.8634
28	17	20	1	0.00000	-0.8676	0.8634
29	17	21	1	-0.00950	-0.1615	0.8708
30	17	59	1	0.00010	0.0071	0.8708
31	22	23	1	0.00000	-0.3787	0.9322
32	22	30	1	0.00000	-0.3066	0.9532
33	22	78	1	0.00000	0.0268	0.9532
34	22	83	1	0.00000	0.0349	0.9322
35	24	76	1	0.00020	0.0088	0.9898
36	24	77	1	-0.00230	-0.0603	0.9898
37	25	26	1	-0.00600	-0.1375	0.9166
38	25	31	1	-0.00820	-0.1648	0.9166
39	25	73	1	0.00030	0.0172	0.9166
40	25	74	1	0.00040	0.0179	0.9166
41	27	28	1	-0.11530	-0.7453	0.9074
42	27	29	1	-0.01630	-0.2618	0.9074
43	27	75	1	0.00016	0.0100	0.9074
44	33	110	1	0.00024	0.0157	1.1800
45	33	110	2	0.00023	0.0156	1.1800
46	36	99	1	0.00080	0.0455	1.1291
47	37	87	1	0.00093	0.0442	1.0500
48	61	62	1	-0.03620	-0.2608	1.0500
49	61	62	2	-0.04720	-0.5438	1.0500
50	61	86	1	0.00132	0.0320	1.0500
51	61	86	2	0.00110	0.0370	1.0500
52	61	86	3	0.00110	0.0370	1.0500

Tabela AIII.15 - Características dos Geradores

Unid. No.	Barra. No.	H [s]	x'_d [p.u.]	x'_q [p.u.]	x_d [p.u.]	x_q [p.u.]	x_l [p.u.]	$s(1.2)$	$s(1.2)$	T'_{do} [s]	T'_{qo} [s]
1	93	115.0366	0.02400	0.03655	0.09842	0.09673	0.01237	0.0654	0.5743	8.50	1.24
2	104	73.8528	0.01220	0.01440	0.10160	0.09820	0.00810	0.2100	0.5500	10.00	1.50
3	105	84.3915	0.02080	0.03149	0.11440	0.10920	0.01102	0.1300	0.4096	6.61	1.50
4	106	56.261	0.03118	0.04720	0.17165	0.16377	0.01653	0.1300	0.4096	6.61	1.50
5	110	115.05	0.02400	0.03655	0.09842	0.09673	0.01237	0.0654	0.5743	8.50	1.24
6	111	73.8528	0.01220	0.01440	0.10160	0.09820	0.00810	0.2100	0.5500	10.00	1.50
7	60	1.41	0.47690								
8	67	52.1796	0.02130								
9	79	6.65	0.12920								
10	80	1.2857	0.66480								
11	82	2.115	0.52910								
12	89	20.5602	0.05850								
13	90	0.7628	1.60000								
14	91	1.6848	0.37180								
15	94	17.3424	0.08390								
16	95	5.4662	0.16190								
17	96	2.1216	0.48240								
18	97	5.4912	0.21250								
19	98	13.96	0.07950								
20	99	17.108	0.11460								
21	100	7.56	0.13860								
22	101	12.2844	0.09240								
23	102	78.4366	0.01350								
24	103	8.16	0.10630								
25	108	30.432	0.02480								
26	109	2.6622	0.20290								
27	112	12.2844	0.09240								
28	115	97.33	0.00240								
29	116	105.50	0.00220								
30	117	102.16	0.00170								
31	118	162.74	0.00140								
32	119	248.22	0.00020								
33	121	116.54	0.00170								
34	122	39.24	0.00890								
35	124	116.86	0.00170								
36	128	503.87	0.00010								
37	130	230.90	0.00100								
38	131	1101.72	0.00010								
39	132	120.35	0.00160								
40	134	802.12	0.00030								
41	135	232.63	0.00080								
42	136	2018.17	0.00010								
43	137	469.32	0.00040								
44	139	2210.20	0.00010								
45	140	899.19	0.00030								
46	141	1474.22	0.00010								
47	142	950.80	0.00030								
48	143	204.30	0.00230								
49	144	443.22	0.00040								
50	145	518.08	0.00180								

