

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**ASPECTOS COMPUTACIONAIS E DE
MERCADO DA AVALIAÇÃO DA
SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

MANFRED FRITZ BEDRIÑANA ARONÉS

São Luís - MA, Brasil

Julho 2003

ASPECTOS COMPUTACIONAIS E DE MERCADO DA AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação
em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para
obtenção ao título de Mestre em Engenharia Elétrica
na área de Sistemas de Energia.

Por

MANFRED FRITZ BEDRIÑANA ARONÉS

JULHO, 2003

**ASPECTOS COMPUTACIONAIS E DE
MERCADO DA AVALIAÇÃO DA
SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

MANFRED FRITZ BEDRIÑANA ARONÉS

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 31 / 07 / 03

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. André Luíz Morelato França
UNICAMP
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Méndez
UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

**ASPECTOS COMPUTACIONAIS E DE MERCADO DA AVALIAÇÃO
DA SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA**

MESTRADO

Área de Concentração: SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

MANFRED FRITZ BEDRIÑANA ARONÉS

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

**Curso de Pós-Graduação
em Engenharia de Eletricidade da
Universidade Federal do Maranhão**

Em memória

da minha mãe, Julia.

Ao meu pai Juan

e irmãos (Yeny e Ludwig).

AGRADECIMENTOS

Ao professor Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas pela orientação. Considero que o desenvolvimento deste trabalho foi alcançado em virtude de sua amizade, compreensão e apoio ao longo destes anos.

Ao meu pai Juan Jorge Bedriñana como fonte de inspiração na minha formação, pelo carinho e incentivo demonstrado. O apoio à minha vinda ao Brasil foi fundamental.

Aos meus irmãos Yeny e Ludwig pela contínua preocupação e carinho expressado no decorrer destes anos.

A Marcos J. Rider Flores e Osvaldo Silva de Sousa Jr. pela amizade e fundamental apoio na etapa final deste trabalho.

Aos meus colegas do laboratório: Ricardo, Irlandino e Jorge Henrique, aos peruanos: Alex e Clodomiro, a todos do GSP (Grupo de Sistemas de Potência) e do curso de Pós-graduação, que com sua amizade fizeram da minha permanência em São Luís uma lembrança inesquecível.

Ao grupo de professores do curso: Maria da Guia da Silva, Osvaldo Ronald Saavedra Méndez e José Onoda Pessanha, pela amizade e apoio.

A Luciana Araújo por todas as demonstrações de apoio, atenção e carinho.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo apoio financeiro.

RESUMO

Neste trabalho são usadas distintas metodologias em forma integrada para a avaliação da segurança dinâmica de sistemas de energia elétrica, o cálculo de medidas de controle preventivas e a quantificação do impacto econômico. No esquema de avaliação da segurança dinâmica, foram adotados os módulos: entrada de dados e geração da lista de contingências, gerenciador de processo, seleção dinâmica de contingências, avaliação dinâmica de contingências e monitoramento da segurança dinâmica. Os processos de seleção e avaliação dinâmica de contingências usam a análise da estabilidade transitória angular e são controlados pelo módulo gerenciador de processos, o qual utiliza um ambiente de processamento distribuído utilizando C++ Builder e arquitetura CORBA. O módulo de seleção de contingências faz a classificação e ordenamento das contingências de acordo com a margem de energia transitória segundo o método da função de energia transitória. A avaliação dinâmica das contingências é realizada pela simulação no domínio do tempo com modelo detalhado do sistema. O módulo de monitoramento da segurança dinâmica determina se o sistema é seguro ou não. As medidas de controle preventivo são definidas ao estabelecer os limites máximos de geração, calculados com métodos rápidos, sem o uso de sensibilidades. O impacto econômico é medido com o despacho econômico considerando só a potência ativa baseada na linearização do problema e resolvido com o método de programação linear primal-dual simplex, sendo que este módulo leva em conta aspectos de congestão, perdas ativas na transmissão e custos marginais. É considerada a possibilidade de corte de carga se houver déficit de geração de potência ativa do sistema como resultado da adoção de medidas preventivas. A metodologia integrada foi implementada em um sistema computacional interativo, codificado em linguagem C++, em uma rede de microcomputadores com sistema operacional Windows. Os sistemas de teste, Anderson-Fouad (WSCC) de 3 geradores – 9 barras e o sistema sul-sudeste brasileiro de 46 geradores – 320 barras, foram utilizados nos estudos de simulação. A análise dos resultados indica o grau de segurança dinâmica e o custo implicado na melhoria da segurança dinâmica dos sistemas de potência.

ABSTRACT

In this work, different methodologies for the dynamic security assessment of electric energy systems, the calculation of preventive control measures and the quantification of the economic impact of the generation rescheduling, are used. For the dynamic security assessment the following modules have been adopted: initial data processing and generation of the list of contingencies, processes manager, dynamic selection of contingencies, dynamic assessment of contingencies and monitoring of the dynamic security. The processes of selection and dynamic assessment of contingencies use analysis of the angular transient stability and are controlled by the processes manager module in a distributed processing environment using C++ Builder and CORBA architecture. Classification and ranking of the contingencies are performed with the contingencies selection module which uses the concept of transient energy margin. For the dynamic assessment of the contingencies is used the analysis of the angular transient stability whereas the module of dynamic security monitoring determines the system security. Power system preventive measures are defined by establishing the maximum generation limits computed with fast methods, without use of sensibilities. With the preventive economic dispatch has been measured the economic impact considering only the active power based on the linearization of the problem which is solved with the simplex primal-dual linear programming method, this module takes into account aspects of congestion, transmission active power losses and marginal costs. Load shedding option is considered when it is detected a deficit of active power generation as a result of the preventive measures. The integrated methodology has been implemented in an interactive computer program in a local area network of personal computers under Windows operating system and coded in C++ language. Two test power systems, Anderson-Fouad (WSCC) of 3 generators – 9 buses and a configuration of the Brazilian south-southeast system of 46 generators – 320 buses, have been used in the simulation of the proposed methodology. An analysis of the test results indicate the level of dynamic security and the cost involved in the improvement of the power system dynamic security.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	vii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	xii
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Generalidades	1
1.3 Formulação do Problema.....	4
1.4 Objetivo	4
1.5 Justificativa e Metodologia.....	5
1.6 Estrutura do Trabalho	7
2. SEGURANÇA DINÂMICA E METODOLOGIA USADA.....	9
2.1 Introdução	9
2.2 Análise da Segurança.....	11
2.2.1 Segurança.....	11
2.2.2 Análise da Segurança <i>on-line</i>	13
2.3 Estabilidade Transitória de Sistemas de Potência	17
2.3.1 Método Indireto de Simulação no Domínio do Tempo	18
2.3.2 Método da Função de Energia Transitória.....	18

2.4	Análise da Segurança Dinâmica	25
2.4.1	Avaliação da Segurança Dinâmica	26
2.4.2	Controle da Segurança Dinâmica	31
2.4.3	A Segurança Dinâmica e os Mercados Elétricos Competitivos	32
2.4.4	Esquema de Trabalho.....	34
2.5	Metodologia aplicada na Avaliação da Segurança Dinâmica.....	38
2.5.1	Módulo A – Entrada de Dados	38
2.5.2	Módulo B – Gerenciador de Processos.....	40
2.5.3	Módulo C – Seleção Dinâmica de Contingências	40
2.5.4	Módulo D – Avaliação Exata das Contingências	45
2.5.5	Módulo E – Monitoramento do Nível de Segurança Dinâmica.....	45
2.6	Metodologia Aplicada no Cálculo das Medidas de Controle Preventivo.....	46
2.6.1	Módulo F – Medidas de Controle Preventivas	46
2.7	Metodologia Aplicada no Corte de Carga e na Reprogramação Econômica da Geração	48
2.7.1	Módulo G – Comprovação do Corte de Carga	52
2.7.2	Módulo H – Reprogramação Econômica da Geração	54

3. SISTEMAS COMPUTACIONAIS DISTRIBUÍDOS E ARQUITETURA

CORBA	57	
3.1	Introdução	57
3.2	Sistemas Computacionais Distribuídos	58
3.2.1	Conceito	58
3.2.2	Características	58

3.2.3	Modelos Arquiteturais	60
3.2.4	Dificuldades na construção e gerenciamento.....	61
3.2.5	O modelo Cliente-Servidor	63
3.3	CORBA	65
3.3.1	OMG	65
3.3.2	A arquitetura CORBA	67
3.3.3	Serviços CORBA.....	69
4.	IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS.....	72
4.1	Introdução	72
4.2	Implementação da Aplicação Computacional Distribuída	73
4.3	Resultados.....	75
4.3.1	Condições iniciais de Operação	75
4.3.2	Avaliação da Segurança Dinâmica	81
4.3.3	Cálculo das Medidas de Controle Preventivas	86
4.3.4	Corte de Carga e Reprogramação Econômica da Geração	88
4.3.5	Resumo de Resultados e Discussão	95
4.3.6	Desempenho do Sistema Computacional Distribuído Implementado ..	98
5.	CONCLUSÕES.....	100
5.1	Conclusões.....	100
5.2	Trabalhos Futuros	102
APÊNDICES	104

A. DADOS DOS SISTEMAS DE TESTE.....	105
A.1 Nomenclatura.....	105
A.1 Sistema Anderson-Fouad (WSCC) de 3 geradores	107
A.2 Sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores	109
B. IMPLEMENTAÇÃO DE APLICAÇÕES DISTRIBUÍDAS COM CORBA - C++ BUILDER.....	113
B.1 Construção da Aplicação	113
C. MÉTODO SIMPLEX.....	118
C.1 Programação Linear.....	118
C.2 Método Simplex	120
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 Resultados do despacho econômico inicial para o sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.	77
Tabela 4.2 Resultados do fluxo de carga não linear para o sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.	78
Tabela 4.3 Resultados do despacho econômico inicial para o sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.	79
Tabela 4.4 Resultados do fluxo de carga não linear para o sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.	80
Tabela 4.5 Lista de contingências usada na avaliação da segurança dinâmica do sistema teste WSCC 3 geradores – 9 barras.	82
Tabela 4.6 Resultados da etapa de avaliação da segurança dinâmica do sistema teste WSCC 3 geradores – 9 barras, para tcl iguais a 5, 13 e 21 ciclos.	83
Tabela 4.7 Resultados da etapa de avaliação da segurança dinâmica do sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores – 320 barras, para tcl iguais a 3 e 10 ciclos.	85
Tabela 4.8 Resumo dos resultados da etapa de avaliação da segurança dinâmica do sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores – 320 barras, para tcl = 3 e 10 ciclos.	85

Tabela 4.9 Limites máximos de geração de potência ativa para fatores de correção de 5%, 10% e 20% no tempo de eliminação tcl = 21 ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.....	86
Tabela 4.10 Limites máximos de geração de potência ativa para fatores de correção de 10%, 20% e 30% no tempo de eliminação tcl = 10 ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores – 320 barras.....	87
Tabela 4.11 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 5% e tcl = 21 ciclos do sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.....	88
Tabela 4.12 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 10% e tcl = 21 ciclos do sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.....	89
Tabela 4.13 Resultados do corte de carga para um fator de correção de 20% e tcl = 21 ciclos do sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras	91
Tabela 4.14 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 10% e tcl = 10 ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.	92
Tabela 4.15 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 20% e tcl = 10 ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.	93
Tabela 4.16 Resultados do corte de carga para um fator de correção de 30% e tcl = 10 ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.....	94
Tabela 4.17 Resumo dos resultados para o sistema original e corrigido WSCC de 3 geradores – 9 barras, com medidas de controle preventivo para tcl = 21 ciclos e f.c. = 5%, 10% e 20%.....	96

Tabela 4.18	Resumo dos resultados para o sistema original e corrigido Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras, com medidas de controle preventivo para tcl = 10 ciclos e f.c. = 10%, 20% e 30%.....	97
Tabela 4.19	Tempo de processamento CPU	98
Tabela 4.20	<i>Speed-up</i> e eficiência.....	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Principais componentes da análise da segurança on-line [BALU92].	15
Figura 2.2 Fluxograma mostrando os estados de operação e etapas consideradas no esquema de trabalho.	35
Figura 2.3 Detalhe do esquema modular de trabalho e estados de operação.	37
Figura 2.5 Relação dos módulos de comprovação do corte de carga e reprogramação econômica da geração.	52
Figura 3.1 Modelo estação de trabalho e servidor.	61
Figura 3.2 Uma interação em um sistema cliente-servidor.	63
Figura 3.3 Arquitetura OMA.	66
Figura 3.4 Arquitetura CORBA.	67
Figura 3.5 Integração de objetos no OMA.	68
Figura 3.6 Serviços da arquitetura CORBA.	69
Figura 4.1 Forma de comunicação dos processos dentro do esquema de trabalho.	74
Figura 4.2 Diagrama unifilar e dados para fluxo de carga do sistema de teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.	76
Figura 4.3 Resultados do despacho econômico inicial do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.	77
Figura 4.4 MET em função do tempo de eliminação e o número de contingência para o sistema teste WSCC 3 geradores – 9 barras.	84
Figura 4.5 Detalhe dos resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 5% $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.	89
Figura 4.6 Detalhe dos resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 10% $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.	90
Figura 4.7 Detalhe dos resultados do corte de carga para um fator de correção de 20% $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.	91
Figura 4.8 Janela de gerenciamento de processos distribuídos.	99
Figura A.1 Diagrama Unifilar do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras	108
Figura B.1 Exemplo de Aplicação Distribuída	114

Figura B.2	Janela que apresenta funcionalidades de aplicações distribuídas.....	115
Figura B.3	Janela de edição do arquivo de extensão idl.....	116
Figura B.4	Janela de edição do Object Implementation.....	117
Figura C.1	Região Factível do problema de programação linear C.2.....	119

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

SEE	Sistemas de Energia Elétrica.
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica (Brasil)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico (Brasil)
MAE	Mercado Atacadista de Energia (Brasil)
COS	Centros de Operação do Sistema
ASE	Análise da Segurança Estática
ASD	Análise da Segurança Dinâmica
AST	Análise da Segurança de Tensão
EMS	<i>Energy Management System</i>
MET	Margem de Energia Transitória
AvSE	Avaliação da Segurança Estática
AvSD	Avaliação da Segurança Dinâmica
AvST	Avaliação da Segurança de Tensão
TEF	<i>Transient Energy Function</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i>
COI	<i>Center of Inertia</i>
SEP	<i>Stable Equilibrium Point</i>
UEP	<i>Unstable Equilibrium Point</i>

AET	Avaliação da Estabilidade Transitória
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
IET	Índices de Estabilidade Transitória
EEAC	<i>Extended Equal Area Criterion</i>
IA	Inteligência Artificial
SVC	<i>Static VAR Compensator</i>
ULTC	<i>Under Load Tap Changers</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
BCU	<i>Boundary of stability-based-region controlling unstable equilibrium point</i>
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
CUEP	<i>Controlling Unstable Equilibrium Point</i>
IEEE-CDF	<i>IEEE – Common Data Format</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
PEBS	<i>Potential Energy Boundary Surface</i>
SMBI	Sistema Máquina Barra Infinita
IPEBS	Métodos Iterativos PEBS
VSLI	<i>Very Large Scale Integration</i>
CORBA	<i>Common Object Request Broker Architecture</i>

RPC	<i>Remote Procedure Call</i>
ORBs	<i>Object Request Brokers</i>
OMG	<i>Object Management Group</i>
OMA	<i>Object Management Architecture</i>
OMG	<i>Object Management Group</i>
IDL	<i>Interface Definition Language</i>
DII	<i>Dynamic Invocation Interface</i>
SQL	<i>Structured Query Language</i>
OQL	<i>Object Query Language</i>
ODMG	<i>Object Data Management Group</i>
WSSC	<i>Western System Coordinating Council</i>
GSP	Grupo de Sistemas de Potência
RAM	<i>Random Accesses Memory</i>
BOA	<i>Basic Object Adapter</i>

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

Nas últimas décadas a indústria da eletricidade vem experimentando uma mudança importante devido ao processo de desregulamentação do setor elétrico, o que está trazendo consigo a reestruturação e privatização dos sistemas de energia elétrica (SEE) [ILIC98][TORRE99][RUDN98]. A típica estrutura vertical do sistema elétrico de potência está mudando para uma estrutura horizontal em que a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica são consideradas como setores separados. Entre as novas propostas, considera-se que a geração é competitiva enquanto a transmissão tende a ser um monopólio regulado. No caso do sistema brasileiro, novas instituições como a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), MAE (Mercado Atacadista de Energia), entre outras, constituem parte das evidências do processo de mudanças no seu setor elétrico iniciado em 1995. Nesse contexto, em que a eletricidade é considerada um bem que pode ser comercializado em um mercado, é que surgem os mercados elétricos competitivos.

O principal objetivo desta reestruturação (desregulamentação e privatização) é o incremento da competição, fornecendo ao consumidor energia elétrica com adequada qualidade, alta confiabilidade, sem interrupções e com um preço competitivo. Em um sistema de energia elétrica, o planejamento e a operação estão relacionados aos conceitos de confiabilidade e segurança, respectivamente. A segurança é definida como a habilidade do sistema de potência de resistir sem graves conseqüências à ocorrência de perturbações repentinas.

Para atingir a qualidade de serviço exigida, os centros de operação do sistema (COS) continuam sendo a espinha dorsal do mercado elétrico competitivo e devem responder com eficiência, rapidez e confiabilidade às exigências atuais. Isso implica que os COS precisam se adaptar e melhorar continuamente para satisfazer às exigências de competitividade. São várias as funções realizadas pelos centros de operação. Desse modo, novas funções vêm sendo implementadas e as funções existentes vêm sendo aprimoradas e melhoradas.

As funções típicas do COS podem ser divididas em três grupos: controle da geração, controle supervísório e funções de operação em tempo real. O controle da geração envolve as funções de controle automático da geração (intercâmbio de potência e controle de frequência) e o despacho econômico. O sistema supervísório ou SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) realiza a transferência de informações lógicas e analógicas e seu posterior processamento no centro de controle, além de comandar o controle dos componentes do sistema. As funções de operação em tempo real permitem a execução de funções relacionadas com a segurança do sistema (estimação de estado, análise de contingência, monitoração da segurança, etc.) O sistema supervísório pode ser encarado como um primeiro passo no desenvolvimento do sistema de monitoração e controle de segurança em tempo real. [MONT83]

O termo “análise e controle da segurança” abrange o monitoramento, avaliação e melhoria da segurança. A análise da segurança tem como ponto de partida (pré-perturbação) um estado de operação normal, ou seja, um estado onde são atendidas as cargas e não existe violação nos limites operacionais. Estabelecer a análise da segurança significa realizar medições das variáveis que afetam a segurança do sistema (monitoramento da segurança) e avaliar a robustez relativa do sistema (avaliação da segurança). Por exemplo, determinar se o sistema está no estado de operação seguro ou alerta. Já o controle da segurança consiste em estabelecer medidas para melhorar a segurança do sistema (melhoria da segurança). [BALU92]

Dependendo dos requisitos atingidos pelo estudo, a análise da segurança pode ser dividida em: análise da segurança estática (ASE), análise da segurança dinâmica

(ASD) e análise da segurança de tensão (AST). Esses estudos devem ser realizados pelos centros de controle, mais diretamente pelas funções EMS (*Energy Management System*), para garantir um desejável nível de segurança do SEE.

A análise da segurança é vista como um problema único que pretende determinar se o sistema é seguro ou não para uma lista dada de contingências de provável ocorrência. No aspecto estático, um sistema de potência permanece no estado seguro se não apresenta tensões nas barras e fluxos nas linhas fora dos limites pré-estabelecidos após a perturbação. Estas grandezas são calculadas mediante a utilização de programas de fluxo de potência, o qual considera que o sistema de potência se encontra em regime de operação quase-estacionário ou de regime permanente em que o balanço (geração) \times (carga + perdas) é mantido. No aspecto dinâmico, a evolução dinâmica do sistema logo após a ocorrência de uma contingência é de interesse e pode ser analisada através de programas computacionais de análise de estabilidade transitória angular ou eletromecânica.

Na avaliação da segurança são distinguidas as etapas de *screening* de contingências e avaliação de contingências. No caso dinâmico, pode-se usar um esquema muito similar ao caso estático.

Dentro da melhoria da segurança do sistema, diversas medidas de controle podem ser tomadas para aumentar a robustez do sistema produzindo, na maioria das vezes, um aumento do nível de segurança do sistema. Estas medidas são conduzidas na operação do sistema, dentre as quais têm-se as medidas de controle preventivo/corretivo, que dependem do esquema estático ou dinâmico sendo analisado.

Na ASD, é reconhecido o controle preventivo em função da reprogramação da geração e diminuição da carga. Além disso, metodologias de operação econômica podem ser aplicadas sobre estes modelos. Assim, se alguma medida preventiva é realizada, no momento em que o operador independente do sistema receber todas essas mudanças ele poderá, por exemplo, reprogramar economicamente a geração. Isto se deve ao ajuste aos novos aspectos exigidos pelo mecanismo dos mercados elétricos competitivos.

1.3 Formulação do Problema

A avaliação da segurança dinâmica está ligada ao estudo do sistema em estado quase-estacionário (muito próximo ao ponto de equilíbrio estável do sistema) e ao estudo do sistema no transitório provocado pelas perturbações. Em função da avaliação da segurança, distintas medidas de controle são executadas na operação do sistema, todas elas visando à melhoria da segurança do mesmo. Dentro das atuais diretrizes na estrutura dos mercados elétricos, a quantificação econômica da segurança dinâmica na operação do sistema como consequência da adoção de medidas de controle preventivas é representada pela reprogramação econômica da geração.

Os aspectos computacionais e de mercado da segurança dinâmica são consequência da implementação e análise das metodologias usadas na avaliação, controle e quantificação econômica da segurança dinâmica visando rapidez, robustez e integridade do estudo.

1.4 Objetivo

Realizar a implementação de um esquema integrado para a análise da segurança dinâmica (avaliação e controle) e a reprogramação econômica da geração, considerando os diferentes aspectos computacionais e critérios usados nos mercados elétricos atuais. Podemos destacar as seguintes atividades para alcançar este objetivo:

Desenvolver uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica usando uma seleção dinâmica de contingências baseada na função de energia transitória e análise no domínio do tempo. Também desenvolver uma metodologia de avaliação de contingências mediante a análise da estabilidade angular transitória exata com os geradores usando o modelo completo.

Estabelecer as medidas de controle preventivas apropriadas para a melhoria da segurança dinâmica mediante métodos práticos para seu desenvolvimento no esquema de avaliação da segurança dinâmica visando a correção dos limites máximos de geração na operação do sistema.

Estimar o impacto econômico da reprogramação econômica da geração provocada pelas medidas de controle preventivo, usando um despacho econômico implementado com um fluxo de potência ótimo de modelo linear.