Tabela AIII.16 - Características dos Reguladores Automáticos de Tensão

Unidade No.	Barramento No.	K_A [p.u.]	T_A [s]	T_B [s]	T_C [s]	E_{fdmax} [p.u.]	E_{fdmin} [p.u.]
1	93	185.00	0.020	1.0	1.0	8.89	-2.0
2	104	253.00	0.015	1.0	1.0	8.86	-7.0
3	105	54.63	0.468	1.0	1.0	7.38	0.0
4	106	54.63	0.468	1.0	1.0	7.38	0.0
5	110	185.00	0.020	1.0	1.0	8.89	-2.0
6	111	253.00	0.015	1.0	1.0	8.86	-7.0

Tabela AIII.17 - Resultados do trânsito de potências

Barramento		Tensão		Produção		Consumo	
No.	Tipo	Módulo [p.u.]	Argumento [graus]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]
1	PQ	1.0810	-4.32	0.00	0.00	0.00	0.00
2	PQ	1.0809	-4.39	0.00	0.00	0.00	0.00
3	PQ	1.1015	-4.02	0.00	0.00	0.00	0.00
4	PQ	1.1015	-4.02	0.00	0.00	0.00	0.00
5	PQ	1.1018	-4.02	0.00	0.00	0.00	0.00
6	PQ	1.0433	-7.84	0.00	0.00	0.00	0.00
7	PQ	1.0763	3.21	0.00	0.00	0.00	0.00
8	PQ	1.1137	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00
9	PQ	1.0396	-8.05	0.00	0.00	0.00	0.00
10	PQ	1.0396	-8.05	0.00	0.00	0.00	0.00
11	PQ	1.0937	-10.66	0.00	0.00	0.00	0.00
12	PQ	1.0389	-8.77	0.00	0.00	0.00	0.00
13	PQ	1.0982	-11.43	0.00	0.00	0.00	0.00
14	PQ	1.0385	-9.18	0.00	0.00	0.00	0.00
15	PQ	1.0683	-9.81	0.00	0.00	0.00	0.00
16	PQ	1.0686	-9.86	0.00	0.00	0.00	0.00
17	PQ	1.0012	-9.44	0.00	0.00	0.00	0.00
18	PQ	1.0746	-10.88	0.00	0.00	0.00	0.00
19	PQ	1.0708	-10.96	0.00	0.00	0.00	0.00
20	PQ	1.1131	-10.96	0.00	0.00	0.00	0.00
21	PQ	1.1086	-11.24	0.00	0.00	0.00	0.00
22	PQ	1.0311	-3.88	0.00	0.00	0.00	0.00
23	PQ	1.0979	-5.51	0.00	0.00	0.00	0.00
24	PQ	1.0272	2.30	0.00	0.00	0.00	0.00
25	PQ	1.0380	-9.87	0.00	0.00	0.00	0.00
26	PQ	1.0894	-11.37	0.00	0.00	0.00	0.00
27	PQ	1.0389	-13.07	0.00	0.00	0.00	0.00
28	PQ	1.0762	-15.28	0.00	0.00	0.00	0.00
29	PQ	1.0746	-15.44	0.00	0.00	0.00	0.00
30	PQ	1.0731	-5.35	0.00	0.00	0.00	0.00
31	PQ	1.0905	-11.81	0.00	0.00	0.00	0.00
32	PQ	1.0937	-10.66	0.00	0.00	0.00	0.00
33	PQ	1.1392	-4.06	0.00	0.00	0.00	0.00
34	PQ	1.1387	-4.00	0.00	0.00	45.05	46.56
35	PQ	1.1390	-4.08	0.00	0.00	49.19	27.53
36	PQ	1.1385	-3.82	0.00	0.00	0.00	0.00