Distinguir o estado de operação (seguro, seguro preventivo e alerta) alcançado pela análise da segurança dinâmica, como resultado da avaliação da segurança dinâmica e da metodologia de avaliação do corte de carga.

Desenvolver um software integrado e modular para análise e melhoria da segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência usando técnicas computacionais atuais visando o rápido processamento computacional, mediante o uso de processos computacionais distribuídos, visando sua aplicação dentro das funções *on-line* dos modernos centros de controle

Aplicar o software desenvolvido ao estudo de sistemas de potência práticos tal como o sistema elétrico Brasileiro.

1.5 Justificativa e Metodologia

No setor elétrico brasileiro, o ONS vem modernizando seus COS dos sistemas regionais (COSR Norte, COSR Nordeste e COSR Sul) em termos de hardware, software, comunicações, medição, etc. É assim que novas funções vêm sendo implementadas e as funções existentes estão sendo aprimoradas e melhoradas. [RIBE01]

A função avançada de análise e controle da segurança é um dos principais componentes do planejamento e operação dos SEE, embora atualmente não esteja disponível em todos os centros de controle, sendo forte motivo de pesquisa. Para implementar a função de ASD é preciso que os EMS realizem diversas funções *on-line* e em modo estudo. Computadores poderosos são fundamentais para efetuar com sucesso e a tempo todas as tarefas nos centros de controle. Apesar de ter evoluído bastante nos últimos anos, a tecnologia computacional ainda é insuficiente para os

requisitos dos centros de controle e torna-se necessário o desenvolvimento de novas técnicas, estratégias e metodologias [AZEVO1].

Neste trabalho usam-se técnicas, estratégias e metodologias para realizar a avaliação da segurança dinâmica, tais como medidas de controle preventivo e a reprogramação econômica da geração.

Na implementação do esquema proposto de avaliação da segurança dinâmica de sistemas de potência, adota-se uma série de módulos: entrada, gerenciador de processo, seleção dinâmica de contingências, avaliação dinâmica de contingências e monitoramento do nível de segurança dinâmica. O módulo de entrada gera as condições iniciais do sistema e a lista de contingências prováveis. Os processos de seleção e avaliação dinâmica de contingências são controlados pelo módulo gerenciador de processo, o qual utiliza um ambiente de processamento distribuído e paralelo no entorno CORBA-Builder C++. O módulo de seleção de contingências faz a classificação (*screening*) e o ordenamento das contingências de acordo com a sua severidade, medida com a margem de energia transitória (MET). Para o cálculo do MET é usada a análise da estabilidade angular transitória de geradores no modelo clássico (análise de primeira oscilação) usando um método híbrido, o qual mistura a simulação no domínio do tempo e técnicas baseadas na função de energia transitória. A avaliação dinâmica de contingências é realizada pela análise da estabilidade transitória exata de geradores com o modelo completo. O módulo de monitoramento do nível de segurança dinâmica define se o sistema é ou não seguro para a lista de contingências e fornece uma medida da estabilidade angular transitória para cada contingência simulada segundo as margens de energia transitória.

As medidas de controle preventivo estabelecem os limites máximos de geração, calculados a partir dos distintos parâmetros da avaliação da segurança dinâmica. O método usa informação da avaliação da segurança na contingência de pior severidade segundo o seu índice de estabilidade transitória sem o cálculo de sensibilidades.

A reprogramação econômica da geração usa um despacho econômico baseado na linearização do problema (potência ativa), resolvida pelo método de programação

linear primal-dual simplex. Analisam-se aspectos como congestão, perdas ativas na transmissão, custos marginais e a possibilidade do corte de carga pelo déficit de geração de potência ativa como consequência da execução das medidas de controle preventivo.

Deve-se utilizar técnicas de processamento para ambientes de computação distribuída composto de microcomputadores pessoais.

1.6 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No Capítulo 2, são apresentados aspectos importantes sobre a problemática da análise da segurança dos SEE, tais como a definição da segurança e a análise da segurança *on-line*, além de ser ressaltada a análise da segurança dinâmica. São desenvolvidas em forma resumida algumas técnicas usadas na análise da segurança dinâmica. As etapas de avaliação da segurança dinâmica, medidas de controle preventivas e reprogramação econômica da geração são descritas para a análise da segurança dinâmica dentro do esquema de mercado elétrico competitivo. Dentro deste capítulo, também é apresentado o esquema modular descrevendo as diferentes técnicas e estratégias usadas em cada um dos seus componentes.

No Capítulo 3, faz-se uma resenha dos principais conceitos ligados ao processamento paralelo distribuído, características e modelos arquiteturais dos atuais sistemas de computação distribuída. Igualmente, são descritos os principais conceitos e características da arquitetura CORBA, a qual foi escolhida para o desenvolvimento de aplicações dentro de ambientes de computação distribuída e heterogênea.

No Capítulo 4, são apresentadas as diferentes metodologias empregadas, além de sua implementação de forma modular. Tais metodologias podem ser agrupadas como: avaliação da segurança dinâmica, medidas de controle preventivo e reprogramação do despacho econômico. Também são reportados os resultados dos testes realizados com o sistema computacional desenvolvido. Os sistemas de potência de teste adotados são:

WSCC de 3 geradores (9 barras e 9 ramos) e o sistema sul-sudeste brasileiro de 46 geradores (320 barras e 470 ramos).

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e considerações finais deste trabalho.

Capítulo 2

SEGURANÇA DINÂMICA E METODOLOGIA USADA

2.1 Introdução

A nova estruturação das empresas de eletricidade trouxe várias mudanças na formação e desenvolvimento dos atuais mercados elétricos competitivos, tornando inevitáveis novos aspectos no planejamento e operação dos sistemas de energia elétrica. Uma das maiores consequências destas mudanças está no grau de importância da operação segura, confiável e econômica dos SEE. [VITT00]

O conceito de segurança de um sistema de potência está ligado às etapas de planejamento e operação. No planejamento a segurança é considerada como um fator de confiabilidade e na operação está relacionado com as condições do sistema em tempo real, que podem diferir das condições consideradas no planejamento [BALU92]. A análise da segurança dos SEE vêm sendo estudada há várias décadas e está relacionada à crescente preocupação das empresas de eletricidade com o nível de segurança do seu sistema.

Na operação do sistema de potência a análise de segurança envolve aspectos de monitoramento, avaliação e controle implementados como funções nos modernos centros de controle de energia. O monitoramento da segurança consiste em identificar se o sistema está ou não no estado de operação normal e, para isso, usa medições de parâmetros em tempo real. A avaliação da segurança determina se o sistema é seguro ou não com referência a uma lista de contingências determinadas previamente. O controle

da segurança consiste em definir medidas preventivas ou corretivas para a melhoria do nível de segurança.

Em função dos objetivos a atingir, na avaliação da segurança são aceitos três tipos de estudo: a avaliação da segurança estática (AvSE), a avaliação da segurança dinâmica (AvSD) e a avaliação da segurança de tensão (AvST). Na AvSE é assumido que o sistema alcançou uma nova condição de operação em regime permanente. Na AvSD o transitório do ângulo do rotor resultante do sistema sob perturbações é de interesse, já na AvST avalia-se a estabilidade de tensão resultante após o sistema ter sido submetido a perturbações. [VANC99] [WORK88]

A AvSD de um sistema de potência implica a análise de duas formas de estabilidade angular do rotor: estabilidade transitória e estabilidade permanente. Existem propostas para incluir a AvST na AvSD. De forma similar ao esquema de AvSE, dentro da AvSD são considerados os seguintes componentes: seleção de contingências e avaliação de contingências.

Os métodos relacionados com o estudo da estabilidade transitória podem ser classificados em: métodos indiretos, diretos e híbridos. Dentro dos métodos indiretos, tem-se a simulação no domínio do tempo, o qual é usado intuitivamente no estudo de avaliação de contingências para segurança dinâmica. Por outra parte, dentro dos métodos indiretos, têm-se os métodos baseados na função de energia transitória (FET), ou TEF (*Transient Energy Function*), que atualmente estão sendo usados dentro do estudo de seleção de contingências [CHAV97][CHIA99a].

Neste capítulo, descrevem-se os aspectos principais da análise da segurança dos sistemas de potência. A definição do termo segurança é apresentada segundo o ponto de vista do planejamento e operação do sistema. São definidos os estados de operação associados ao nível de segurança. Também é definida a análise da segurança *on-line* segundo um esquema comumente usado na operação em tempo real com EMS. Dentro da classificação dos métodos para a análise de estabilidade transitória (AET), serão desenvolvidos alguns aspectos relacionados aos métodos de simulação no domínio do tempo e métodos baseados na TEF. A implementação da análise da segurança dinâmica

é definida segundo um esquema modular. Serão reconhecidas as seguintes etapas de desenvolvimento: avaliação da segurança dinâmica, medidas de controle preventivo e reprogramação econômica da geração.

2.2 Análise da Segurança

2.2.1 Segurança

Definição: O termo segurança é definido como a habilidade do SEE de resistir a perturbações repentinas, tais como curtos-circuitos elétricos ou a perda inesperada de componentes do sistema. Esta é a definição dada pelo NERC (*North American Electric Reliability Council*) em seus relatórios de confiabilidade do sistema. [WORK88]

Isso significa que, após a ocorrência de uma perturbação repentina, o sistema poderá:

- i) Sobreviver ao transitório resultante e mover-se a uma condição de operação aceitável.
- ii) Ter todos os seus componentes operando dentro dos seus respectivos limites, nesta nova condição de operação.

Inicialmente, esses requisitos foram definidos na etapa de planejamento dos sistemas de potência, mas atualmente são definidos na etapa de operação.

No planejamento atual, a segurança é um conceito abstrato no sentido de que o planejador é removido do ambiente real (variante no tempo) para começar a analisar o sistema num ponto de operação determinado. Quando é usado neste sentido, o termo segurança implica vários aspectos de análise de confiabilidade. Na operação, a segurança está relacionada com as condições do sistema em tempo real, que podem ser diferentes das condições normais consideradas no planejamento. O termo segurança, quando é relacionado à operação do sistema, é definido como uma condição instantânea variante no tempo que reflete a robustez do sistema em relação a perturbações iminentes. [BALU92]

A preocupação das empresas de eletricidade com relação à análise da segurança exige que os requisitos *i* e *ii* sejam atingidos para um conjunto definido de contingências de provável ocorrência.

Para atingir o requisito *i*, tradicionalmente é usada a análise de estabilidade transitória. O desenvolvimento deste estudo ainda continua sendo complexo, devido ao crescimento do tamanho do sistema, grande dependência dos controles, muitas interconexões, operação do sistema interligado com interdependência grande entre os membros do sistema, transmissão altamente carregada e concentração da geração em poucas unidades. Dentro do esquema de análise de segurança, esse estudo é chamado de avaliação da segurança dinâmica (AvSD).

O requisito *ii* é atingido pelo uso da análise no estado permanente. Diversas técnicas estão disponíveis para realizar este tipo de análise de forma rápida e confiável. O estado da arte tem avançado muito neste aspecto e, como consequência, diversas implementações de software de segurança estão disponíveis para os centros de controle. Dentro do esquema de análise de segurança, este estudo é chamado de avaliação da segurança estática (AvSE).

No planejamento, o núcleo principal da avaliação da segurança (estática, dinâmica e de tensão) cumpre basicamente os seguintes passos:

- i) Estudos *off-line* realizados para diferentes condições de operação e configurações do sistema, para uma seqüência definida de eventos ou contingências.
- ii) Dos estudos anteriores, diferentes níveis de segurança são alcançados para uma grande variedade de condições de operação do sistema.
- iii) Os níveis de segurança definem os limites de segurança, que são calculados em termos de parâmetros de operação crítica do sistema, tais como: carregamento de usinas, transferência máxima de fluxo de potência na transmissão, tensões nas barras, entre outras.

Na operação, os limites de segurança são entregues ao pessoal dos centros de controle na forma de manuais de operação para diferentes condições do sistema, estabelecendo os regimes de segurança da operação. Estes limites são comparados com algumas quantidades monitoradas em tempo real e, se esta quantidade sair do limite, alguma medida de controle deve ser executada. Como consequência disso, o controle da segurança adquire importância na análise da segurança.

Desse modo, no planejamento a análise da segurança deve ser realizada no modo *off-line* (ou modo estudo) e na operação deve ser realizada no modo *on-line*.

2.2.2 Análise da Segurança *on-line*

Visando a análise da segurança dos sistemas de potência e o projeto de apropriados dispositivos de controle, as condições de operação são conceitualmente classificadas, na prática, em cinco estados: normal, alerta, emergência, extremo (*in extremis*) e restaurativo [DyLI67], [DYLI74]. Na referência [DYLI74], define-se o problema do monitoramento da segurança como o monitoramento da transição condicional do sistema ao estado de emergência realizado através da análise de contingências. Uma extensão das classificações mais tradicionais dos níveis de segurança é apresentada na referência [STOT87], segundo a qual os níveis de segurança são classificados pela transição de estados devido às contingências. A inclusão dos níveis seguro corretivo e emergência corretivo representa a extensão da classificação tradicional de DyLiaccio. Na análise da segurança são determinadas as transições entre os estados de operação do sistema.

Atualmente, a análise de segurança impõe o desenvolvimento de funções avançadas nos EMS dentro da operação em tempo real. A análise da segurança *on-line* está constituída por três elementos básicos:

Monitoramento da segurança

Usa medições do sistema de potência em tempo real, identificando se o sistema está em estado de operação normal ou não. O estado de operação normal é definido

como a condição de operação do sistema na qual todas as cargas são atendidas e não existe violação nos limites operacionais.

Avaliação da segurança

Se o sistema está no estado normal, determinar se o sistema será seguro ou não com relação à ocorrência de uma lista de contingências definidas previamente.

Melhoria da segurança

Se o sistema é diagnosticado como inseguro, por exemplo existindo ao menos uma contingência que cause uma violação, são determinadas as ações necessárias para que o sistema alcance o estado seguro mediante ações preventivas.

Outros aspectos além das etapas anteriores podem ser vistos como as transições aos estados de emergência e restaurativo. Se o sistema estiver no estado de emergência, serão definidas medidas de controle corretivas para devolver o sistema ao estado normal. O estado de emergência é definido como a condição de operação do sistema na qual todas as cargas são atendidas porém existe violação nos limites operacionais. Se tiver acontecido um corte de carga ou o sistema estiver no estado restaurativo, serão definidas medidas de controle restaurativo para restabelecer o serviço às cargas implicadas.

Na maioria dos casos, a análise e o controle da segurança seguem uma estrutura comum. Assim, os principais componentes da análise da segurança *on-line* são mostrados na Figura 2.1. [BALU92]

O monitoramento começa com as medições das quantidades físicas em tempo real, tais como fluxo de potência e correntes nas linhas, potência de injeção e magnitudes de tensão nas barras, bem como o estado dos dispositivos de chaveamento. Os dados de medição são tele-medidos através de vários pontos da rede e armazenados num computador central de controle.

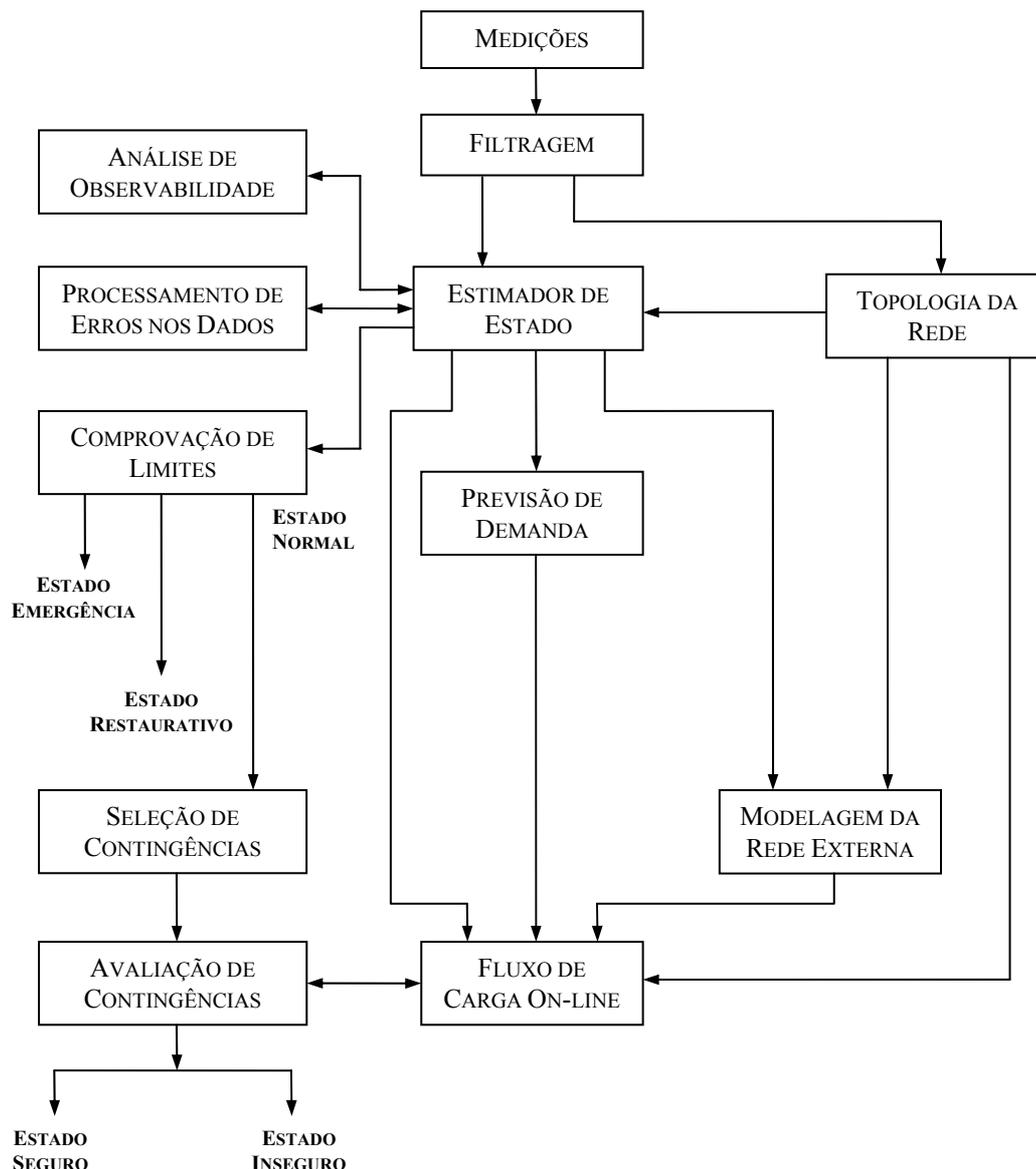


Figura 2.1 Principais componentes da análise da segurança *on-line* [BALU92].

Os dados são sistematicamente processados para determinar a configuração do sistema (conexões da rede de transmissão e geração) ou a topologia da rede. Logo os dados disponíveis são novamente processados para obter uma estimativa das variáveis do sistema (magnitudes e ângulos de tensão das barras para o estado de operação normal). O estimador de estado consiste de um procedimento matemático para calcular a melhor estimativa das variáveis de estado do sistema de potência baseado nos dados

disponíveis, os quais estão livres de erros. A análise de observabilidade, detecção e identificação de dados errôneos são partes do estimador de estado.

A comprovação de limites confere se os limites operacionais são violados sem corte de carga (estado de emergência) ou se ocorre o corte de carga (estado restaurativo). No caso que se respeitem os limites operacionais sem corte de carga, o sistema é qualificado no estado de operação normal. Para avaliar se o estado de operação normal é seguro ou não, é necessário definir um conjunto de contingências. O processo de seleção de contingências usa um esquema de seleção de um conjunto importante e crível de perturbações. Atualmente a avaliação da segurança envolve inicialmente uma análise de fluxo de potência. Diversas restrições de estabilidade podem ser expressas em termos dos limites *on-line* de fluxos nas linhas e tensões nas barras.

A capacidade de processamento computacional dos centros de controle tem limitado a análise da segurança ao estudo em estado estático. Isto significa que são calculadas as condições do estado de operação pós-contingência e comprovados os limites para as violações dos fluxos nas linhas e dos níveis de tensão nas barras. Também significa que é ignorada a dinâmica do sistema e permanece desconhecido o fato de ter alcançado o estado pós-contingência sem perda de sincronismo de qualquer parte do sistema. Assim, em lugar de considerar perturbações reais, as contingências são definidas em termos de saída de equipamentos e a análise em estado permanente é realizada para estas saídas. Isto pressupõe que a perturbação ou falta não causa nenhum tipo de instabilidade e a saída é consequência da ação simples dos relés de proteção. Quando o estado permanente pós-contingência é alcançado, é necessário conhecer o modo de instabilidade para determinar qualquer ação de controle preventiva. Portanto, com o avanço atual na capacidade de processamento computacional, torna-se factível a análise da segurança no aspecto dinâmico.

Na seguinte seção serão aprofundados alguns conceitos gerais da dinâmica dos sistemas de potência e da análise de estabilidade transitória visando o entendimento da problemática da segurança dinâmica.

2.3 Estabilidade Transitória de Sistemas de Potência

Definição: A estabilidade dos sistemas de potência é um termo aplicado aos sistemas elétricos de potência em corrente alternada, denotando a condição na qual as máquinas síncronas do sistema permanecem em sincronismo. A instabilidade denota uma condição envolvendo a perda de sincronismo. [KIMB48]

Sob condições de operação normais, todas as máquinas funcionam à velocidade síncrona. Se ocorrer uma perturbação grande, as máquinas começarão a oscilar e sua dinâmica será governada por um conjunto de equações diferenciais não lineares da forma geral:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.1)$$

Em que \mathbf{u} é vetor de entrada que geralmente consiste nas tensões de barra, tensões de campo e de estator dos geradores, e a potência mecânica de entrada de cada máquina no sistema. \mathbf{x} é o vetor de variáveis de estado e contém variáveis associadas aos geradores síncronos com seus respectivos controladores e mais outros dispositivos dinâmicos da rede elétrica.

Definição: Uma perturbação em um sistema de potência define-se como uma repentina mudança ou seqüência de mudanças em um ou mais parâmetros de operação do sistema, ou em uma ou mais grandezas físicas. Uma perturbação grande é, por exemplo, um curto-circuito trifásico ou a saída de uma carga importante. Neste caso, as equações diferenciais $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ não podem ser consideradas lineares. [KUND94]

Geralmente, para a análise da estabilidade transitória são considerados três métodos: método indireto, método direto e método híbrido. Tradicionalmente, o primeiro é considerado como de simulação no domínio do tempo; no segundo, tem-se o método da função de Lyapunov, que proporciona uma medida da estabilidade ou instabilidade do sistema em forma direta usando um indicador. O último método é uma mistura dos dois anteriores. [PAUC98]

2.3.1 Método Indireto de Simulação no Domínio do Tempo

As equações diferenciais não lineares (2.1) são combinadas com as equações algébricas dos distintos dispositivos e da rede elétrica, resultando em um conjunto de equações diferenciais não lineares ordinárias de primeira ordem mais um conjunto de equações algébricas, como nas equações (2.2) e (2.3),

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) \quad (2.2)$$

$$\mathbf{I}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) = \mathbf{Y}_N \mathbf{V} \quad (2.3)$$

com um conjunto conhecido de condições iniciais $(\mathbf{x}_0, \mathbf{V}_0)$

Nas equações anteriores, \mathbf{V} é o vetor de tensões de barra, \mathbf{I} é o vetor de injeção de correntes e \mathbf{Y}_N é a matriz admitância de barra.

O tempo não aparece de forma explícita nas equações anteriores devido ao fato de que o sistema de potência é um sistema autônomo. Uma grande quantidade de técnicas tem sido reportada na literatura para resolver as equações (2.2) e (2.3), dependendo dos métodos numéricos aplicados na integração numérica, do esquema de solução e dos modelos utilizados. Dentre os esquemas de solução dessas equações, têm-se: solução alternada com integração explícita e solução simultânea com integração implícita. [KUND94]

2.3.2 Método da Função de Energia Transitória

Método Direto de Lyapunov

Em 1892, A. M. Lyapunov, em sua famosa dissertação de doutorado [LYAP1892] propõe os métodos para a análise da estabilidade dos sistemas dinâmicos. O primeiro método de Lyapunov estabelece que a estabilidade de pequeno sinal de um sistema não linear é uma função das raízes da equação característica do sistema em primeira aproximação (autovalores ou valores próprios). Na estabilidade sob grande

perturbação é utilizado o segundo método que também é chamado de método direto de Lyapunov.

Uma função escalar $V(\bullet)$ de \mathbf{x} é chamada de definida positiva em Ω se:

i) $V(\bullet)$ tem derivadas parciais de primeiro ordem contínuas com referencia a \mathbf{x}

(por exemplo, $\frac{\partial V(\mathbf{x})}{\partial x_i}$ é contínua para $\forall i$) para todo \mathbf{x} em Ω .

ii) $V(\mathbf{0}) = 0$.

iii) $V(\mathbf{x}) > 0$, para $\forall \mathbf{x} \neq \mathbf{0}$ em Ω .

Da anterior, uma função escalar $V(\bullet)$ de \mathbf{x} é semi-definida positiva em Ω se substituimos em iii) $V(\mathbf{x}) > 0$ por $V(\mathbf{x}) \geq 0$. Exemplos destas funções são: $V(\mathbf{x}) = x_1^2 + x_2^2$ e $V(\mathbf{x}) = Dx_2^2$ ($D > 0$); em que as funções são definida positiva e semi-definida positiva, respectivamente, em x_1, x_2 .

O método direto de Lyapunov procura determinar a estabilidade diretamente pelo uso de funções escalares $V(\bullet)$ (funções de Lyapunov), as quais são definidas no espaço de estado. Os teoremas associados com sistemas autônomos são:

Teorema 1: Se sob uma vizinhança Ω da origem do sistema de espaço de estado existe uma função escalar $V(\bullet)$ de \mathbf{x} tal que

i) $V(\bullet)$ é definida positiva em Ω .

ii) $\dot{V}(\bullet)$ é semi-definida negativa em Ω .

então a origem é estável.

Teorema 2: Se sob uma vizinhança Ω da origem do sistema de espaço de estado existe uma função escalar $V(\bullet)$ de \mathbf{x} tal que

- i) $V(\bullet)$ é definida positiva em Ω .
- ii) $\dot{V}(\bullet)$ é definida negativa em Ω .

então a origem é assintoticamente estável.

Na literatura sobre estabilidade de sistemas de potência, diversas funções de Lyapunov foram testadas desde o trabalho de Magnusson (1947) e Aylett (1958), em que a primeira integral do movimento (soma da energia cinética e potencial) parece proporcionar os melhores resultados. Um tipo de função de Lyapunov é a função de energia transitória TEF (*Transient Energy Function*), a qual tem sido aplicada com sucesso na análise de estabilidade transitória de sistemas de grande porte, usando tanto o modelo clássico como o modelo detalhado dos geradores.

Sistemas de Potência Multimáquina com Modelo Clássico dos Geradores

Por simplicidade, as equações diferenciais (2.1) podem ser expressas em função somente das variáveis de estado \mathbf{x} . Para estabelecer essas equações, é necessário conhecer as equações de oscilação de cada máquina síncrona. Assim as seguintes considerações são definidas dentro deste esquema [PAVE94]:

- i) As cargas no sistema de potência são representadas como impedâncias ou admitâncias constantes.
- ii) Técnicas de redução de redes são conhecidas. Comumente usa-se a redução aos nós internos dos geradores.
- iii) Todas as máquinas síncronas são representadas pelo modelo de uma fonte de tensão constante E_i atrás de uma reatância transitória no eixo-d.

iv) A consideração anterior se sustenta ao anular a resistência do estator e a saliência.

Maiores detalhes dos métodos de redução da rede podem ser vistos na referência [SAUE98]. Assim, as equações de oscilação resultantes são:

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.4)$$

em que n_g é o número de geradores e a potência elétrica está dada pela equação (2.5):

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ \neq i}}^{n_g} (C_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + D_{ij} \text{cos} \delta_{ij}) \quad (2.5)$$

Da equação (2.5), C_{ij} e D_{ij} estão relacionados com as tensões em barra e com os elementos da matriz admitância de barra reduzida aos nós internos dos geradores, na seguinte forma:

$$C_{ij} = E_i E_j B_{ij} \quad ; \quad D_{ij} = E_i E_j G_{ij} \quad (2.6)$$

Substituindo $\frac{2H_i}{\omega_s} \equiv M_i$ e $P_i \equiv P_{mi} - E_i^2 G_{ii}$, na equação (2.4), tem-se:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_i - P_{ei}(\delta_1, \dots, \delta_m) \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.7)$$

O ângulo do rotor α_i está em função de uma referência fixa. Então, $\delta_i = \alpha_i - \omega_s t$ em que ω_s é a velocidade angular síncrona. As equações (2.7) são convertidas num conjunto de equações de primeira ordem e, considerando como variáveis de estado δ_i e ω_i ($\omega_i = \dot{\delta}_i$), tem-se:

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_s \quad (2.8)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{M_i} (P_i - P_{ei}(\delta_i, \dots, \delta_m) - D_i(\omega_i - \omega_s)) \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.9)$$

As equações (2.8) e (2.9) são aplicadas aos estados em falta e pós-falta, com a diferença que P_{ei} é diferente em cada caso, porque as matrizes de admitância de barra reduzida aos nós internos são diferentes para os sistemas em falta e pós-falta. Usualmente, estas equações são solucionadas mediante métodos de integração numérica, usando a condição de operação como valores iniciais em estado permanente antes de ocorrida a falta. Estes estudos de estabilidade são chamados de “primeira oscilação” e o período de análise pode chegar a uns poucos segundos, período em que é válido o modelo do gerador a tensão constante [ANDE77].

Função de Energia Transitória

Geralmente, as equações (2.8) e (2.9) estão expressas em termos dos ângulos do rotor e das velocidades com relação a um sistema arbitrário de referência rotatório a velocidade síncrona. Távora e Smith [TAVO72] propõem as equações anteriores em função do centro de inércia COI (*center of inertia*), simplificando significativamente as expressões anteriores e melhorando a eficiência computacional.

O COI do sistema e o seu movimento são definidos como:

$$\delta_o = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{n_g} M_i \delta_i \quad ; \quad \omega_o = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{n_g} M_i \omega_i \quad (2.10)$$

em que $M_T = \sum_{i=1}^{n_g} M_i$.

Segundo este esquema, têm-se as seguintes variáveis:

$$\theta_o = \delta_i - \delta_o \quad ; \quad \tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_o \quad (2.11)$$

Transformando as equações (2.8) e (2.9) segundo as variáveis da equação (2.11) e sabendo que $\dot{\theta}_i = \dot{\delta}_i - \dot{\delta}_o \equiv \tilde{\omega}_i$, tem-se:

$$\dot{\theta}_i = \tilde{\omega}_i \quad (2.12)$$

$$\ddot{\omega}_i = \frac{1}{M_i} \left(P_i - \sum_{\substack{j=1 \\ \neq i}}^{n_g} (C_{ij} \text{sen} \theta_{ij} + D_{ij} \cos \theta_{ij}) - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \right) \equiv f_i(\boldsymbol{\theta}) \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.13)$$

sendo $P_{COI} = \sum_{i=1}^{n_g} P_i - 2 \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=i+1}^{n_g} D_{ij} \cos \theta_{ij}$, não sendo considerado o amortecimento D_i

devido a que nas máquinas síncronas os enrolamentos amortecedores já levam em conta o efeito deste amortecimento.

A função de energia transitória pode ser definida ao aplicar a primeira integral de energia e, como conseqüência, se obtém as funções de energia para máquinas individuais. Definindo a soma dessas funções para todas as máquinas, obtém-se a primeira integral do movimento do sistema nas seguintes equações:

$$\begin{aligned} V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n_g} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \\ &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n_g} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^{n_g} P_i (\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} [C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) \\ &\quad - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j)] \end{aligned} \quad (2.14)$$

em que:

$$\begin{aligned} V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) &= V_{EC}(\tilde{\boldsymbol{\omega}}) + V_{POS}(\boldsymbol{\theta}) + V_{MAG}(\boldsymbol{\theta}) + V_{DIS}(\boldsymbol{\theta}) \\ &= V_{EC}(\tilde{\boldsymbol{\omega}}) + V_{EP}(\boldsymbol{\theta}) \end{aligned} \quad (2.15)$$

Nas equações (2.14) e (2.15) a energia potencial aparece referenciada ao ponto de equilíbrio estável \mathbf{x}_s . A equação (2.14) é chamada na literatura como a função de energia transitória [ATHA79], [FOUA92]. Os componentes da equação (2.15) são denominados: variação da energia cinética de todos os rotores dos geradores relativos ao COI, variação na energia de posição do rotor relativo ao COI, variação na energia

magnética armazenada no ramo ij e variação na energia dissipada no ramo ij , respectivamente. Nota-se que a expressão (2.14) contém um termo integral dependente e é calculado usando métodos de integração numérica, por exemplo, a regra trapezoidal.

É importante ressaltar que, se na expressão (2.14) o termo D_{ij} é anulado ($D_{ij} = 0$), então a expressão resultante vem a ser uma função de Lyapunov [PAI81].

A função de energia transitória também tem sido aplicada a sistemas de potência considerando o modelo detalhado dos geradores [CHIA99b]. Este tipo de função não será usado neste trabalho.

Método TEF

A dinâmica do sistema de potência sob uma perturbação pode ser descrita de acordo aos seguintes conjuntos de equações diferenciais:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}^{\mathbf{F}}(\mathbf{x}) \quad ; \quad 0 < t < t_{cl} \\ \mathbf{x}(t=0) = \mathbf{x}_0 \end{aligned} \quad (2.16)$$

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad ; \quad t > t_{cl} \quad (2.17)$$

Dentro do esquema anterior, o primeiro conjunto de equações diferenciais (2.16) corresponde ao período sob falta e o segundo (2.17) ao período pós-falta. Também é suposto que, no período pré-falta de $-\infty < t \leq 0$ o sistema alcançou uma condição de operação em regime permanente. Assim, \mathbf{x}_0 é conhecido. As equações (2.17) são resolvidas a partir do conhecimento da condição inicial $\mathbf{x}(t=t_{cl})$ como resultado da avaliação das equações (2.16) no instante $t = t_{cl}$. Por outra parte, a solução das equações (2.16) proporcionam possíveis condições iniciais para (2.17) em cada instante de tempo. É assumido que (2.17) tem um ponto de equilíbrio estável ou SEP (*stable equilibrium point*) no ponto \mathbf{x}_s . O problema é se a trajetória $\mathbf{x}(t)$ de (2.17) com as condições iniciais $\mathbf{x}(t=t_{cl})$ converge a \mathbf{x}_s quando $t \rightarrow \infty$. Assim, o tempo de eliminação crítica da falta t_{cr} é definido como o maior valor de t_{cl} para que se cumpra a condição anterior.

Dentro da teoria de sistemas dinâmicos, é comum definir-se uma região de atração para os pontos de equilíbrio. Aplicando esse conceito ao caso anterior, pode-se aproximar o interior da região de atração do ponto de equilíbrio estável pós-falta \mathbf{x}_s por uma desigualdade do tipo $V(\mathbf{x}) < V_{cr}$, em que $V(\mathbf{x})$ é a função de Lyapunov das equações (2.17) e V_{cr} é o limite desta função ou limite de estabilidade do sistema. Por outro lado, um ponto de equilíbrio instável ou UEP (*unstable equilibrium point*) pode ser definido a partir da interpretação contrária ao SEP. Isso significa que esse ponto governa a instabilidade do sistema.

Geralmente, $V(\mathbf{x})$ é a TEF do sistema pós-falta, sendo V_{cr} chamada de energia crítica. O cálculo de V_{cr} é diferente para cada falta e é o passo mais difícil dentro dos métodos TEF. Convém destacar que atualmente existem vários métodos para seu cálculo.

Na seção seguinte serão descritos os conceitos importantes do problema da ASD dos sistemas de potência, considerando os seguintes aspectos: avaliação da segurança dinâmica, controle da segurança dinâmica (medidas de controle preventivas) e análise da segurança dinâmica dentro de mercados elétricos competitivos.

2.4 Análise da Segurança Dinâmica

Definição: A análise da segurança dinâmica é a avaliação da habilidade do sistema de resistir a contingências sobrevivendo às condições transitórias e alcançando um estado de operação adequado. Além disso, deve proporcionar indicações sobre ações preventivas/corretivas caso necessário [DEMA94]. Em outras palavras, na ASD é de grande interesse o transitório provocado pela resposta do sistema submetido a perturbações [BALU92].

A análise da segurança dinâmica estuda os fenômenos de estabilidade dos sistemas de potência e estes podem ser classificados da seguinte forma: estabilidade do ângulo do rotor (estabilidade de estado permanente e estabilidade transitória), estabilidade de tensão, e estabilidade a médio e longo prazo [VITT00]. Atualmente, é

reconhecido que o fenômeno de instabilidade de tensão tem natureza dinâmica, o qual requer novas ferramentas de análise. Neste trabalho, a análise da segurança dinâmica foi associada aos fenômenos de estabilidade eletromecânica transitória (ou estabilidade transitória a grande perturbação).

No ambiente competitivo dos mercados elétricos, os sistemas de potência não podem ser operados da mesma forma que nos estudos *off-line*, pois diferentes mudanças no sistema ocorrem de forma instantânea. A incerteza relativa às condições de operação estudadas tem criado a necessidade de realizar a AvSD no modo *on-line*. Dentro desta análise, a estabilidade do sistema é calculada para as condições atuais de operação e com velocidade suficiente para que o operador reaja ou execute um mecanismo em forma automática no caso em que uma contingência analisada leve à insegurança do sistema [KUND00].

Os três elementos básicos da análise da segurança observados na seção 2.2.2 podem ser estendidos para o caso dinâmico. Os aspectos no monitoramento inicial da segurança não serão desenvolvidos, já que o sistema é considerado inicialmente no estado de operação normal. Assim, a ASD pode ser resumida como a avaliação e controle da segurança dinâmica. Outro aspecto a considerar dentro da análise da segurança dinâmica é a competição exigida pelos atuais mercados elétricos. Nas seções seguintes são desenvolvidos diversos aspectos importantes na ASD.

2.4.1 Avaliação da Segurança Dinâmica

Na AvSD se distinguem duas alternativas: direta e indireta. A técnica direta tenta estimar a probabilidade de que o sistema se mova desde o estado de operação normal até o estado de emergência e, segundo o atual estado, projeta variações de carga e condições ambientais [BLAN78]. Uma alternativa a esta técnica foi formulada em termos da distribuição de probabilidades do tempo de insegurança [WU83][WU88]. A técnica indireta calcula uma variedade de margens de folga para uma lista de contingências potenciais com o objetivo de predeterminar níveis adequados de

segurança de forma a manter a robustez do sistema. Esta última é aceita para a AvSD *on-line*. [BALU92].

Atualmente, a avaliação da segurança dinâmica está sendo realizada *on-line*; porém, existem limitações na sua implementação. Os engenheiros de sistemas de potência realizam um grande número de estudos *off-line* para estabelecer as diretivas de operação, modificados pelo seu juízo e experiência. Tradicionalmente, nos estudos *off-line* é examinado o comportamento dinâmico do sistema mediante os programas de estabilidade transitória. Estes programas contêm modelos completos de máquinas e seus controladores junto com modelos dinâmicos de outros dispositivos tais como cargas, linhas de corrente contínua, compensadores estáticos de potência reativa, etc. Este último requisito demanda muito tempo computacional; assim, a implementação da análise *on-line* dependerá da disponibilidade de tempo para fazer a análise, pois o tempo na operação em tempo real nos centros de controle é limitado. Um grande número de técnicas tem sido estudado para o problema da avaliação estabilidade transitória (AET) *on-line*; portanto, diferentes esquemas de AvSD *on-line* estão sendo implementados como funções de operação de centros de controle [MANS94] [EJEB99] [YI01].

De forma similar ao caso estático, os componentes na avaliação da segurança dinâmica são: seleção dinâmica de contingências e avaliação dinâmica de contingências. Diversas definições e metodologias relacionadas são descritas a seguir.

Definição de Contingências

Na AvSE definem-se as contingências em função da perda de equipamentos. Tal definição usualmente consiste de saídas simples e múltiplas, sendo que estas últimas devem ser cuidadosamente escolhidas. Idealmente estas saídas devem ser escolhidas de acordo com a sua probabilidade de ocorrência; porém, estas probabilidades são usualmente desconhecidas e, mesmo quando alguns dados estatísticos são disponíveis, as probabilidades são tão pequenas que qualquer tipo de comparação não tem sentido. A escolha de saídas simples parece ser uma alternativa razoável porque elas ocorrem mais freqüentemente que as múltiplas (este argumento é usado como critério de planejamento

e operação). O tamanho desta lista é usualmente composta de centenas e pode chegar a milhares de contingências.

Para a avaliação da segurança dinâmica, as contingências não somente são consideradas em termos das condições pós-contingência (saída de componentes), mas também em termos da perturbação total. Assim, todas as perturbações podem ser representadas como faltas trifásicas, com ou sem impedância, e a lista de contingências é essencialmente uma lista de alocações onde estas podem ocorrer. Na prática, as contingências dinâmicas envolvem uma série de seqüências de operações de chaveamento depois de iniciada a falta.

Processamento Computacional

Processos como a análise de estabilidade transitória com simulação no domínio do tempo, usados nos estudos *off-line*, são conhecidos pela sua confiabilidade e precisão, mas o tempo consumido em CPU é uma desvantagem na implementação *on-line*.

Uma primeira solução vem do incremento na velocidade de processamento dos computadores modernos e o desenvolvimento de novas tecnologias de processamento paralelo e distribuído, mas ainda é alto o consumo de tempo computacional. A disponibilidade de dados nos sistemas SCADA, a análise automática simplificada e o processamento paralelo reduzem o processo de avaliação para alguns minutos. [BORG00]

Uma segunda solução pode ser obtida pela melhoria nas técnicas analíticas e divisão do problema inicial. Assim, são necessários esquemas de filtragem rápida das contingências dinâmicas para sua posterior avaliação mediante os métodos de simulação no domínio do tempo.

Screening de Contingências

Usualmente, o operador está interessado nas piores possibilidades em vez de todas as possibilidades, muitas das quais não posicionam o sistema numa circunstância de perigo (estado de emergência).

A AvSE usa algumas aproximações e cálculos rápidos para filtrar somente as piores saídas, as quais podem ser então analisadas pelo fluxo de potência. Esta filtragem (*screening*) de diversas centenas de saídas para encontrar os piores casos (de algumas dezenas) tem sido a maior tarefa dentro da AvSE. A filtragem de contingências é realizada para uma lista grande de saídas simples em comparação às saídas múltiplas que, comumente, são incluídas numa lista menor. Atualmente, a tendência é o uso de diversos filtros (por exemplo, filtro de tensão e filtro de sobrecarga nas linhas) para a filtragem de contingências mediante o cálculo de índices de severidade. [STOT85]

Na AvSD, também é necessário o desenvolvimento de esquemas rápidos de filtragem para encontrar as piores perturbações (algumas dezenas) com o objetivo de realizar uma avaliação mais detalhada da estabilidade transitória. Os filtros são substancialmente diferentes do que os usados no caso estático. O conceito de índices de severidade continua sendo válido, porém novos índices devem ser desenvolvidos visando uma respectiva indicação qualitativa da instabilidade do sistema.

Para um rápido algoritmo de *screening* de contingências para a AvSD *on-line*, são usados os índices de estabilidade transitória (IET). Na operação dos sistemas, estes índices têm uma relação direta com o método de análise de estabilidade transitória usado. Formalmente, o índice de estabilidade transitória mede a proximidade do sistema à instabilidade devido à perda de sincronismo. Assim, entre estes métodos tem-se: simulação no domínio do tempo, critério de áreas iguais estendido ou EEAC (*Extended Equal Area Criterion*) e métodos TEF. [XUE88] [FOUA81]

Dentre os métodos anteriores, os métodos TEF mostram grande desempenho para o *screening* de contingências no aspecto dinâmico e na avaliação de sensibilidades. Uma vantagem é que os métodos TEF provêm margens de energia que podem ser usadas diretamente como índices de estabilidade transitória.

Por outro lado, sabe-se da eficiência computacional das técnicas de inteligência artificial (IA) na análise global dos problemas. Aplicado ao *screening* de contingências, técnicas de IA usam o conhecimento acumulado baseado na representação, conjuntos de condições de operação e índices de severidade do sistema. Na AvSD, os métodos TEF podem ser incluídos dentro deste esquema tornando atrativo o *screening* de contingências. [JARD00]

Avaliação de Contingências

Na prática, consiste na avaliação da estabilidade transitória com o método de simulação no domínio do tempo. Dentro da modelagem de componentes, usam-se modelos detalhados das máquinas síncronas, sistemas de excitação, reguladores de velocidade, interligações em CC com dois ou mais terminais, SVC (*Static VAR Compensator*), cargas dinâmicas e estáticas, ULTC (*Under Load Tap Changers*), relés e dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). Técnicas de integração numérica explícita e implícita são usadas com frequência dentro dos algoritmos de solução e que adotam técnicas de matrizes esparsas. [EJEB98]

Definição do Nível de Segurança Dinâmica e Estados de Operação

Na análise de estabilidade transitória convencional, os resultados de simulação são interpretados usando a experiência do operador. Este tipo de técnica proporciona só medidas qualitativas da estabilidade do sistema (estável ou instável), sem uma informação quantitativa (por exemplo, o grau de estabilidade). Visando atingir as necessidades da AvSD, é importante obter medidas quantitativas da estabilidade com o objetivo de realizar as tarefas de busca do limite de transferência de potência e execução do controle preventivo.