37	PQ	1.1235	-6.23	0.00	0.00	0.00	0.00
38	PQ	1.1306	-5.29	0.00	0.00	0.00	0.00
39	PQ	1.1270	-7.92	0.00	0.00	0.00	0.00
40	PQ	1.1269	-7.92	0.00	0.00	0.00	0.00
41	PQ	1.1188	-10.43	0.00	0.00	0.00	0.00
42	PQ	1.1188	-10.45	0.00	0.00	0.00	0.00
43	PQ	1.1189	-10.40	0.00	0.00	0.00	0.00
44	PQ	1.1189	-10.42	0.00	0.00	0.00	0.00
45	PQ	1.1173	-11.41	0.00	0.00	0.00	0.00
46	PQ	1.1173	-11.41	0.00	0.00	0.00	0.00
47	PQ	1.1275	-6.73	0.00	0.00	0.00	0.00
48	PQ	1.1278	-6.71	0.00	0.00	0.00	0.00
49	PQ	1.1276	-6.72	0.00	0.00	0.00	0.00
50	PQ	1.1276	-6.72	0.00	0.00	0.00	0.00
51	PQ	1.1124	-10.16	0.00	0.00	58.45	28.44
52	PQ	1.1118	-11.13	0.00	0.00	0.00	0.00
53	PQ	1.1118	-11.13	0.00	0.00	0.00	0.00
54	PQ	1.1131	-11.79	0.00	0.00	0.00	0.00
55	PQ	1.1131	-11.79	0.00	0.00	0.00	0.00
56	PQ	1.1072	-9.94	0.00	0.00	0.00	0.00
57	PQ	1.1072	-9.94	0.00	0.00	0.00	0.00
58	PQ	1.1067	-9.76	0.00	0.00	76.30	-10.80
59	PQ	1.1165	-10.84	0.00	0.00	0.00	0.00
60	PV	1.1370	-6.37	51.00	32.92	0.00	0.00
61	PQ	1.1144	-11.89	0.00	0.00	0.00	0.00
62	PQ	1.0566	-14.47	0.00	0.00	0.00	0.00
63	PQ	1.1109	-13.98	0.00	0.00	0.00	0.00
64	PQ	1.0980	-9.29	0.00	0.00	0.00	0.00
65	PQ	1.0980	-9.29	0.00	0.00	0.00	0.00
66	PQ	1.1129	1.32	0.00	0.00	102.20	26.70
67	PV	1.0900	-5.66	1486.00	285.20	0.00	0.00
68	PQ	1.2086	-30.99	0.00	0.00	0.00	-7.41
69	PQ	1.0968	-10.42	0.00	0.00	0.00	0.00
70	PQ	0.9998	-14.17	0.00	0.00	0.00	56.63
71	PQ	1.0275	-14.26	0.00	0.00	0.00	-21.20
72	PQ	1.1007	-11.19	0.00	0.00	0.00	0.00
73	PQ	1.0975	-11.06	0.00	0.00	0.00	0.00
74	PQ	1.0973	-11.46	0.00	0.00	81.90	43.70
75	PQ	1.1179	-15.19	0.00	0.00	0.00	0.00
76	PQ	1.0209	5.54	0.00	0.00	0.00	0.00
77	PQ	0.9880	6.72	0.00	0.00	0.00	0.00
78	PQ	1.0740	-5.19	0.00	0.00	89.00	26.80
79	PV	1.0520	-9.51	250.20	-15.95	9.10	3.00
80	PV	1.0690	-8.21	47.00	-15.06	17.10	5.00
81	PQ	1.1304	-25.86	0.00	0.00	82.20	-93.10
82	PV	0.9750	-18.66	70.00	17.15	2.10	1.10
83	PQ	1.0985	-5.38	0.00	0.00	0.00	0.00
84	PQ	1.1156	-9.44	0.00	0.00	24.30	8.20
85	PQ	1.1165	-13.05	0.00	0.00	27.40	0.30
86	PQ	1.0567	-14.01	0.00	0.00	0.00	0.00
87	PQ	1.0652	-7.17	0.00	0.00	0.00	0.00
88	PQ	1.1094	-8.35	0.00	0.00	69.00	20.90
89	PV	1.0660	3.68	673.00	136.39	0.60	0.20

90	PV	0.9500	-7.35	22.00	-3.87	4.60	1.50
91	PV	1.0000	-9.28	64.00	-1.54	0.00	0.00
92	PQ	0.9561	-12.75	0.00	0.00	0.00	31.02
93	PV	1.000	-1.92	373.81	18.50	100.40	73.20
94	PV	1.0200	-0.74	300.00	19.05	15.40	7.60
95	PV	0.9200	18.88	131.00	10.12	6.70	2.20
96	PV	1.0000	-8.98	60.00	21.11	0.00	0.00
97	PV	0.9670	-4.34	140.00	45.63	0.00	0.00
98	PV	0.9700	5.19	426.00	-32.73	0.00	0.00
99	PV	1.0000	1.10	200.00	-8.36	10.46	5.23
100	PV	1.0140	0.70	170.00	58.72	0.00	0.00
101	PV	1.0390	-6.09	310.90	148.66	17.80	4.50
102	PV	1.0190	-4.76	2040.00	488.90	37.60	9.20
103	PV	1.0000	1.51	135.00	4.96	0.00	0.00
104	PV	1.0059	13.68	2000.00	500.00	30.20	7.60
105	PV	1.0070	-2.80	1620.00	388.34	96.00	167.40
106	PV	1.0050	-2.75	1080.00	209.36	64.00	16.00
107	PQ	1.0211	-13.57	0.00	0.00	-17.50	-12.80
108	PV	1.0140	-14.03	800.00	77.28	0.00	0.00
109	PV	0.9150	-18.46	52.00	-15.55	0.00	0.00
110	PV	1.0000	-1.31	519.84	18.50	100.40	73.20
111	PV	1.0000	7.97	2000.00	563.72	60.40	1166.00
112	PV	1.0370	-6.26	300.00	140.11	18.60	4.60
113	PQ	0.9780	-4.39	0.00	0.00	0.00	0.00
114	PQ	0.9780	-4.39	0.00	0.00	0.00	0.00
115	PV	1.0490	-15.61	2493.00	142.72	683.50	184.70
116	PV	1.0430	-16.86	2713.00	631.84	792.60	315.50
117	PV	1.0300	-15.32	2627.00	258.54	485.30	71.40
118	PV	1.0100	-17.79	4220.00	660.38	651.90	328.40
119	PV	1.0130	-59.41	3774.00	8954.00	-59.41	2094.00
120	PQ	1.0331	-51.60	0.00	0.00	-408.00	175.10
121	PV	1.0460	-20.20	2997.00	-160.22	237.70	-17.30
122	PV	1.0000	-2.79	1009.00	174.04	29.20	7.00
123	PQ	1.0171	-33.12	0.00	0.00	-84.00	-19.00
124	PV	1.0000	-1.89	3005.00	569.19	94.10	780.30
125	PQ	1.0084	-32.59	0.00	0.00	-712.00	-319.00
126	PQ	1.0524	-73.90	0.00	0.00	-333.00	-160.00
127	PQ	1.0070	-36.40	0.00	0.00	-546.00	-72.00
128	PV	1.0250	-39.71	12963.00	2610.82	4075.00	703.50
129	PQ	0.9802	-73.07	0.00	0.00	-482.00	-122.00
130	PV	1.0570	-51.87	5937.00	1834.96	4328.00	944.30
131	PV	1.0420	-24.32	28300.00	7473.04	21840.00	4320.00
132	PV	1.0420	-7.24	3095.00	633.42	491.90	110.20
133	PQ	1.0922	-11.60	0.00	0.00	-83.00	-36.30
134	PV	1.0440	-10.82	20626.00	7402.14	22309.00	7402.00
135	PV	1.1070	29.04	1264.00	5982.00	29.04	4298.00
136	PV	1.0830	4.39	51950.00	14453.50	52951.00	13552.00
137	PV	1.0640	-72.73	12068.00	3450.76	12946.00	2608.00
138	PQ	1.1138	12.01	0.00	0.00	-363.00	-188.00
139	PV	1.0400	-10.56	56834.00	15849.66	57718.00	13936.00
140	PV	1.0500	-26.16	23123.00	6710.47	24775.00	6676.00
141	PV	1.0530	-9.12	37911.00	11669.50	32799.00	11361.00
142	PV	1.1550	-10.73	24449.00	5496.12	17737.00	3934.00

143	PV	1.0310	-13.66	5254.00	2158.63	4672.00	1709.00
144	PV	0.9970	-8.58	11397.00	2686.85	9602.00	2203.00
145	Ref.	1.0520	5.02	14118.62	2987.15	9173.00	1555.00