Diversos métodos foram propostos na literatura e, na maioria dos casos, estes índices proporcionam informação da margem de estabilidade para uma condição de operação do sistema e contingência específica. Dentre esses métodos, se inclui o índice baseado na margem de energia transitória [MANS95] e o índice baseado no sinal de energia do pós-processamento das simulações no domínio do tempo. A vantagem de

usar o primeiro índice é que podem ser usadas algumas informações que resultam do *screening* de contingências.

2.4.2 Controle da Segurança Dinâmica

A AvSD calcula o nível de segurança dinâmica medido através de um índice de estabilidade. Além disso, esta deve fornecer ações preventivas/corretivas caso necessário. O controle da segurança dinâmica é consequência da AvSD.

Para a melhoria da estabilidade, podem-se distinguir dois tipos de controles: primário e secundário. O controle de nível primário é baseado nos dispositivos dinâmicos do sistema e que não são usados diretamente na operação do sistema. O controle de nível secundário é usado na operação e é conduzido nos centros de controle.

Inicialmente, para manter as condições de operação dentro do estado normal, são usados diversos tipos de controle de nível primário, como os sistemas de excitação de resposta rápida, complementados com estabilizadores de sistemas de potência ou PSS (*Power System Stabilizer*). Atualmente, esses são os mais efetivos para a melhoria da estabilidade transitória [KUND99]. Os controles na transmissão, tais como os compensadores estáticos de VAR, podem ser usados para uma melhoria significativa da estabilidade.

Posteriormente ao controle de nível primário, é realizado o controle de nível secundário. É importante ressaltar que as medidas de controle secundário incluem ações de controle preventivo (antes da ocorrência da contingência) e corretivo (após a ocorrência da contingência).

No estado alerta, provocado por um nível de segurança inferior ao nível aceitável, ações de controle “preventivas” podem posicionar o sistema no estado de operação seguro. Dentro destas ações tem-se a reprogramação da geração e a redistribuição de carga. O operador do sistema cumpre um papel principal na coleção e coordenação de informação de diversas fontes e na tarefa de executar as estratégias de controle preventivo [KUND00].

No estado de emergência, o sistema vai para a instabilidade a menos que ações de controle “corretivas” apropriadas logrem levá-lo ao estado alerta ou seguro. Existem diversas formas de controle de emergência para a melhoria da estabilidade transitória, entre elas têm-se: corte de carga, chaveamento de reatores/capacitores, freio dinâmico, etc. Se estas ações de controle não são aplicadas ou são ineficientes, o sistema é considerado no estado *in extremis*, e como resultado acontecerão saídas em cascata de diversos componentes e a perda da integridade do sistema. Ações de controle, tais como a separação do sistema, são realizadas para salvar o sistema de um blecaute total [KUND97].

Este trabalho envolve as medidas de controle preventivo, aplicadas no estado alerta, visando reprogramação da geração para a melhoria da segurança dinâmica. Diversos métodos são reportados na literatura para este tipo de controle preventivo em função da TEF. Geralmente os métodos baseados no cálculo das sensibilidades de primeira ordem são os mais simples. Na referência [TONG92] estas sensibilidades com relação a certos parâmetros (geração de potência ativa, entre outras) são construídas sobre o sistema de equações antes que o método do BCU (*boundary of stability-based-region controlling unstable equilibrium point*) seja aplicado. Em [FOUA92] as margens de estabilidade para parâmetros do sistema são usados para determinar a nova programação dos limites de estabilidade usando um método de otimização. O EEAC é usado em [XUE88b] para desenvolver o método de sensibilidade.

2.4.3 A Segurança Dinâmica e os Mercados Elétricos Competitivos

O objetivo principal da reestruturação das empresas de eletricidade é o incremento da competição, fornecendo ao consumidor energia elétrica com adequada qualidade, alta confiabilidade, sem interrupções e com um preço competitivo. O conceito de segurança de um sistema de potência é fundamental nas etapas do planejamento e a operação e conseqüentemente é um fator importante dentro dos atuais mercados elétricos.

Do ponto de vista técnico, algumas circunstâncias impostas pelos mercados elétricos (as transações de energia, confiança na capacidade das fontes externas, e competição na transmissão) levam ao alto carregamento do sistema de transmissão. Do ponto de vista econômico, estas circunstâncias aumentam o uso dos geradores de alto custo. Por outro lado, na operação dos sistemas de potência, as necessidades do controle da segurança têm que ser comparadas com os custos da implementação desses sistemas de controle, exigindo um maior grau de responsabilidade do operador do sistema. [BALU92]

Freqüentemente os sistemas de energia elétrica operam muito próximos de seus limites de segurança. Assim, o nível de segurança deve ser tratado também em função de aspectos econômicos.

Os aspectos econômicos da operação *on-line* dos sistemas potência, dentro do esquema de mercados elétricos competitivos, envolvem estudos de otimização cuja função objetivo comumente está definida pelo custo de produção. Portanto, os aspectos econômicos podem ser resumidos na reprogramação econômica da geração e, como consequência, o despacho econômico deve ser usado.

Na literatura, existe um número de referências sobre o despacho econômico se baseiam num algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO). Segundo isto, o FPO é definido como a aplicação computacional que permite a otimização do custo do sistema baixo restrições de segurança. O principal objetivo deste tipo de restrições é a segurança estática. As restrições usadas no FPO são algumas vezes o fluxo nas linhas ou os limites de separação angular impostos pelas condições de estabilidade. Neste caso, o despacho é muito conservativo em parte como consequência de que os limites de estabilidade são geralmente desenvolvidos *off-line* e também por que o FPO não fornece um mecanismo para calcular índices de estabilidade.

O pré-despacho e coordenação hidrotérmica não foram considerados neste trabalho. É importante ressaltar, também, que a reprogramação econômica da geração dos sistemas de potência deve melhorar a segurança do sistema. Assim, no aspecto

dinâmico, o incremento do tempo crítico de eliminação de falta ou da margem de energia transitória deve ser levado em consideração.

2.4.4 Esquema de Trabalho

O principal objetivo é a implementação de um esquema integrado para a análise da segurança dinâmica (avaliação e controle) e a reprogramação econômica da geração, calculando os níveis de segurança dinâmica do sistema e identificando os estados de operação resultantes (seguro, seguro preventivo, alerta) do controle preventivo e operação a mínimo custo. Esses estados de operação podem ser definidos da mesma forma que no caso estático (ver Figura 2.1), mas deve-se levar em conta algumas variantes. É conveniente salientar que na literatura são considerados estados de operação relativos à segurança do sistema que podem causar uma certa confusão na sua identificação. Os estados de operação usados neste trabalho foram definidos em função de um melhor detalhamento da problemática e para a sua definição foram adotadas as referências [STOT87] [DYLI74].

Na Figura 2.2 são mostrados os estados de operação do sistema e a relação dos mesmos com as diferentes etapas consideradas neste trabalho.

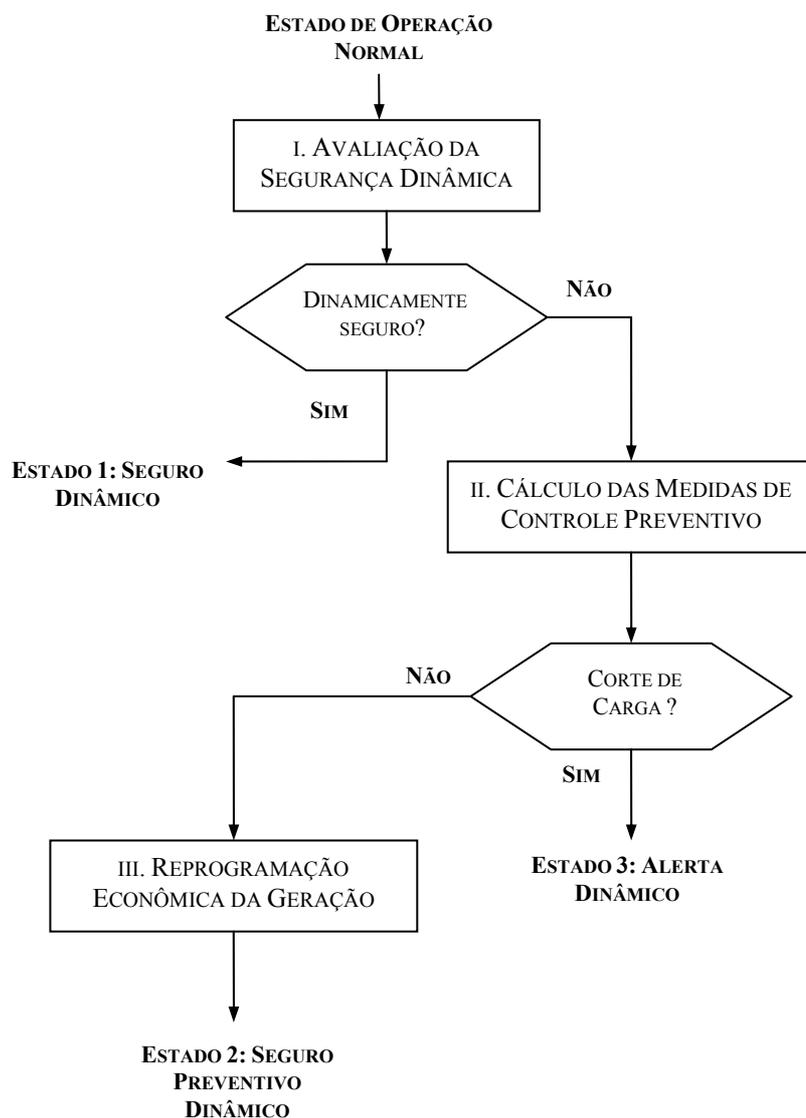


Figura 2.2 Fluxograma mostrando os estados de operação e etapas consideradas no esquema de trabalho.

O diagrama da Figura 2.2 inicia no estado de operação normal e finaliza em algum dos três estados de operação considerados. A partir do estado normal é realizada a etapa de avaliação da segurança dinâmica (etapa I) para uma lista de contingências predefinidas. Se o sistema alcança um nível de segurança dinâmica adequado medido com o MET e nenhuma contingência leva o sistema à instabilidade, o processo pára e o sistema é qualificado como seguro dinâmico (estado 1) para essa lista de contingências.

Caso contrário, é realizada uma etapa de cálculo das medidas de controle preventivo (etapa II), as quais têm como objetivo corrigir algumas variáveis de controle do sistema visando um maior nível de segurança dinâmica. São consideradas como variáveis de controle a geração de potência ativa e calculados. Assim, são determinados os limites máximos de geração que afrontarão a reprogramação econômica no passo seguinte. Nem sempre estas medidas preventivas podem levar o sistema ao estado seguro dinâmico porque é preciso saber, dentro destas novas condições, se o sistema de geração poderá fornecer os requisitos de potência de forma a atender as cargas; isto tem a ver com o máximo carregamento e, no caso extremo, implica o compromisso de um corte de carga. Se estas medidas não exigem o corte de carga, então o sistema se classificará no estado seguro preventivo dinâmico (estado 2). A partir desse estado, se poderá estabelecer a reprogramação econômica da geração com o despacho econômico (etapa III). Se as medidas de controle preventivas exigem que se realize corte de carga, então o sistema é qualificado no estado de alerta dinâmico (estado 3). Neste estado, outras medidas preventivas deverão ser realizadas, sendo que estas não são tratadas neste trabalho.

Para o desenvolvimento do esquema de trabalho, deverão ser detalhados os componentes de cada uma das etapas anteriores. Na Figura 2.3, é apresentado um diagrama de blocos que resume a composição modular, bem como diversos aspectos metodológicos e computacionais da integração dessas etapas. Nas seções seguintes serão explicadas as técnicas e metodologias associadas ao desenvolvimento destes módulos.

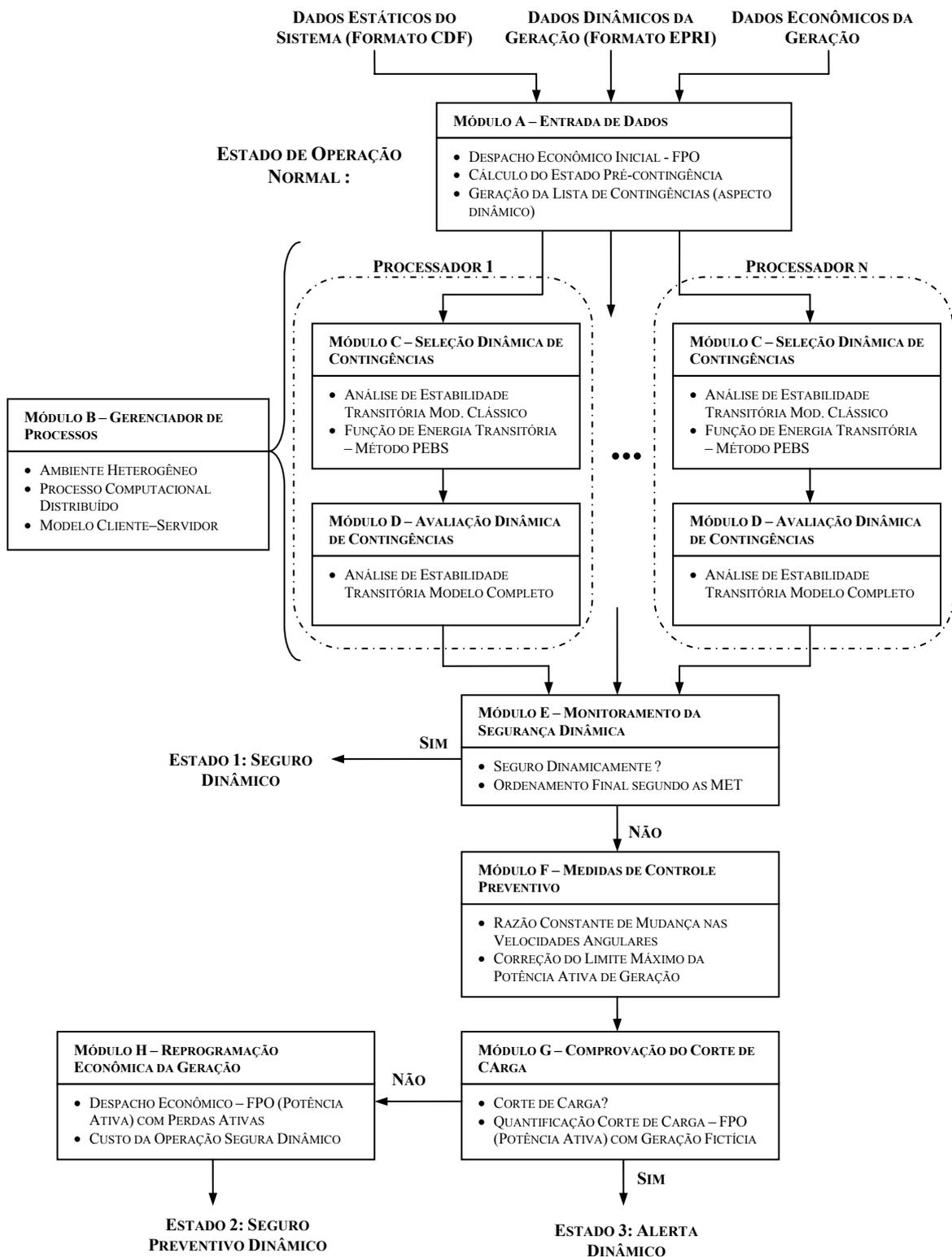


Figura 2.3 Detalhe do esquema modular de trabalho e estados de operação.

2.5 Metodologia aplicada na Avaliação da Segurança Dinâmica

O fenômeno de instabilidade de tensão tem natureza dinâmica mas não será considerado na análise da segurança dinâmica; assim, somente foi comprometido o fenômeno de estabilidade angular transitória. Futuros trabalhos podem considerar esta nova realidade dentro de um esquema integrado da análise da segurança dinâmica ou separadamente como uma função de análise da segurança de tensão.

Esta etapa define se um estado de operação é seguro dinâmico ou não segundo o nível de segurança alcançado interpretado como grau de severidade da MET das contingências predefinidas. Dentro desta etapa foram desenvolvidos cinco módulos, os quais serão descritos a seguir.

2.5.1 Módulo A – Entrada de Dados

Este primeiro módulo realiza as seguintes tarefas:

Armazenamento de Dados

Realiza a leitura e armazenamento de todos os dados necessários para o processamento. Os dados podem ser classificados em três tipos:

- ❖ Dados estáticos ou correspondentes à análise de fluxo de potência do SEE. Usa o formato IEEE-CDF (*Common Data Format*) [WGCF73].
- ❖ Dados dinâmicos de geração. Uma parte desses dados corresponde ao modelo do gerador clássico. A outra parte corresponde ao modelo detalhado do gerador com seus controladores. Será considerado, dentro dos controladores, o sistema de excitação (modelo IEEE tipo 1 e 2). Usa o formato EPRI (*Electric Power Research Institute*).
- ❖ Dados de geração para o despacho econômico, que é constituído pelo custo de combustível e limites de potência ativa das unidades térmicas. Usa um

formato próprio. Somente são consideradas as potências ativas das unidades térmicas.

Despacho Econômico Inicial

Comprova se as condições iniciais do sistema não provocam corte de carga e calcula o custo de operação inicial do sistema. É utilizado um esquema integrado de forma similar ao módulo G (comprovação do corte de carga) e módulo H (Reprogramação Econômica da Geração). Com o módulo G comprova que se mantenha o equilíbrio de geração e carga e sejam respeitadas as restrições de balanço de potência na parte ativa sem violação dos limites operacionais. Entre outras características que serão vistas no módulo H, assume que a geração está conformada somente por unidades térmicas devido ao fato de que a programação hídrica foi estabelecida antes da operação (usualmente em curto prazo, em dias ou semanas). Usa-se um fluxo de potência ótimo com modelo linear, com restrições de carga e restrições associadas aos limites operacionais (limites de fluxo de potência ativa nos elementos ramos e os limites de geração de potência ativa). Detalhes da metodologia usada serão explicados nas seções seguintes.

Cálculo do Estado de Operação Pré-contingência

Realiza o cálculo das variáveis de estado do sistema (ou ponto de equilíbrio estável pré-contingência), utilizando as variáveis de controle determinadas no despacho econômico inicial (geração de potência ativa). Usa um fluxo de potência não linear com o método Newton-Raphson completo [TINN67] [MONT81]. Neste módulo, o sistema é qualificado no estado de operação normal.

Geração da Lista de Contingências Dinâmicas

Gera a lista de contingências e a subdivide em função do número de máquinas disponíveis no ambiente computacional distribuído. No aspecto dinâmico, comumente as contingências envolvem uma série de seqüências de operações de chaveamento depois de iniciada a falta. Por simplicidade, será utilizada apenas uma operação de

chaveamento e supondo que o sistema não tem muitas mudanças estruturais entre $t = 0$ e $t = t_{cl}$. Então, as contingências são definidas como faltas ou curtos-circuitos trifásicos de duas formas: a primeira diretamente na barra e a segunda na linha próxima a uma barra. A falta é caracterizada por sua localização (barra de falta), impedância de falta e duração da falta. Na segunda forma, é preciso detalhar a linha onde a falta ocorreu.

2.5.2 Módulo B – Gerenciador de Processos

Este módulo é o responsável pelo processamento computacional distribuído em um ambiente heterogêneo. Para o gerenciamento dos processos é necessário desenvolver uma aplicação computacional distribuída usando alguma arquitetura preparada para tais ambientes, tal como o CORBA.

É importante entender que para o presente trabalho pensou-se no uso de sistemas computacionais distribuídos devido a que uma das características destes sistemas é a concorrência de processos, ou seja, a capacidade de realizar processos paralelos (*multi-threads*) sob um ambiente de vários computadores heterogêneos. O avanço na tecnologia de software de desenvolvimento de aplicações interativas gráficas contribuiu mais ainda para esse desenvolvimento.

Alguns aspectos de sistemas distribuídos e sua ligação com o CORBA serão apresentados no Capítulo 3.

2.5.3 Módulo C – Seleção Dinâmica de Contingências

Este módulo usa o método TEF para o cálculo da MET dentro de um sistema multimáquina com modelo clássico do gerador (modelo de fonte de tensão constante atrás da reatância transitória síncrona do eixo-d). Para o cálculo da energia crítica, usa-se a técnica da superfície de fronteira da energia potencial ou PEBS (*Potential Energy Boundary Surface*).

Método PEBS

No caso do sistema máquina barra infinita (SMBI), o PEBS pode ser interpretado como os pontos dentro da curva de energia potencial; esta última é uma função não linear de uma variável comumente definida no sistema pós-falta. O método critério das áreas iguais é equivalente ao método PEBS no SMI. No caso de um sistema multimáquina, o PEBS é interpretado como uma superfície de múltiplas dimensões no espaço de estado definido pelos ângulos do rotor relativos ao COI. Diversos UEP rodeiam o SEP do sistema pós-falta e a superfície multidimensional que passa por todos esses UEP é chamada de PEBS. Outras propriedades são reportadas na literatura para esta superfície. O aspecto principal deste método é interpretar a trajetória sob-falta dentro do PEBS e isto pode ser visualizado como uma bola dentro de uma xícara. Se o sistema ganhou suficiente energia cinética no período sob-falta, a bola poderia sair da xícara e tornar o sistema instável, caso contrário é estável.

Comumente, o método PEBS é usado para o cálculo do t_{cr} ; assim, segundo este esquema, o processo de cálculo apresenta os seguintes passos:

- i) Cálculo do SEP pós-falta resolvendo:

$$\dot{\tilde{\omega}}_i = f_i(\boldsymbol{\theta}) = 0 \quad ; \quad \omega_i = 0 \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.18)$$

- ii) Calcular a trajetória sob-falta dada pela equação (2.16) usando integração numérica no tempo.

- iii) Monitorar $\mathbf{f}^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}}$ e $V_{EP}(\boldsymbol{\theta})$ em cada instante de tempo. Os parâmetros de $\mathbf{f}(\boldsymbol{\theta})$ e $V_{EP}(\boldsymbol{\theta})$ pertencem à configuração pós-falta.

- iv) Dentro da região de atração se cumprira $\mathbf{f}^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}} < 0$. Continuar os passos *ii* e *iii* até que $\mathbf{f}^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}} = 0$. Este ponto é o cruzamento no PEBS $(t^*, \boldsymbol{\theta}^*, \tilde{\boldsymbol{\omega}}^*)$. Neste ponto se calcula $V_{EP}(\boldsymbol{\theta}^*)$. Esta é uma boa estimativa do V_{cr} para essa falta.

v) Encontrar o instante em que $V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = V_{cr}$ na trajetória sob-falta, o qual permite uma boa estimativa do t_{cr} .

Uma tentativa de economizar tempo de processamento seria monitorar somente $V_{EP}(\boldsymbol{\theta})$ nos passos *iii* e *iv* até que alcance um valor máximo, sendo este valor considerado como V_{cr} , assim não faz-se necessário o cálculo do t_{cr} .

Existem variantes deste método com relação aos originais propostos por Kakimoto e Athay [KAKI81]. Dentro destes métodos, têm-se os métodos híbridos [MARI90] e métodos iterativos PEBS (IPEBS) [FONS85]. O primeiro oferece vantagens de proporcionar margens de estabilidade e é mais confiável que os métodos MOD [FOUA92] e BCU [CHIA99b]. O segundo usa séries de Taylor para diminuir o trabalho no processamento da trajetória do sistema para vários tempos de eliminação. Por outro lado, certos parâmetros tendem a diminuir a exatidão do método. Uma vantagem deste último é que se pode estender sua aplicação aos geradores e carga com modelos detalhados.

Os métodos anteriores realizam mudanças na proposta original de Kakimoto, ocasionando perda na eficiência computacional do processo. Visando realizar a seleção de contingências, algumas técnicas podem ser mencionadas:

i) Uso de armazenamento matricial esparsa dos componentes da matriz aumentada \mathbf{Y}_{aum} e redução ao modelo de nós internos \mathbf{Y}_{int} mediante uso de técnicas de esparsidade da referência [ZOLL70] aplicadas as seguintes equações matriciais:

$$\mathbf{Y}_{aum} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_A & \mathbf{Y}_B \\ \mathbf{Y}_C & \mathbf{Y}_D \end{bmatrix}; \text{ onde } : \mathbf{Y}_A = \mathbf{y}, \mathbf{Y}_B = [-\mathbf{y} \quad \mathbf{0}]; \mathbf{Y}_C = \begin{bmatrix} -\mathbf{y} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \text{ e } \mathbf{Y}_D = \mathbf{Y}_{N2}$$

$$\text{onde } \mathbf{Y}_{N2} = \mathbf{Y}_{N1} + \text{diag}(\mathbf{y}_{cargas\ i}) \text{ e } \mathbf{Y}_{N1} = \mathbf{Y}_N + \begin{bmatrix} \mathbf{y} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix}$$

$$\text{também: } \mathbf{Y}_{int} = [\mathbf{Y}_A - \mathbf{Y}_B \mathbf{Y}_D^{-1} \mathbf{Y}_C]$$

ii) É usada uma avaliação via integração numérica com a regra trapezoidal do termo integral dependente da expressão (2.14). Assim, o termo apresenta a seguinte equação:

$$V_{DIS}(\boldsymbol{\theta}) = -\int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \approx \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} I_{ij} \quad (2.19)$$

em que para cada passo de integração k tem-se:

$$I_{ij}(k) = I_{ij}(k-1) + \frac{1}{2} D_{ij} [\cos(\theta_i(k) - \theta_j(k)) + \cos(\theta_i(k-1) - \theta_j(k-1))] [\theta_i(k) + \theta_j(k) - \theta_i(k-1) - \theta_j(k-1)] \quad (2.20)$$

com $I_{ij}(0) = 0$ no caso em que o sistema pós-falta é o mesmo que sob-falta.

Quando o problema é inicializado, é somada a seguinte expressão ao cálculo da energia potencial:

$$\begin{aligned} V_{EP}(\boldsymbol{\theta}^o) &= -\sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i^o} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \\ &= -\sum_{i=1}^{n_g} P_i(\theta_i^o - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} [C_{ij} (\cos \theta_{ij}^o - \cos \theta_{ij}^s) \\ &\quad - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i^o + \theta_j^o} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j)] = K \end{aligned} \quad (2.21)$$

na qual $\boldsymbol{\theta}^o$ é o estado permanente pré-falta e termo integral inicia em:

$$I_{ij}(0) = \frac{1}{2} D_{ij} [\cos(\theta_i^o - \theta_j^o) + \cos(\theta_i^s - \theta_j^s)] [\theta_i^o + \theta_j^o - \theta_i^s - \theta_j^s] \quad (2.22)$$

Ao avaliar-se a expressão (2.21), esta fica referenciada ao SEP pós-falta. Uma forma de implementar um *screening* rápido é reduzir a expressão da energia potencial da seguinte forma:

$$\begin{aligned}\hat{V}_{EP}(\boldsymbol{\theta}) &\equiv V_{EP}(\boldsymbol{\theta}) - V_{EP}(\boldsymbol{\theta}^0) = - \left[\sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i - \sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i^0} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \right] \\ &= - \sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^0}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i\end{aligned}\quad (2.23)$$

A expressão agora está referenciada ao estado inicial e evita a computação do fluxo de potência para determinar o estado permanente pós-falta em cada uma das contingências.

iii) O índice de estabilidade foi definido como a MET resultante do método PEBS. A MET é calculada da seguinte forma:

$$\Delta V = MET = \hat{V}_{cr} - \hat{V}_{cl} \approx \hat{V}_{EP}^{\max} - \hat{V}_{cl}\quad (2.24)$$

Um outro índice, a margem de energia transitória normalizada usa a energia cinética corrigida ao final da perturbação e é definido em (2.25)

$$MET_{NORM} = \frac{\Delta V}{V_{ECORR}}\quad (2.25)$$

Este índice requer o conhecimento dos geradores críticos e começa a ser um problema fazer a distinção desses geradores. Uma solução satisfatória foi dada dentro dos métodos EEAC [PAVE94]. Foi usado o primeiro índice.

iv) No *screening* de contingências, são filtradas as contingências que têm um MET negativo (caso instável). Na classificação de contingências, estas são ordenadas considerando as contingências de pobre MET (mais negativo) com a maior prioridade, sendo que os casos estáveis também devem ser quantificados para indicar o grau de estabilidade do sistema.

2.5.4 Módulo D – Avaliação Exata das Contingências

Para a avaliação exata de contingências é considerado o método de simulação no domínio do tempo. O programa computacional para a AET usa o método alternado (solução particionada com integração implícita) para a solução do sistema de equações algébrico-diferenciais. Este programa utiliza o método trapezoidal implícito como técnica de integração numérica. Usa também o modelo dinâmico detalhado do gerador e dos seus controladores. Este módulo é considerado para verificar o desempenho em tempo de processamento do sistema computacional desenvolvido.

2.5.5 Módulo E – Monitoramento do Nível de Segurança Dinâmica

Este módulo realiza as seguintes duas tarefas:

Margem de Energia Transitória

Segundo os resultados da seleção e avaliação dinâmica de toda a lista de contingências (processo computacional distribuído), pode-se definir um ordenamento final decrescente com a severidade de acordo com o grau de instabilidade indicado pela MET de todas as contingências qualificadas instáveis, da mesma forma que no *screening* de contingências.

Definição de Nível de Segurança Dinâmica

Em função do ordenamento anterior e da qualificação de estabilidade segundo as margens de energia transitória, podem existir as seguintes possibilidades:

- ❖ Se nenhuma contingência leva o sistema a perder a estabilidade, então o sistema é classificado como estado “seguro dinâmico”. É importante ressaltar que o nível de segurança alcançado se limita à lista de contingências pré-determinada; porém, a definição de outras contingências demandaria novamente a mesma análise.

- ❖ No caso de existir uma contingência que leve ao sistema à instabilidade, o sistema é qualificado no estado “inseguro dinâmico”, o que abre a possibilidade aos outros dois estados: “seguro preventivo dinâmico” e “alerta dinâmico”.

2.6 Metodologia Aplicada no Cálculo das Medidas de Controle Preventivo

2.6.1 Módulo F – Medidas de Controle Preventivas

As medidas de controle preventivas são definidas como as ações que serão realizadas pelo operador do sistema para garantir ou tentar a permanência do sistema no estado seguro. Dentre essas medidas, são usadas aquelas que permitam a reprogramação da geração; assim, as potências ativas de geração são ajustadas para estabelecer os limites de geração máxima com o objetivo de assegurar a estabilidade angular do sistema. Assim, se garante a melhoria dos níveis de segurança dinâmica segundo o aumento da MET das máquinas mais críticas e, além disso, seu acoplamento nas restrições associadas aos limites de geração de potência ativa é mais evidente.

Para o ajuste das potências ativas de geração é usada uma variante da técnica da referência [KUO95]. Nesta referência, propõe-se uma nova técnica rápida sem o cálculo de sensibilidades, a qual supõe uma razão constante da mudança nas velocidades dos geradores no instante da eliminação da falta e pode ser facilmente acoplada na AvSD. Esta técnica usa os seguintes passos:

- i) Realizar a ASD com o método TEF considerando faltas trifásicas com saída de linhas simples.
- ii) Selecionar o pior caso de acordo com a MET (a mais negativa).
- iii) Se o pior caso é instável ou próximo à instabilidade, ir a passo *iv*. Senão, ir a passo *vii*.

iv) Reprogramar a geração com respeito ao pior caso:

iv-a) Calcular a trajetória sob-falta para obter as velocidades do rotor no instante de eliminação da falta.

iv-b) Calcular a nova geração usando as seguintes expressões:

$$P_{1,novo} = \frac{(P_{1,anti} - B)}{A} \quad (2.26)$$

$$P_{i,novo} = \frac{M_i}{M_1} P_{1,novo} - \frac{M_i}{M_1} P_{1,anti} - M_i (D_{wi,anti} - D_{w1,anti}) + P_{i,anti} \quad (2.27)$$

$$i = 2, 3, \dots, n_g$$

Sendo:

$$A = \left(1 + \frac{1}{M_1} \sum_{i=2}^{n_g} M_i \right)$$

$$B = -\frac{P_{1,anti}}{M_1} \sum_{i=2}^{n_g} M_i - \sum_{i=2}^{n_g} M_i (D_{wi,anti} - D_{w1,anti})$$

$$D_{wi,novo} = \frac{\tilde{\omega}_{i,novo}}{t_{cl}}; \quad D_{wi,anti} = \frac{\tilde{\omega}_{i,anti}}{t_{cl}}$$

Onde:

- n_g número de geradores
- $P_{i,anti}$ Potência ativa do gerador i antiga (geração original)
- $P_{i,novo}$ Potência ativa do gerador i nova (reprogramada)
- M_i Constante de inércia do gerador i
- $\tilde{\omega}_{i,anti}$ Velocidade angular do rotor do gerador i antiga (geração original)
- $\tilde{\omega}_{i,novo}$ Velocidade angular do rotor do gerador i nova (reprogramada)
- t_{cl} Tempo de eliminação da falta

v) Resolver um fluxo de carga.

vi) Ir a passo i .

vii) Parar.

Segundo a técnica original, as potências corrigidas são usadas para realizar um novo AvSD. Isso demanda muito esforço computacional e não será viável seu uso completamente. Para contornar esse problema, é usada a técnica original para criar uma tendência inicial de controle (1 iteração), assim um fator de correção deve ser usado diretamente na diferença entre a potência original e a corrigida de acordo com a seguinte expressão:

$$P_i^{\max} = P_{i,anti} + fc(P_{i,novo} - P_{i,anti}) \quad (2.28)$$

onde:

P_i^{\max} Potência ativa máxima do gerador i

fc Fator de correção

Alem disso, deve-se levar em conta as seguintes considerações: o passo i do processo original é equivalente ao módulo C (Seleção dinâmica de contingências), o passo v é realizado nos módulos G e H (Reprogramação Econômica da Geração) e o passo vi não existirá.

2.7 Metodologia Aplicada no Corte de Carga e na Reprogramação Econômica da Geração

O módulo anterior determinou a nova capacidade máxima de geração de potência ativa com o objetivo de acoplar as medidas de controle com a reprogramação econômica da geração. Para isto, deve ser usada uma metodologia de despacho econômico considerando a possibilidade de corte de carga.

Dada a natureza do problema de corte de carga e despacho econômico em conjunto, considera-se que a sua solução pode ser obtida mediante a técnica de programação linear. Neste trabalho, considera-se que o corte de carga e o despacho econômico são resolvidos mediante uma metodologia de otimização que usa um algoritmo de FPO linear e realizam a minimização da função objetivo custo de operação do sistema (custo de produção das unidades térmicas) com restrições de igualdade (equações de balanço de potência ativa) e desigualdade (limites de fluxo de carga nas linhas e limites de geração de potência ativa). Assim, obtém-se o ponto de operação ótimo e também custos marginais de potência ativa em cada barra, estes últimos interpretados dos multiplicadores de Lagrange. Maiores informações sobre FPO são apresentadas em [HUNE91].

Modelagem dos elementos do sistema de potência

A representação dos elementos do sistema de potência é importante para o despacho econômico na solução do problema. Um modelo simples pode ser bem efetivo assim como um modelo muito mais complexo. O importante é que esse modelo represente as características relevantes do sistema real que influem nas variáveis de interesse e nos resultados que se deseja obter.

O sistema térmico é constituído por elementos que transformam energia térmica em energia elétrica, turbinas a gás de ciclo simples ou combinado, grupos diesel ou turbinas a vapor. Estes elementos usam como fonte primária de energia um tipo de combustível, tendo o sistema térmico um custo de operação, que em geral é uma relação não linear em função da potência gerada. [WOOD96]

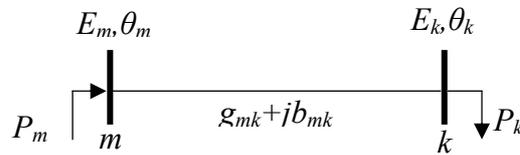
Para a análise presente, o custo de operação de uma unidade térmica é representado por uma relação linear.

$$\begin{aligned} \text{custo}_j &= C_j P_{ter j} \\ P_{ter j} &\leq P_{ter j}^{\max} \end{aligned} \tag{2.29}$$

Em que:

$custo_j$	Custo de operação do grupo térmico j
C_j	Custo variável do grupo térmico j
$P_{ter j}$	Potência gerada pelo grupo térmico j
$P_{ter j}^{max}$	Potência máxima gerada pelo grupo térmico j

O fluxo de potência entre dois pontos da rede de transmissão é uma função não linear representada pelas seguintes equações:



$$\begin{aligned} P_m &= b_{mk} E_m E_k \sin(\theta_m - \theta_k) + g_{mk} E_m E_k (1 - \cos(\theta_m - \theta_k)) \\ P_k &= b_{mk} E_m E_k \sin(\theta_m - \theta_k) - g_{mk} E_m E_k (1 - \cos(\theta_m - \theta_k)) \end{aligned} \quad (2.30)$$

Sendo:

E_k, θ_k	Módulo de tensão e ângulo da barra k
E_m, θ_m	Módulo de tensão e ângulo da barra m
g_{mk}, b_{mk}	Condutância e susceptância entre as barras m e k
P_m	Fluxo de potência que sai da barra m para a barra k .
P_k	Fluxo de potência que chega a barra k através da barra m .

As equações de fluxo de potência não podem ser incorporadas a um modelo de despacho econômico linear, porém, se o sistema elétrico estiver sob condições de estabilidade de tensão e de controle de potência reativa, a diferença angular $\theta_m - \theta_k$ é bem pequena e as tensões E_m e E_k são próximas ao valor nominal (1 p.u.), podendo-se então assumir que esses valores são iguais à tensão de operação nominal na linha de transmissão (E). Quando a diferença angular $\theta_m - \theta_k$ é próxima de zero, as funções trigonométricas podem se aproximar segundo as equações abaixo:

$$\begin{aligned}\cos(\theta_m - \theta_k) &\approx 1 - 0.5(\theta_k - \theta_m)^2 \\ \text{sen}(\theta_m - \theta_k) &\approx (\theta_k - \theta_m)\end{aligned}$$

As equações de fluxo de potência podem se aproximar conforme abaixo:

$$\begin{aligned}P_m &= b_{mk}E^2(\theta_m - \theta_k) + g_{mk}E^2(0.5(\theta_m - \theta_k)^2) \\ P_k &= b_{mk}E^2(\theta_m - \theta_k) - g_{mk}E^2(0.5(\theta_m - \theta_k)^2)\end{aligned}\quad (2.31)$$

O termo quadrático representa o componente das perdas de transmissão do fluxo de potência através da linha, a incorporação das perdas nesse modelo é realizado indiretamente.

As equações de fluxo de potência reduzidas são:

$$P_m \approx P_k \approx f_{mk}(\theta_m, \theta_k) = b_{mk}E^2(\theta_m - \theta_k)\quad (2.32)$$

Também conhecida como a equação de fluxo CC e representam o fluxo efetivo que percorre pela linha de transmissão f_{mk} .

No final:

$$\begin{aligned}f_{mk} &= b_{mk}E^2(\theta_m - \theta_k) \\ -f_{mk}^{\max} &\leq f_{mk} \leq f_{mk}^{\max}\end{aligned}\quad (2.33)$$

Em que:

f_{mk} Fluxo de potência no ramo ($m - k$)

f_{mk}^{\max} Fluxo de potência máximo no ramo ($m - k$)

b_{mk} Susceptância do ramo ($m - k$)

θ_m Ângulo da barra m .

No trabalho, foram considerados os módulos de comprovação de corte de carga e de reprogramação econômica da geração de acordo com a Figura 2.4. O primeiro verifica se existirá suficiente capacidade de geração para o atendimento das cargas

como conseqüência de ter estabelecido novos limites máximos de geração (medidas controle preventivo). Aqui, são calculadas as perdas de transmissão e adicionadas no despacho econômico final para se obter o custo associado à segurança dinâmica. Alguns resultados, como o ponto de operação econômico, congestão e custos marginais em barra são obtidos nos resultados finais.

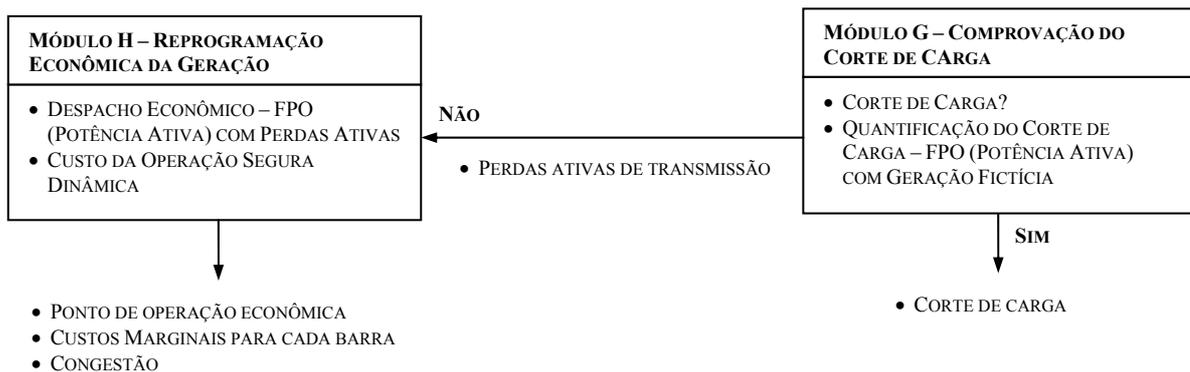


Figura 2.5 Relacao dos módulos de comprovação do corte de carga e reprogramação econômica da geração

Ambos os módulos trabalham com a modelagem de componentes descritos anteriormente e suas formulações são matematicamente definidas como problemas de programação linear, o qual é solucionado utilizando o método primal e dual simplex. Maiores detalhes são descritos no apêndice C.

2.7.1 Módulo G – Comprovação do Corte de Carga

Este módulo calcula a quantidade de corte de carga que pode existir no sistema devido aos limites na capacidade de geração de potência ativa e calcula as perdas ativas da rede de transmissão usadas no módulo H.

Com a finalidade de assegurar que as cargas sejam atendidas ante um déficit de geração de potência ativa e evitar que o problema careça de solução no processo de otimização, foram utilizadas variáveis fictícias $P_{ter j}^{fict}$, que fornecem a geração potência ativa deficitária para cumprir com as restrições.

A função objetivo é modificada incorporando uma penalidade (custo muito elevado) para cada unidade térmica fictícia. A função objetivo de custo total de operação do sistema está então conformada pela minimização dos custos totais de operação das unidades térmicas reais mais o custo por déficit de atendimento de potência ativa (interpretadas como os custos das unidades térmicas fictícias).

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^{n_g} C_j P_{ter j} + \sum_{r=1}^{n_{fict}} C_r^{fict} P_{ter r}^{fict} \quad (2.34)$$

Sendo:

n_g número de geradores

n_{fict} número de barras do tipo pq mais barras pv com geradores hidráulicos

$P_{ter j}$ Geração de potência ativa do grupo térmico j

C_j Custo de operação do grupo térmico j

$P_{ter r}^{fict}$ Potência ativa do grupo térmico fictício r

C_r^{fict} Custo da penalidade na geração do grupo térmico fictício ($C_r^{fict} \rightarrow \infty$)

Ao aplicar uma penalidade nas variáveis $P_{ter r}^{fict}$, o processo de otimização admite valores muito pequenos (ou zero) nessas variáveis com a finalidade de não incrementar de forma excessiva a função objetivo e atingir os requisitos do sistema com a geração de potência ativa disponível do sistema.

O modelo matemático associado é apresentado a seguir:

$$\begin{aligned}
z = \text{Min} \quad & \sum_{j=1}^{n_g} C_j P_{ter j} + \sum_{r=1}^{n_{fict}} C_r^{fict} P_{ter r} \\
\text{sujeito a} \quad & \\
& P_{ter k} + \sum_{m \in \Omega(k)} f_{km} = d_k \\
& P_{ter j} \leq P_{ter j}^{\max} \\
& f_{km} = b_{km} E^2 (\theta_k - \theta_m) \\
& |f_{km}| \leq f_{km}^{\max} \\
& \forall k = 1, \dots, n_b; \quad j = 1, \dots, n_g
\end{aligned} \tag{2.35}$$

Sendo:

n_b número de barras

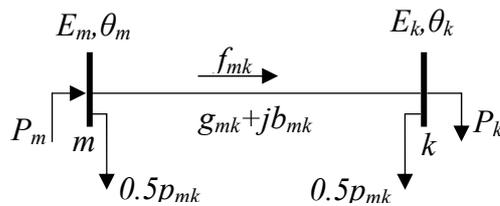
$\Omega(k)$ Conjunto das barras vizinhas da barra k

d_k Carga ativa na barra k

2.7.2 Módulo H – Reprogramação Econômica da Geração

No caso de não existir corte de carga, o ponto de operação resultante desse primeiro processo de otimização é usado para calcular as perdas do sistema de transmissão e distribuí-las no sistema.

As equações apresentadas na secção anterior mostram que as perdas no sistema de transmissão podem ser modeladas como cargas adicionais localizadas nas barras de conexão da linha de transmissão.



$$\begin{aligned} f_{mk} &= b_{mk} E^2 (\theta_m - \theta_k) \\ p_{mk} &= g_{mk} E^2 (\theta_m - \theta_k)^2 \end{aligned} \quad (2.36)$$

Ao se incorporar perdas como cargas adicionais nas barras da linha de transmissão, é modificada a máxima capacidade de transferência de potência da linha.

$$-f_{mk}^{\max} + 0.5p_{mk} \leq f_{mk} \leq f_{mk}^{\max} - 0.5p_{mk} \quad (2.37)$$

Com o resultado do modelo inicial, tem-se uma nova distribuição de demandas e uma diminuição da capacidade de transmissão que o sistema deve ser capaz de atender.

A função objetivo continua sendo considerada a mesma do módulo de corte de carga e é mostrada como segue:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^{n_g} C_j P_{ter j} + \sum_{r=1}^{n_{fict}} C_r^{fict} P_{ter r}^{fict} \quad (2.38)$$

A equação de balanço da potência é modificada considerando as perdas do sistema.

$$\begin{aligned} P_{ter k} + \sum_{m \in \Omega(k)} f_{km} &= d_k + 0.5 \sum_{m \in \Omega(k)} p_{km} \\ \forall k &= 1, \dots, n_b; \end{aligned} \quad (2.39)$$

O modelo matemático deste módulo é apresentado a seguir:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^{n_g} C_j P_{ter j} + \sum_{r=1}^{n_{fict}} C_r^{fict} P_{ter r}^{fict}$$

s/a

$$P_{ter k} + \sum_{m \in \Omega(k)} f_{km} = d_k + 0.5 \sum_{m \in \Omega(k)} p_{km} \quad (2.40)$$

$$P_{ter j} \leq P_{ter j}^{\max}$$

$$f_{km} = b_{km} E^2(\theta_k - \theta_m)$$

$$|f_{km}| \leq f_{km}^{\max} - 0.5 p_{km}$$

$$\forall k = 1, \dots, n_b; j = 1, \dots, n_g$$

Capítulo 3

SISTEMAS COMPUTACIONAIS DISTRIBUÍDOS E ARQUITETURA CORBA

3.1 Introdução

O avanço da tecnologia VSLI (*Very Large Scale Integration*) e dos processadores de baixo custo levaram ao desenvolvimento de várias arquiteturas paralelas poderosas e redes de alta velocidade que permitem interligar várias máquinas distribuídas, possibilitando o compartilhamento de recursos como hardware e software, em contraste aos sistemas centralizados. Estas máquinas têm por objetivo dar suporte às aplicações que consomem um elevado tempo de processamento, tais como: aplicativos gráficos, banco de dados distribuídos, etc. Dentre essas aplicações, o planejamento e operação dos atuais sistemas elétricos de potência, devido à sua alta complexidade e dimensionalidade, exige um elevado tempo de processamento computacional.

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma fundamentação teórica sobre conceitos básicos de sistemas distribuídos usando a arquitetura CORBA (*Common Object Request Broker Architecture*) e está estruturado basicamente em duas partes. Na primeira parte, serão apresentados conceitos fundamentais de sistemas distribuídos, tais como: o que é um sistema distribuído, suas características, modelo de arquitetura e o modelo cliente-servidor, que é o modelo de arquitetura mais utilizado atualmente. Na segunda parte, serão apresentados alguns aspectos da arquitetura CORBA para a programação de objetos distribuídos, como o padrão OMG, a sua arquitetura e os tipos de serviços que esta arquitetura apresenta. Uma característica interessante dessa arquitetura é que ela permite a comunicação entre aplicações cliente e servidor heterogêneos, ou seja, a aplicação cliente pode ser desenvolvida em uma linguagem

enquanto que a aplicação servidora pode ser feita em uma outra linguagem de programação, tornando esta arquitetura independente da linguagem utilizada.

3.2 Sistemas Computacionais Distribuídos

3.2.1 Conceito

Um sistema distribuído é uma coleção de processadores que não compartilham memória nem um relógio. Em vez disso, cada processador tem sua própria memória local, e os processadores se comunicam entre si por meio de várias redes de comunicação. Os processadores em um sistema distribuído variam de tamanho e função. Podem incluir pequenos microprocessadores, estações de trabalho, minicomputadores e grandes sistemas de computação em geral. Um sistema distribuído fornece a seus usuários acesso aos vários recursos que ele mantém. O acesso a um recurso compartilhado permite maior velocidade de computação, assim como melhor disponibilidade e confiabilidade. [ABRA01]

3.2.2 Características

Esta seção tem como objetivo apresentar as diversas características de um sistema distribuído explanando o porquê de cada uma se tornar essencial para a construção do mesmo. [TANE01]

- *Compartilhamento de recursos.* Qualquer entidade (hardware ou software) do sistema que possa ser compartilhada, por exemplo: impressoras, scanners, arquivos, aplicativos, entre outros. Hoje, o compartilhamento de recursos é fundamental em qualquer sistema, seja ele centralizado ou distribuído. Nos sistemas distribuídos, os recursos encontram-se espalhados por toda rede e o acesso a eles é gerenciado por softwares servidores que determinam quais operações podem ser realizadas e por quem.

- *Capacidade de expansão e modularidade.* A modularidade implica que o sistema pode ser expandido gradualmente, introduzindo-se software e máquinas conforme a necessidade. Isto, de certa forma, facilita a manutenção do sistema e o isolamento de falhas.
- *Disponibilidade.* Esta característica é uma das mais importantes em um sistema distribuído, pois a falha de um componente individual não pode fazer com que o sistema como um todo pare. Dessa forma, se uma estação de trabalho falha, os programas sendo executados nela têm que ser migrados para uma outra máquina da maneira mais transparente possível para o usuário, idealmente de forma que este nem mesmo se dê conta da falha que acabou de ocorrer.
- *Concorrência.* A concorrência e o paralelismo são conseqüências naturais dos sistemas distribuídos devido à característica de possuir várias máquinas conectadas por uma rede, ou seja, a concorrência ocorre com vários processadores, situação que não ocorre em sistemas centralizados, que possuam apenas um processador.
- *Informação de estado compartilhado.* Dado o escopo de um sistema distribuído, o número e a diversidade das estações de trabalho e a própria natureza distribuída dos dados, torna-se muito difícil obter informações globais sobre o estado do sistema. O que normalmente acontece é que determinadas regiões do mesmo possuem informações de âmbito local, que são compartilhadas sob demanda.
- *Transparência.* O objetivo da transparência em sistemas distribuídos é esconder dos usuários e programadores a separação inerente aos componentes de um sistema distribuído, de modo que estes o percebam como um todo integrado e não como um conjunto de elementos independentes. Em um sistema distribuído podem ser encontrados alguns tipos de transparências, como as que seguem abaixo:
 - ❖ *Transparência de Acesso.* Significa que as operações utilizadas para se ter acesso a um objeto ou recurso são as mesmas, independentemente do

fato de este se encontrar na mesma máquina, onde foi solicitada a operação ou em um equipamento remoto.

- ❖ *Transparência de Concorrência.* Permite que diversos processos tenham acesso aos mesmos objetos concorrentemente sem que um afete o trabalho do outro e sem que ocorra uma degradação significativa no desempenho.
- ❖ *Transparência de replicação.* Garante que diferentes réplicas de um objeto podem ser mantidas pelo sistema a fim de aumentar sua confiabilidade e melhorar seu desempenho sem que os usuários se dêem conta disso.
- ❖ *Transparência em Relação às Falhas.* Significa que estas serão confinadas ao local onde ocorreram, na medida do possível, a fim de que os usuários não diretamente afetados possam continuar trabalhando normalmente, apesar dos erros ocorridos no hardware ou software.
- ❖ *Transparência de Desempenho.* Permite que o sistema se re-configure a fim de continuar oferecendo a mesma qualidade de serviços aos seus usuários, apesar da variação de sua carga de trabalho.
- ❖ *Transparência de expansão.* Garante que o sistema distribuído possa se expandir sem alterar a sua estrutura básica e sem provocar a necessidade de se reescrever os programas existentes.

3.2.3 Modelos Arquiteturais

Um modelo arquitetural de um sistema define quais são os diversos componentes do mesmo, como estes estão organizados e como os usuários têm acesso aos vários recursos do sistema. No campo dos sistemas distribuídos, alguns modelos diferentes já foram experimentados, sendo que um deles, o modelo estação de trabalho e servidores (ver Figura 3.1), firmou-se como o padrão de fato para a organização desse tipo de sistema. Nesse modelo, clientes executando em uma ou mais estações de

trabalho requisitam serviços aos servidores. Uma das principais razões da implementação desse modelo é o baixo custo para aquisição de estações de trabalho e até mesmo servidores.

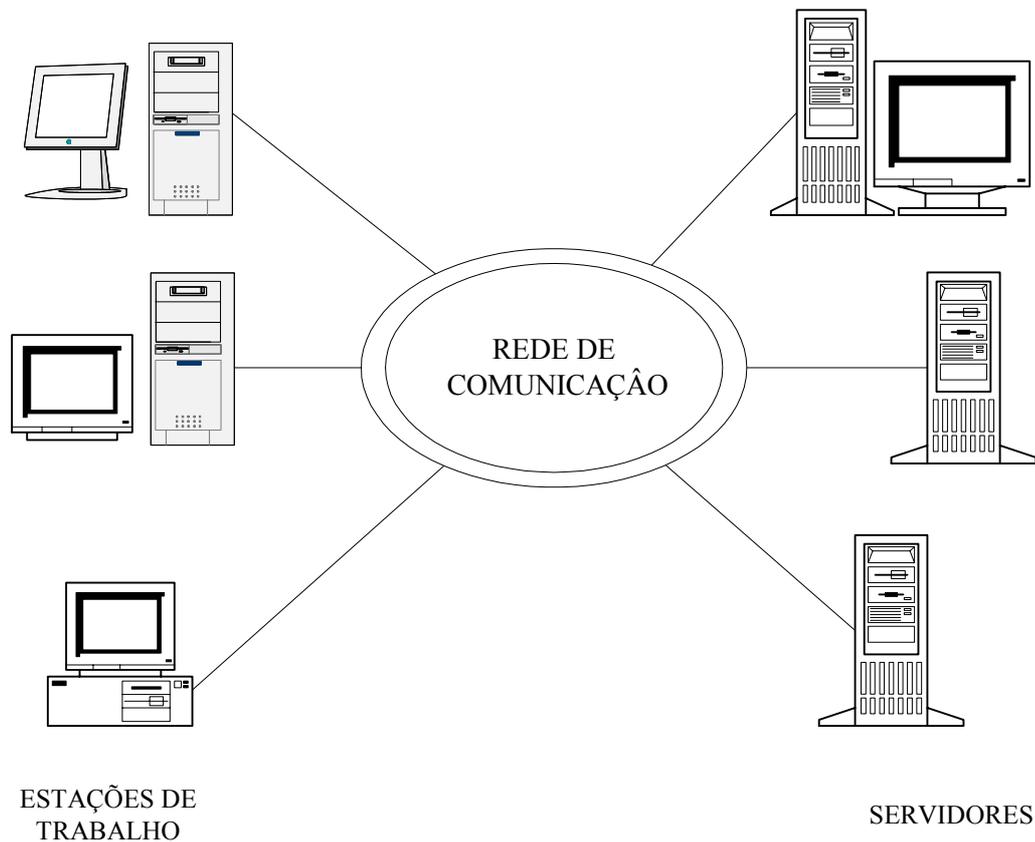


Figura 3.1 Modelo estação de trabalho e servidor.

3.2.4 Dificuldades na construção e gerenciamento

Pelo que já foi explanado, percebe-se que um sistema distribuído não é algo trivial de se construir e manter. Ainda há um bom caminho a percorrer até que se chegue a um sistema ideal, totalmente transparente, com desempenho aceitável sob quaisquer condições e que se mantenha em funcionamento por mais sérios que sejam os erros ocorridos.[TANE02]

Nesta seção, serão discutidas as razões da complexidade inerente ao projeto, construção e gerenciamento de sistemas distribuídos.

- *Diversidade*: os elementos que compõem um sistema distribuído são muito diversos, sejam eles estações de trabalho, placas de rede, cabos de interconexão ou softwares de gerenciamento. Estes elementos funcionam bem em ambientes homogêneos ou sozinhos, mas em ambientes distribuídos os mesmos podem apresentar problemas inesperados devido à heterogeneidade dos sistemas distribuídos.
- *Interconexão*: a interconexão de máquinas pode trazer problemas de incompatibilidade, de conectores e outros. Porém, os maiores problemas surgem na interconexão em nível de sistema, por exemplo, para a comunicação e o acesso a arquivos entre sistemas UNIX de famílias diferentes.
- *Propagação e Rastreamento de Erros*: nos sistemas centralizados, encontrar um erro é relativamente fácil se comparado aos sistemas distribuídos; afinal, excluindo-se as linhas de comunicação até os terminais, o erro estará naquela máquina central, já que todo processamento e recursos se encontram em torno dela. Entretanto, em um ambiente distribuído, dada a diversidade dos elementos envolvidos e considerando-se que cada estação é autônoma no que se refere à capacidade de processamento, fica difícil encontrar exatamente qual o ponto em que se deu um erro.
- *Evolução do Sistema*: uma das principais vantagens dos sistemas distribuídos é justamente sua capacidade de expansão, quase sem fronteiras, pela simples adição de novas estações de trabalho ou de linhas de comunicação para interagir novas redes. Contudo, essa evolução deve ser cuidadosamente planejada, para que o sistema não venha simplesmente a crescer, mas sim que continue a atender a seus usuários de forma satisfatória.

3.2.5 O modelo Cliente-Servidor

Como citado no item anterior, o modelo cliente-servidor é utilizado como base na maioria dos sistemas distribuídos. Basicamente, esse modelo especifica que existe um conjunto de processos servidores, os quais gerenciam o acesso a um determinado tipo de recurso e uma série de processos clientes, os quais necessitam do acesso aos recursos compartilhados para realizar suas tarefas, fazendo, portanto, solicitações aos servidores. Dessa maneira, todo e qualquer recurso existente nos sistema distribuído está sob a guarda de um processo servidor, o qual é o responsável por administrar o acesso concorrente dos diversos clientes ao mesmo. Na Figura 3.2 mostra-se o funcionamento de um sistema cliente-servidor. [COUL99]

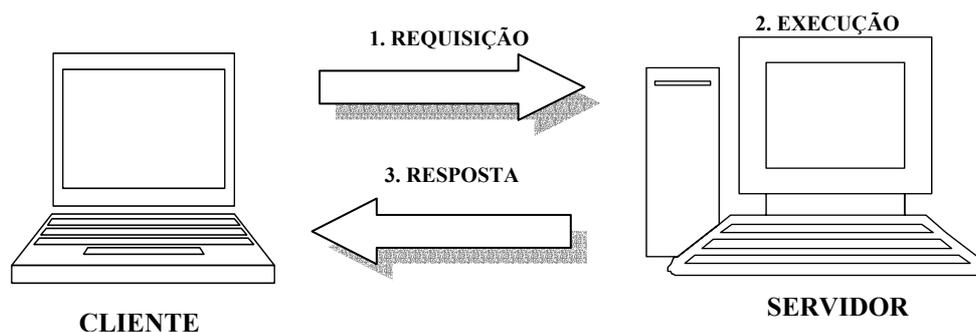


Figura 3.2 Uma interação em um sistema cliente-servidor.

Vantagens e Desvantagens

O modelo cliente-servidor permite que diversas máquinas, grandes e pequenas, sejam interligadas. Assim, em um sistema desse tipo, não há, normalmente, uma única máquina da qual dependa o funcionamento de todo o sistema, o que aumenta sua confiabilidade. A capacidade de processamento agregada dessas máquinas é importante e os usuários possuem poder de processamento local, graças às estações de trabalho. Os sistemas cliente-servidor também obedecem à filosofia de sistemas abertos, o que significa dizer que não há um único fornecedor, mas vários, aumentando a competitividade e baixando os custos. Estes sistemas também podem crescer

gradativamente, pela adição de uma ou outra estação de trabalho ou periférico, conforme a necessidade. Finalmente, não há um único ambiente de trabalho e aplicativos aos quais todos os usuários tenham que se submeter. Pelo contrário, devido à capacidade de processamento de cada estação individualmente, cada usuário pode trabalhar com os aplicativos e ambientes com os quais se sentir mais confortável e que melhor satisfaçam às suas necessidades.

Mas, apesar de todos esses pontos positivos, também há dificuldades. Existe muito mais com que se preocupar, pois com a diversidade que um sistema distribuído apresenta tanto em função de equipamentos e área de abrangência, se torna meio complicado identificar e isolar uma determinada falha no sistema. Uma outra dificuldade é que a construção de software distribuído é bem mais complexa que a construção de um software centralizado; ou seja, para a construção de um software distribuído é necessário pessoal especializado que eleva o custo de um sistema deste tipo.

Comunicação

Os componentes de um sistema distribuído encontram-se lógica e fisicamente separados e, portanto, para que desempenhem suas tarefas, é necessário que haja uma troca de informação entre eles [COUL99]. No caso particular do modelo cliente-servidor, a comunicação objetiva principalmente a realização de serviços e, basicamente, consiste na transmissão de uma requisição de um processo cliente para um processo servidor, recepção da mensagem e execução da solicitação pelo servidor, e envio de uma resposta ao cliente. O desempenho de um sistema distribuído depende, e muito, da eficiência da comunicação entre suas partes e esta não provém apenas da rede, mas também de quão cuidadosamente o subsistema de comunicação é projetado, em nível de software.

Algumas abordagens geralmente utilizadas para a comunicação em sistemas cliente-servidor são: passagem de mensagens, chamadas de procedimentos remotos (RPC – *Remote Procedure Call*), objetos distribuídos. Neste trabalho será dado enfoque a abordagem de objetos distribuídos, em que a comunicação entre clientes e servidores é mediada através de *Object Request Brokers* (ORBs).

3.3 CORBA

O desenvolvimento de sistemas distribuídos não é uma tarefa trivial por todas as características que ele apresenta, tais como: confiabilidade, concorrência, flexibilidade, transparência, entre outras e por estar com todos os seus serviços espalhados por uma rede. A arquitetura CORBA foi desenvolvida para ambientes distribuídos e heterogêneos utilizando a tecnologia de orientação a objetos, justamente, para facilitar a integração e comunicação de aplicações que utilizem conceitos de sistemas distribuídos. Apresenta características benéficas para sistemas distribuídos como: transparência, portabilidade, interoperabilidade, adaptabilidade, disponibilidade e estabilidade.

3.3.1 OMG

CORBA é a especificação de uma arquitetura desenvolvida para ambientes distribuídos e heterogêneos que utiliza a tecnologia de orientação a objetos. Essa especificação foi criada pelo OMG (*Object Management Group*). OMG é uma organização internacional da indústria de software fundada em maio de 1989, suportada por centenas de membros. A carta de princípios da organização inclui o estabelecimento de diretrizes na indústria e especificações de gerenciamento de objetos para fornecer uma estrutura comum para desenvolvimento de aplicações. O objetivo primário é alcançar sistemas baseados em objetos em ambientes distribuídos e heterogêneos com características de reusabilidade, portabilidade e interoperabilidade. [OMG01]

Desde o início, havia a preocupação de que o CORBA fosse uma solução aberta para o desenvolvimento de aplicações distribuídas, que pudessem executar em qualquer máquina ou sistema operacional, escritas em qualquer linguagem, desde que, é claro, houvesse um mapeamento adequado para cada situação.

Assim sendo, o CORBA é uma especificação de uma arquitetura que permite às aplicações fazerem solicitações a objetos, de uma forma transparente, independente, indiferente à linguagem, sistema operacional ou considerações de localização. [MOWB97]

O padrão CORBA se insere dentro da OMA (*Object Management Architecture*), também definida pelo OMG (*Object Management Group*), a qual se divide nos seguintes componentes, como pode ser visualizado na Figura 3.3.

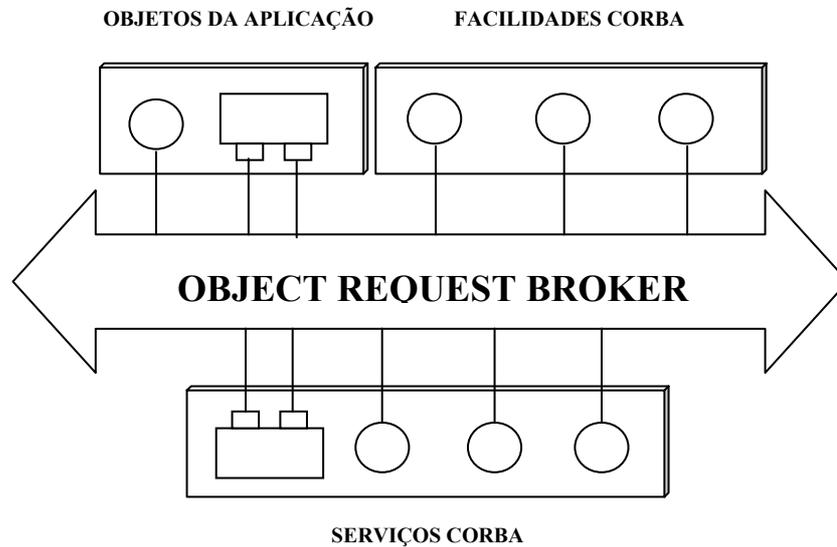


Figura 3.3 Arquitetura OMA.

- *ORB*: Intermédia a comunicação entre clientes e servidores. É o barramento de objetos.
- *Serviços de Objetos*: Serviços de sistemas que complementam a funcionalidade do ORB.
- *Facilidades Comuns*: Similares ao item anterior, só que orientadas às aplicações. Podem ser de dois tipos:
 - ❖ Horizontais: Voltadas às aplicações de usuário final. São divididas segundo quatro categorias que são: interface do usuário, gerenciamento de informação, gerenciamento de sistema, gerenciamento de tarefas.
 - ❖ Verticais: Voltadas a domínios específicos. Também conhecidas como interfaces de domínio. Exemplos: processamento de imagens, supervias de informação, manufatura integrada por computador, simulação distribuída, contabilidade, entre outros.

3.3.2 A arquitetura CORBA

De forma mais detalhada, os componentes da arquitetura CORBA podem ser visualizados na Figura 3.4: [OMG01]

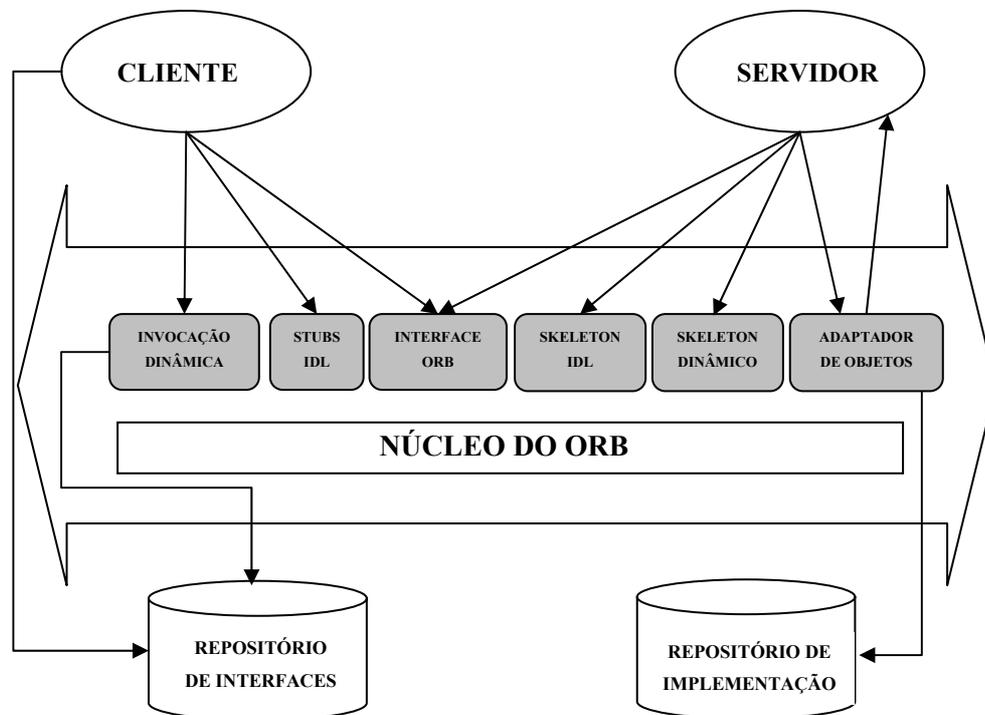


Figura 3.4 Arquitetura CORBA.

- *O ORB*: É a parte central da arquitetura CORBA. Constitui-se no “barramento” por onde circulam as requisições aos objetos servidores e as respostas dos mesmos aos clientes. É ele que dá aos objetos a possibilidade de se comunicar de forma transparente, independente da distribuição, como mostrado na figura abaixo.

O ORB conecta uma aplicação cliente com o objeto que ela quer usar. O programa cliente não precisa saber se o objeto está na mesma máquina ou se está localizado remotamente em algum lugar na rede. O programa cliente apenas precisa saber o nome do objeto e saber como está estruturada a sua interface. [BORL01]

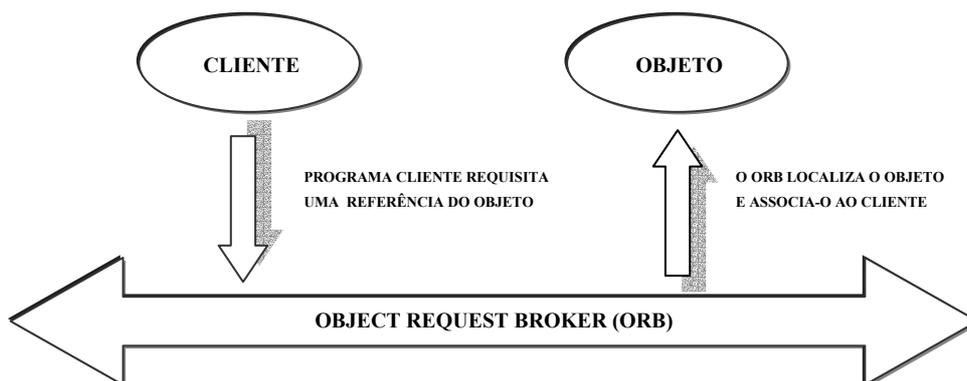


Figura 3.5 Integração de objetos no OMA.

- *Stubs*: São gerados pelo processador de IDL (*Interface Definition Language*) para implementar cada definição de interface em IDL. *Stubs* são interfaces estáticas para os serviços e são os responsáveis por tratar dos detalhes de baixo nível da comunicação entre clientes e servidores.
- *Skeletons*: O lado servidor (ou lado da implementação) análogo aos *stubs*. *Skeletons* recebem requisição dos serviços de adaptadores de objetos, chama operações apropriadas na implementação do objeto, e as devolve ao cliente.
- *Interface de Invocação Dinâmica*: Esta permite que o cliente descubra, em tempo de execução, os detalhes de invocação do serviço e construa sua chamada dinamicamente. Isso se dá devido a um mecanismo de invocação dinâmica de métodos em CORBA chamado de *Dynamic Invocation Interface* (DII).
- *Interface de Skeleton Dinâmica*: É a parte correspondente à DII, no lado do servidor, permitindo que os servidores sejam escritos sem a necessidade de *skeletons* previamente compilados no código do programa.
- *Adaptador de Objetos*: É um dos principais elementos no lado do servidor de um ORB. É ele que fornece a ligação entre o ORB e as implementações dos objetos no servidor, garantindo uma maior portabilidade das aplicações e um melhor balanceamento de carga.

- *Interface do ORB*: Um ORB é uma entidade de software e, portanto, possui uma interface para que os elementos conectados a ele possam chamar seus serviços, de uso comum às aplicações.

3.3.3 Serviços CORBA

São extensões ou complementações das funcionalidades do ORB que oferecem funções básicas para utilizar e implementar os objetos da aplicação em nível de sistema. Os serviços são sempre independentes do tipo de aplicação onde serão usados e especificam apenas as interfaces e os cenários de uso, deixando de lado detalhes da implementação [VINO99].



Figura 3.6 Serviços da arquitetura CORBA.

- *Serviço de Nomes*: Define as interfaces necessárias para mapear um nome em uma referência de objeto, ou seja, permite que os componentes localizem-se pelo nome.

- *Serviço de Eventos*: Permite que os objetos registrem seu interesse em eventos específicos, viabilizando uma maneira alternativa de comunicação entre os objetos, não necessariamente do tipo *request-reply*.
- *Serviço de Ciclo de Vida*: Define operações para a criação, destruição, cópia e movimentação de objetos no ORB.
- *Serviço de Trader*: Permite que um objeto descubra outro baseado em suas características, assim como um objeto também pode anunciar suas funcionalidades e cobrar pelo seu uso.
- *Serviço de Persistência*: Fornece uma interface única para o armazenamento de objetos em arquivos comuns, em bancos de dados relacionais ou em banco de dados orientados a objetos.
- *Serviço de Query*: Permite realizar consultas a objetos, através de um superconjunto da SQL (*Structured Query Language*): a OQL (*Object Query Language*), do ODMG (*Object Data Management Group*).
- *Serviço de Transação*: Garante a execução de transações atômicas por aplicações distribuídas, utilizando o protocolo *commit* de duas fases.
- *Serviço de Controle de Concorrência*: Utilizado para controlar o acesso a recursos compartilhados e para gerenciamento de transações.
- *Serviço de Relacionamento*: Cria relacionamentos entre componentes quaisquer, permitindo a implementação de integridade referencial, *containment relationship* (relação de contenção) e outros tipos.
- *Serviço de Externalização*: Permite converter dados de/para um objeto em forma linear.

- *Serviço de Licensing*: Faz a contabilização de uso de um componente, vários níveis.
- *Serviço de Propriedades*: Permite associar propriedades (valores nomeados) a um componente. Por exemplo: um rótulo, uma data.
- *Serviço de Tempo*: Permite a sincronização do tempo em ambiente distribuído, além da definição de eventos dependentes de tempo.
- *Serviço de Segurança*: Define um modelo de segurança completo para objetos distribuídos, com suporte à autenticação, controle de acesso, confidencialidade e não-repúdio. Para garantir que a segurança é aplicada corretamente, o serviço de segurança requer a cooperação do ORB.

Capítulo 4

IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS

4.1 Introdução

A metodologia usada para a avaliação, controle e quantificação econômica da segurança dinâmica foi descrita no Capítulo 2. A primeira etapa, avaliação da segurança dinâmica, está conformada pelos módulos de entrada de dados, gerenciador de processos, seleção de contingências, avaliação de contingências e monitoramento da segurança dinâmica. A segunda etapa, controle da segurança dinâmica, está constituída pelo módulo de cálculo de medidas de controle preventivo, a qual determina os limites máximos da geração de potência ativa. A terceira etapa, quantificação do impacto econômico da segurança, está formada pelos módulos de comprovação do corte de carga e reprogramação econômica da geração.

Todos estes módulos foram implementados numa aplicação computacional interativa com o objetivo de possibilitar a análise e o estudo. Numa etapa inicial, este programa foi desenvolvido em linguagem C++ e na sua última versão foi usado C++ Builder v.6.0 com componentes CORBA para permitir o processamento distribuído.

Os sistemas de potência testes utilizados foram: o sistema WSCC (*Western System Coordinating Council*) de 3 geradores (9 barras e 11 ramos) e o sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores (320 barras e 470 ramos). Dentro do estudo, foram

considerados os geradores com modelo clássico e detalhado com seus respectivos controladores.

Neste capítulo, são apresentados aspectos importantes na implementação do sistema computacional distribuído. São apresentados diferentes resultados provenientes de cada etapa de estudo; dentro destes tem-se: os índices de estabilidade transitória, os estados de operação alcançados pelo sistema, as correções nos limites máximos de geração de potência ativa e o custo total implicado pela melhoria da segurança dinâmica. Também é medido o desempenho computacional da aplicação distribuída em função do tempo de processamento e da quantidade de estações disponíveis.

4.2 Implementação da Aplicação Computacional Distribuída

De acordo com a estrutura modular do trabalho apresentada no Capítulo 2, os processos individuais de cada módulo foram agrupados em três processos principais. No diagrama da Figura 4.1, está representada a forma como esses processos estão relacionados, sendo que uma parte deles é executada localmente e os restantes são executados remotamente. O modelo de arquitetura adotado foi o do cliente-servidor, onde o cliente envia um pedido para o servidor e o mesmo analisa e executa o pedido, retornando a resposta para o solicitante.

No modelo cliente-servidor os processos atuam da seguinte maneira: Os processos A e C funcionam como o cliente, que faz a solicitação de um serviço para o servidor e recebe a resposta do processamento. Já o papel do servidor é feito pelo processo B, que recebe as solicitações e as processa. O processo A faz a leitura de dados disponibilizados em arquivos, processa-os e os distribui conforme o número de servidores (processos B) disponíveis para processamento. O processo B funciona como servidor da aplicação de forma remota, tendo como função processar os dados disponibilizados pelo processo A e retorná-los para o cliente. O processo C recebe os dados retornados para poder dar continuidade ao processamento e gerar o resultado final da aplicação. Todo esse processo é totalmente transparente para o usuário (por exemplo,

o operário do sistema); ou seja, o usuário não tem a menor idéia de como e onde o processamento está ocorrendo.

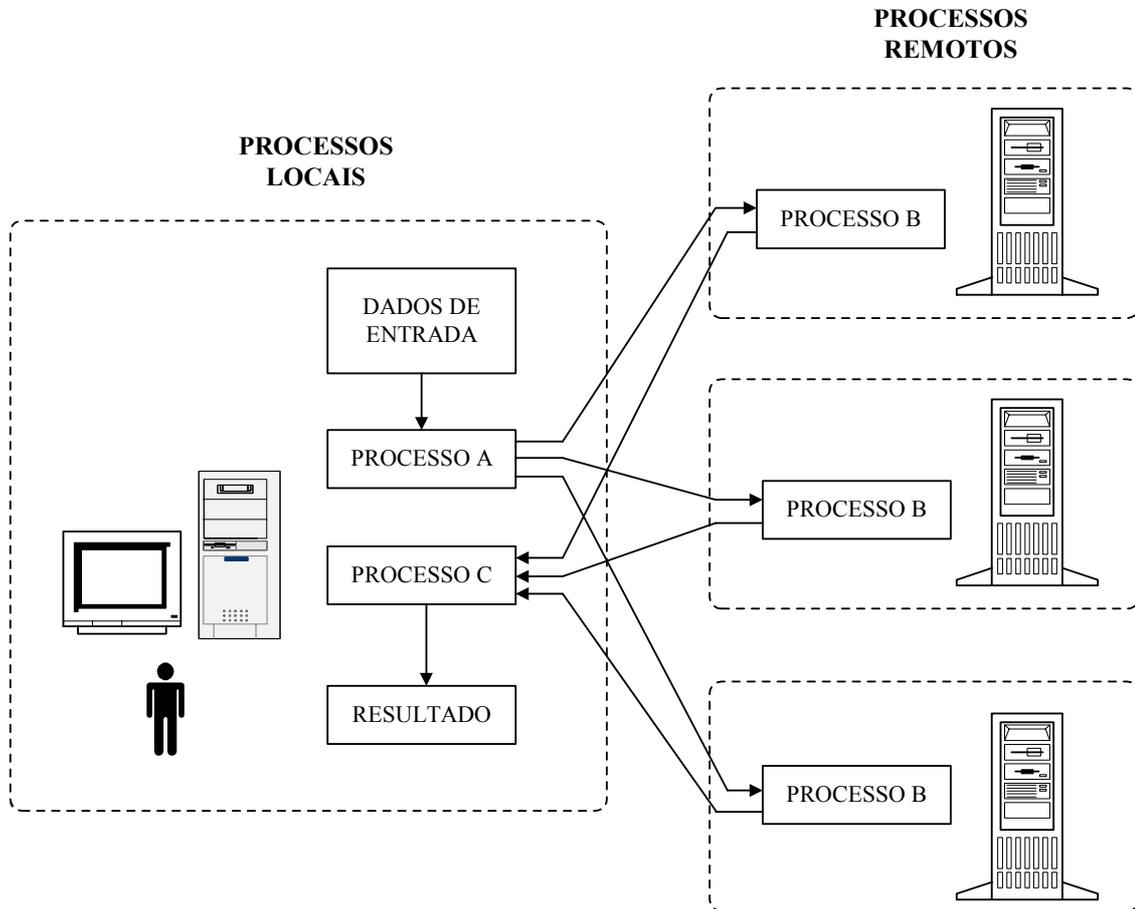


Figura 4.1 Forma de comunicação dos processos dentro do esquema de trabalho.

Para a implementação deste trabalho, foi utilizada a ferramenta de desenvolvimento de aplicações visuais para Windows, o C++ Builder 5.0 da Borland Corporation. Esta ferramenta tem como base a linguagem C++, que dá suporte ao paradigma de orientação a objetos. Também foi considerado o compilador de idl's VisiBroker para C++, que dá suporte a aplicações CORBA desenvolvidas na linguagem C++. Utilizando estas duas ferramentas, torna-se possível desenvolver aplicações distribuídas com grande facilidade. Aspectos de sistemas distribuídos e sua ligação com o CORBA foram apresentados no Capítulo 3.

VisiBroker para C++ fornece um completo barramento ORB CORBA 2.3 em tempo de execução e ainda suporta ambientes de desenvolvimento para construção e gerenciamento de aplicações distribuídas em C++ que são abertas, flexíveis, e interoperáveis. Os objetos construídos com o VisiBroker para C++ são facilmente acessados pelas aplicações que se comunicam através da Internet ou de intranets locais. VisiBroker tem uma execução interna de IIOP que assegura alta-performance e interoperabilidade. [BORL01]

4.3 Resultados

Para a discussão, será necessário analisar os resultados das seguintes etapas: avaliação da segurança dinâmica, controle da segurança dinâmica e o corte de carga com reprogramação econômica da geração. Além disso, será necessário medir o rendimento do sistema computacional distribuído implementado. Para a etapa de simulação, foram usados os seguintes sistemas de teste: sistema WSCC (*Western System Coordinating Council*) de 3 geradores e o sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores.

4.3.1 Condições iniciais de Operação

A seguir, serão mostrados os resultados obtidos no despacho econômico inicial e fluxo de carga, que serviram para qualificar as condições iniciais de operação do sistema.

Sistema WSCC

Esse sistema tem sido usado por Anderson e Fouad em [ANDE77] e é composto de 3 geradores, 9 barras, 11 ramos e 3 cargas que totalizam 315 MW na parte ativa e 115 MVAR na parte reativa, segundo mostrado na Figura 4.2. Mais detalhes sobre os dados das barras e ramos ver Apêndice A.

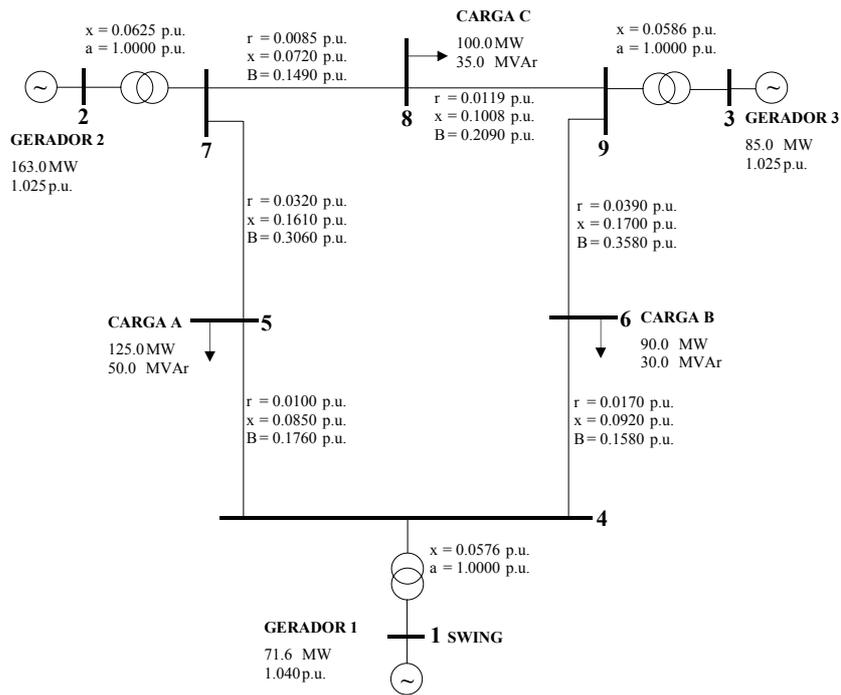


Figura 4.2 Diagrama unifilar e dados para fluxo de carga do sistema de teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.

Para o despacho econômico inicial, são considerados os 3 geradores como unidades térmicas. Os dados de custos de produção e limites de geração de potência ativa são mostrados no Apêndice A. O resultado do despacho econômico é apresentado na Figura 4.3, onde são mostradas as gerações de potência ativa (MW), as cargas ativas (MW), os fluxos de potência ativa nos ramos (MW) e os custos marginais nas barras (R\$/MWh). Os custos marginais nas barras são os multiplicadores de Lagrange associados às equações de igualdade. Essas equações são as equações de balanço de potência ativa para cada barra.

O custo de operação do sistema é de 3567.73 R\$/h e não existe necessidade de corte de carga. A presença de congestão na linha 9-6 é mostrada na Figura 4.3 e um resumo dos resultados é mostrado na Tabela 4.1.

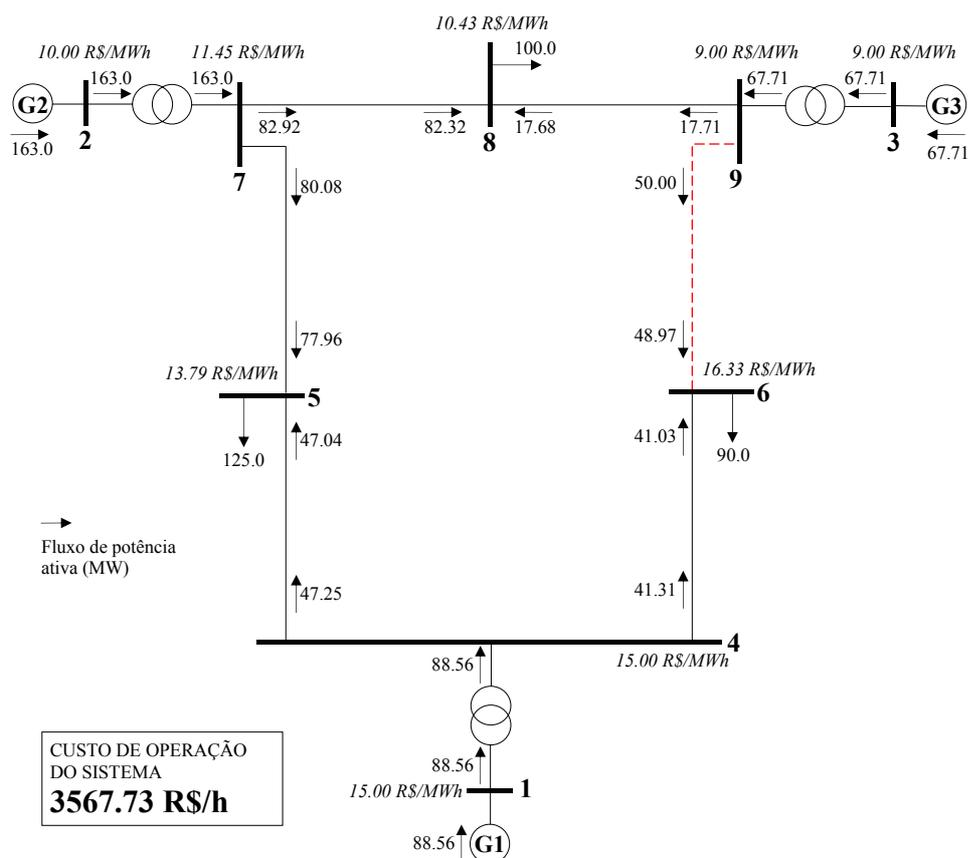


Figura 4.3 Resultados do despacho econômico inicial do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.

Tabela 4.1 Resultados do despacho econômico inicial para o sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.

Barra	Nome	Tipo	Ângulo V (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Custo Marginal (RS/MWh)
1	Barra 1	VTh	0.00	88.56	0.00	15.00
2	Barra 2	PV	8.16	163.00	0.00	10.00
3	Barra 3	PV	2.18	67.71	0.00	9.00
4	Barra 4	PQ	-2.92	0.00	0.00	15.00
5	Barra 5	PQ	-5.25	0.00	125.00	13.79
6	Barra 6	PQ	-5.17	0.00	90.00	16.33
7	Barra 7	PQ	2.33	0.00	0.00	11.45
8	Barra 8	PQ	-1.13	0.00	100.00	10.43
9	Barra 9	PQ	-0.09	0.00	0.00	9.00

Com os dados de geração de potência ativa resultante do despacho econômico inicial foi realizado o fluxo de carga não linear (inclusão a parte reativa) com a finalidade de calcular de forma exata as variáveis do sistema. Os resultados do fluxo de carga são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Resultados do fluxo de carga não linear para o sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.

Barra	Nome	Tipo	Modulo V (p.u.)	Ângulo V (graus)	Geração P (MW)	Geração Q (MVar)
1	Barra 1	VTh	1.0400	0.00	71.64	27.05
2	Barra 2	PV	1.0250	9.28	163.00	6.65
3	Barra 3	PV	1.0250	4.67	85.00	-10.86
4	Barra 4	PQ	1.0258	-2.22	0.00	0.00
5	Barra 5	PQ	0.9956	-3.99	0.00	0.00
6	Barra 6	PQ	1.0127	-3.69	0.00	0.00
7	Barra 7	PQ	1.0258	3.72	0.00	0.00
8	Barra 8	PQ	1.0159	0.73	0.00	0.00
9	Barra 9	PQ	1.0324	1.97	0.00	0.00

Uma vez comprovado que não existe violação de limites operacionais e que não existe a possibilidade de corte de carga, a condição de operação inicial do sistema é qualificada no estado normal.

Sistema Sul-Sudeste Brasileiro

Esse sistema é uma parte do sistema interconectado brasileiro e está composto de 46 geradores, 320 barras, 470 ramos e 168 cargas que totalizam 19568.80 MW na parte ativa e 3885.50 MVar na parte reativa. Mais detalhes sobre os dados das barras e ramos, ver Apêndice A.

Para o despacho econômico inicial, são considerados todos os 46 geradores como unidades térmicas (pode ter sido considerada a alternativa de unidades hídricas fixando a potência de geração calculada antes da operação). Os dados de custos de produção e limites de geração de potência ativa são mostrados no Apêndice A. O despacho econômico inicial é apresentado na Tabela 4.3, onde são mostradas as gerações ativas (MW), as cargas ativas (MW), o corte de carga (MW) e os custos marginais (R\$/MWh) para todas as barras de geração (sem compensadores síncronos) e algumas barras de cargas importantes.

O custo total do sistema é de 209371.90 R\$/h, não existe necessidade de corte de carga e existe congestão nas linhas 52 – 402 e 510 – 512.

Tabela 4.3 Resultados do despacho econômico inicial para o sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.

Barra	Nome	Tipo	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Custo Marginal (RS/MWh)
2	VGRDINT	PV	-17.87	378.00	0.00	10.000
3	JAGRINT	PV	-24.04	402.00	0.00	11.000
4	TMARINT	PV	-43.55	365.00	0.00	10.000
5	SGRDINT	PV	-55.69	98.00	0.00	11.000
8	ITUMINT	PV	-0.84	1642.00	0.00	11.000
9	MARIINT	PV	-13.84	1426.00	0.00	10.000
11	ESTRINT	PV	-25.25	1036.00	0.00	11.000
12	FURNINT	PV	-32.57	1201.00	0.00	10.000
14	FUNLINT	PV	-73.90	208.00	0.00	11.000
29	FONTINT	PV	-76.86	129.00	0.00	10.000
41	MASCINT	PV	-74.24	109.00	0.00	11.000
45	NPECINT	PV	-74.80	342.00	0.00	11.000
47	PPASINT	PV	-75.18	87.00	0.00	10.000
50	SSIMERM	VTh	0.00	1694.10	0.00	12.500
51	AVERERM	PV	-14.35	1157.00	0.00	10.000
52	ISOLERM	PV	-20.41	2000.00	0.00	11.000
53	JUPIERM	PV	-20.39	1014.0	0.00	10.000
54	CAPIERM	PV	-26.47	536.0	0.00	11.000
55	PROMERM	PV	-26.81	221.0	0.00	10.000
56	XAVAERM	PV	-36.30	347.0	0.00	11.000
59	IPOMERM	PV	-75.66	148.0	0.00	10.000
60	HBORERM	PV	-53.25	781.0	0.00	11.000
61	PIRAERM	PV	-56.02	170.0	0.00	10.000
62	GOVPERM	PV	-55.99	152.0	0.00	11.000
63	FAREERM	PV	-43.57	772.0	0.00	10.000
64	JLA1ERM	PV	-70.98	65.0	0.00	11.000
65	PFUNERM	PV	-60.57	133.0	0.00	10.000
66	SOSOERM	PV	-33.12	950.0	0.00	11.000
67	SSANERM	PV	-40.93	592.0	0.00	10.000
68	PREAERM	PV	-67.32	110.0	0.00	11.000
69	PMEDERM	PV	-83.86	50.0	0.00	10.000
71	ITAUERM	PV	-69.66	136.7	0.00	11.000
72	JLA2ERM	PV	-67.64	240.0	0.00	10.000
75	PEX1ERM	PV	-26.33	179.0	0.00	11.000
76	PEX2ERM	PV	-25.18	268.0	0.00	10.000
121	PCOL138	PV	-17.59	150.0	0.00	11.000
856	SCRZPEQ	PV	-73.06	75.0	0.00	10.000
857	SCRZGRD	PV	-74.89	205.0	0.00	11.000
512	ADRINOP	PQ	-71.27	0.0	0.00	19.222
513	GRAJU	PQ	-74.36	0.0	0.00	19.131
859	FREICAN	PQ	-82.29	0.0	491.60	18.925
890	FONTOVA	PQ	-81.56	0.0	0.00	18.869
895	ZISC	PQ	-82.93	0.0	246.20	18.767
896	ZISC	PQ	-81.73	0.0	33.70	18.767
899	CARAI1	PQ	-90.61	0.0	0.00	17.323
900	CDOUGER	PQ	-7.58	0.0	-412.00	12.676
902	GUARICT	PQ	-60.24	0.0	0.00	12.199
1011	PRUD88	PQ	-42.66	0.0	72.80	12.093

Com os dados de geração de potência ativa resultante do despacho econômico inicial, foi realiza o fluxo de carga não linear (inclusão a parte reativa) com a finalidade

de calcular de forma exata as variáveis do sistema. Os resultados do fluxo de carga para todas as barras de geração (com compensadores síncronos) são mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 Resultados do fluxo de carga não linear para o sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.

Barra	Nome	Tipo	Modulo V (p.u.)	Ângulo V (graus)	Geração P (MW)	Geração Q (MVar)
2	VGRDINT	PV	1.050	-6.24	378.00	-46.59
3	JAGRINT	PV	1.038	-11.10	402.00	-156.52
4	TMARINT	PV	1.035	-26.89	365.00	87.02
5	SGRDINT	PV	1.035	-37.27	98.00	-7.36
7	IPATINT	PV	1.040	-44.43	0.00	-11.92
8	ITUMINT	PV	1.050	5.26	1642.00	-55.59
9	MARIINT	PV	1.050	-3.92	1426.00	-630.94
11	ESTRINT	PV	1.048	-11.47	1036.00	-251.63
12	FURNINT	PV	1.042	-16.42	1201.00	-301.95
14	FUNLINT	PV	1.050	-44.64	208.00	29.62
29	FONTINT	PV	1.042	-47.36	129.00	-13.49
41	MASCINT	PV	1.020	-48.65	109.00	-97.34
42	NEVSINT	PV	1.045	-41.18	0.00	28.54
45	NPECINT	PV	1.050	-45.52	342.00	8.28
47	PPASINT	PV	1.050	-45.89	87.00	-0.25
50	SSIMERM	VTh	1.050	0.00	763.80	-386.95
51	AVERERM	PV	1.034	-1.91	1157.00	-567.29
52	ISOLERM	PV	1.045	-2.08	2707.00	-1208.86
53	JUPIERM	PV	1.036	-3.76	1014.00	-594.23
54	CAPIERM	PV	1.050	-9.08	536.00	-205.96
55	PROMERM	PV	1.040	-9.95	221.00	-15.26
56	XAVAERM	PV	1.035	-15.89	347.00	-184.05
57	TSULERM	PV	0.999	-33.76	0.00	-506.70
58	SANGERM	PV	0.988	-33.35	0.00	-551.56
59	IPOMERM	PV	1.050	-46.83	148.00	-86.37
60	HBORERM	PV	0.968	-28.60	781.00	-525.65
61	PIRAERM	PV	0.949	-31.17	170.00	-239.94
62	GOVPERM	PV	0.996	-28.74	152.00	-54.08
63	FAREERM	PV	1.024	-19.14	772.00	-712.13
64	JLA1ERM	PV	1.027	-40.50	65.00	-2.80
65	PFUNERM	PV	1.046	-29.36	133.00	-34.18
66	SOSOERM	PV	1.011	-8.14	950.00	-92.32
67	SSANERM	PV	1.023	-17.60	592.00	-618.46
68	PREAERM	PV	1.015	-30.66	110.00	-73.01
69	PMEDERM	PV	1.009	-47.03	50.00	-121.13
71	ITAUERM	PV	1.007	-27.61	360.00	-145.62
72	JLA2ERM	PV	1.019	-37.01	240.00	-12.67
73	GUARERM	PV	0.969	-36.30	0.00	-222.42
74	GRAJERM	PV	0.972	-51.34	0.00	-909.56
75	PEX1ERM	PV	1.050	-11.41	179.00	-66.24
76	PEX2ERM	PV	1.050	-11.08	268.00	-75.92
121	PCOL138	PV	1.045	-6.73	150.00	-101.93
856	SCRZPEQ	PV	1.030	-43.69	75.00	6.44
857	SCRZGRD	PV	1.030	-45.59	205.00	-29.64

Uma vez comprovado que não existe violação de limites operacionais e que não existe a possibilidade de corte de carga, a condição de operação inicial do sistema é qualificada no estado normal.

4.3.2 Avaliação da Segurança Dinâmica

Para a avaliação da segurança dinâmica, inicialmente foi definida uma lista de contingências em função dos seguintes tipos de falta:

- i) *Tipo 1*: Faltas trifásicas em barra, com eliminação da falta mediante a saída da impedância de falta.
- ii) *Tipo 2*: Faltas trifásicas em elemento ramo próximo à barra, com eliminação da falta mediante saída da impedância de falta e elemento ramo.

Os resultados desta etapa estão conformados pelos índices de estabilidade transitória definidos pelos MET para cada contingência. Daí, é realizada uma classificação final conforme o grau de severidade deste índice. Os casos instáveis são distinguidos pela MET negativa e o grau de severidade será maior se a MET for mais negativa. Este índice sintetiza as etapas de seleção, avaliação e monitoramento da segurança dinâmica. Os resultados desta etapa são mostrados a seguir:

Sistema WSCC

Para a análise de estabilidade transitória é usado o modelo clássico e detalhado dos componentes dinâmicos; assim, para o modelo detalhado, os 3 geradores usam modelo tipo 1 sem controladores. Mais detalhes sobre os dados dos geradores, ver Apêndice A.

A lista de contingências está constituída por 9 faltas tipo 1 e 18 faltas tipo 2. Na Tabela 4.5 é mostrado o detalhe desta lista. Os tipos de ramos foram definidos como T: transformador de potência e L: linha de transmissão.

Tabela 4.5 Lista de contingências usada na avaliação da segurança dinâmica do sistema teste WSCC 3 geradores – 9 barras.

No. de Conting.	Falta Trifásica			Eliminação de Ramo	
	Tipo	No. Barra	Nome Barra	Tipo	Descrição
1	1	1	BUS 1	--	--
2	1	2	BUS 2	--	--
3	1	3	BUS 3	--	--
4	1	4	BUS 4	--	--
5	1	5	BUS 5	--	--
6	1	6	BUS 6	--	--
7	1	7	BUS 7	--	--
8	1	8	BUS 8	--	--
9	1	9	BUS 9	--	--
10	2	2	BUS 2	T	BUS 2 - BUS 7
11	2	7	BUS 7	L	BUS 7 - BUS 8
12	2	8	BUS 8	L	BUS 8 - BUS 9
13	2	9	BUS 9	T	BUS 9 - BUS 3
14	2	7	BUS 7	L	BUS 7 - BUS 5
15	2	9	BUS 9	L	BUS 9 - BUS 6
16	2	5	BUS 5	L	BUS 5 - BUS 4
17	2	6	BUS 6	L	BUS 6 - BUS 4
18	2	4	BUS 4	T	BUS 4 - BUS 1
19	2	7	BUS 7	T	BUS 2 - BUS 7
20	2	8	BUS 8	L	BUS 7 - BUS 8
21	2	9	BUS 9	L	BUS 8 - BUS 9
22	2	3	BUS 3	T	BUS 9 - BUS 3
23	2	5	BUS 5	L	BUS 7 - BUS 5
24	2	6	BUS 6	L	BUS 9 - BUS 6
25	2	4	BUS 4	L	BUS 5 - BUS 4
26	2	4	BUS 4	L	BUS 6 - BUS 4
27	2	1	BUS 1	T	BUS 4 - BUS 1

Na Tabela 4.6 são mostradas as margens de energia transitória, calculadas para três diferentes tempos de eliminação da falta $t_{cl}=5$ ciclos (0.0833 seg.), 13 ciclos (0.2167 seg.) e 21 ciclos (0.3500 seg.), e para cada contingência da lista. É importante ressaltar que as contingências 10, 13, 18, 19, 22 e 27 provocam o isolamento do sistema e a MET as qualifica como altamente instáveis. À medida que vai aumentando o tempo de eliminação da falta, mais contingências passarão ao grupo de contingências potencialmente severas ou instáveis. Isto se deve a que \hat{V}_{cl} aumenta provocando a MET redução da MET (\hat{V}_{cr} constante).

Tabela 4.6 Resultados da etapa de avaliação da segurança dinâmica do sistema teste WSCC 3 geradores – 9 barras, para t_{cl} iguais a 5, 13 e 21 ciclos.

Ordem de Severidade	$t_{cl} = 0.0833$ seg. (5 ciclos)			$t_{cl} = 0.2167$ seg. (13 ciclos)			$t_{cl} = 0.3500$ seg. (21 ciclos)		
	No. de Cont.	MET (p.u.)	Situação do Sistema	No. de Cont.	MET (p.u.)	Situação do Sistema	No. de Cont.	MET (p.u.)	Situação do Sistema
1	13	-0.0637	Instável	14	-0.5534	Instável	2	-3.4631	Instável
2	22	-0.0322	Instável	13	-0.5383	Instável	14	-3.4036	Instável
3	19	-0.0268	Instável	11	-0.3207	Instável	7	-3.4026	Instável
4	10	0.0062	Estável	19	-0.2515	Instável	11	-3.2891	Instável
5	23	0.7532	Estável	22	-0.2396	Instável	9	-2.3796	Instável
6	14	0.7971	Estável	10	0.0611	Estável	21	-2.3650	Instável
7	24	1.1466	Estável	2	0.4531	Estável	15	-2.3287	Instável
8	11	1.5470	Estável	15	0.4807	Estável	3	-2.1508	Instável
9	15	1.7611	Estável	23	0.4876	Estável	13	-1.5162	Instável
10	16	2.2802	Estável	7	0.5530	Estável	26	-0.7953	Instável
11	26	2.3248	Estável	21	0.5917	Estável	25	-0.7531	Instável
12	25	2.3528	Estável	24	0.8817	Estável	19	-0.6304	Instável
13	17	2.3806	Estável	9	1.3422	Estável	20	-0.5778	Instável
14	21	2.4144	Estável	3	1.3886	Estável	4	-0.5718	Instável
15	20	2.5607	Estável	26	1.4659	Estável	22	-0.5704	Instável
16	2	2.6914	Estável	20	1.4854	Estável	12	-0.4826	Instável
17	7	2.7597	Estável	25	1.5051	Estável	8	-0.3800	Instável
18	12	2.7796	Estável	12	1.6676	Estável	23	-0.1941	Instável
19	8	3.0304	Estável	16	1.7356	Estável	1	-0.0071	Instável
20	5	3.0686	Estável	8	1.8707	Estável	24	0.2310	Estável
21	4	3.1772	Estável	17	1.8857	Estável	10	0.3371	Estável
22	1	3.1888	Estável	4	2.2061	Estável	16	0.5945	Estável
23	6	3.2379	Estável	1	2.3860	Estável	5	0.8713	Estável
24	3	3.3178	Estável	5	2.4187	Estável	17	0.8896	Estável
25	9	3.3726	Estável	6	2.6633	Estável	6	1.3373	Estável
26	27	4.8923	Estável	27	4.2867	Estável	27	3.1624	Estável
27	18	5.4016	Estável	18	4.6869	Estável	18	3.3493	Estável

Na Figura 4.4 são apresentados os resultados dos diferentes MET em função do tempo de eliminação da falta e o número de cada contingência (número definido na Tabela 4.5). Todas as MET diminuem conforme aumenta o tempo de eliminação da falta. Também a contingência No. 2 começa a diminuir notavelmente próximo ao $t_{cl} = 0,35$ seg., chegando a ser o caso mais severo.

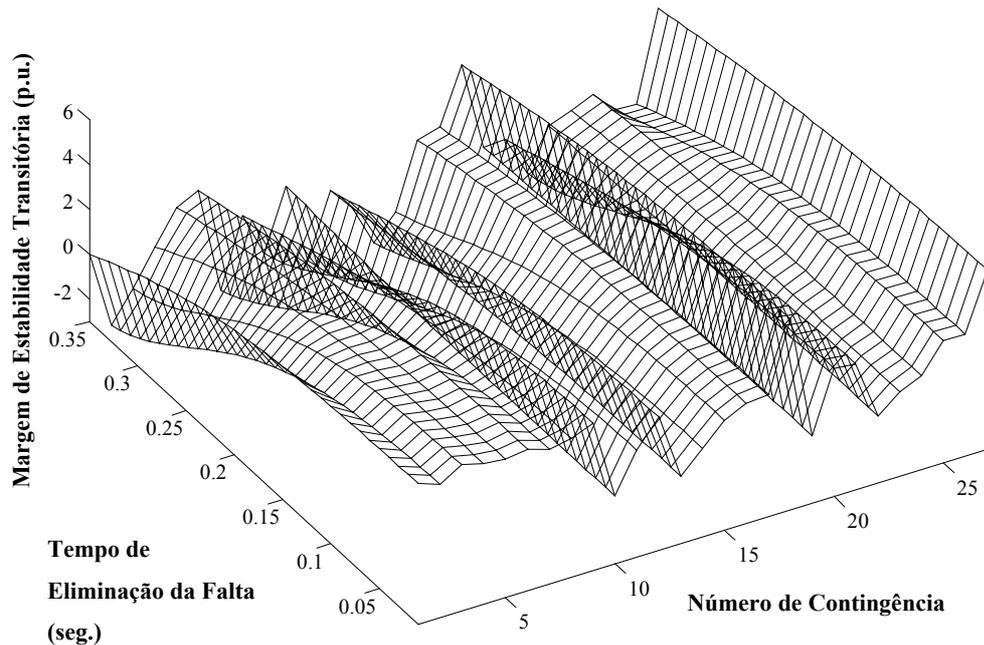


Figura 4.4 MET em função do tempo de eliminação e o número de contingência para o sistema teste WSCC 3 geradores – 9 barras.

Sistema Sul-Sudeste Brasileiro

Para a análise de estabilidade transitória, é usado o modelo clássico e detalhado dos componentes dinâmicos; assim, para o modelo detalhado, os 46 geradores usam modelo tipo 4 com sistema de excitação modelo IEEE 1 e 2. Mais detalhes sobre os dados dos geradores, ver Apêndice A.

A lista de contingências está constituída da mesma forma que para o sistema WSCC; assim, temos 320 faltas tipo 1 e 940 faltas tipo 2. Na Tabela 4.7 apresentam-se os 25 piores casos no grau de severidade da MET calculadas para três diferentes tempos de eliminação da falta $t_{cl} = 3$ ciclos (0.0500 seg.) e 10 ciclos (0.1667 seg.), e para cada contingência da lista. Da mesma forma que no sistema WSCC, à medida que aumenta o t_{cl} , aumenta o número de casos instáveis e aumenta o valor de severidade das contingências classificadas nos primeiros lugares.

Tabela 4.7 Resultados da etapa de avaliação da segurança dinâmica do sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores – 320 barras, para t_{cl} iguais a 3 e 10 ciclos.

Ordem de Severidade	$t_{cl} = 0,0500$ seg. (3 ciclos)			$t_{cl} = 0,1667$ seg. (10 ciclos)		
	No. de Cont.	Nome da Barra em falta	MET (p.u.)	No. de Cont.	Nome da Barra em falta	MET (p.u.)
1	819	F.ARIAS	-37.5039	26	HBORERM	-184.0098
2	707	F.ARIAS	-28.9430	1152	ITUMIAR	-115.4456
3	746	NPECNHA	-28.2402	6	ITUMINT	-114.0582
4	660	JUPI	-25.2595	32	SOSOERM	-111.5929
5	706	F.ARIAS	-21.9210	545	SOSOIO2	-108.7654
6	835	JUPI	-21.4133	987	HE BGEN	-103.9685
7	213	JUPI	-21.0737	143	SOSOIO2	-103.3418
8	242	F.ARIAS	-19.2199	1117	T.SU-C	-101.3816
9	1173	F.ARIAS	-19.0981	12	MASCINT	-101.3031
10	1019	F.ARIAS	-18.2762	214	I.SOTEI	-99.4341
11	659	JUPI	-15.5942	547	SOSOIO2	-99.0940
12	273	CASCDU	-14.2666	661	I.SOTEI	-96.4485
13	751	CASCDU	-14.2666	174	HE BGEN	-96.4318
14	752	CASCDU	-14.2666	124	BAIX230	-96.0279
15	753	CASCDU	-14.2666	546	SOSOIO2	-95.2310
16	580	C.INUS2	-13.6027	746	NPECNHA	-92.1686
17	581	C.INUS2	-13.6027	723	MASC38	-91.2420
18	1046	C.INUS2	-13.4190	731	MASC38	-90.7563
19	1042	C.INUS2	-13.3753	261	MASC38	-89.8413
20	577	C.INUS2	-13.3115	1122	T.MAIAS	-86.1538
21	165	C.INUS2	-13.2928	227	ITUMIAR	-85.9007
22	1045	C.INUS2	-13.2875	819	F.ARIAS	-85.4234
23	578	C.INUS2	-13.2781	1129	I.SOTEI	-84.8423
24	579	C.INUS2	-13.2730	1014	SOSOIO2	-84.5718
25	1038	C.INUS2	-13.2298	1214	NPECNHA	-84.4913

Na Tabela 4.8 é apresentado o resumo da qualificação das contingências segundo a sua instabilidade, tipo de falta e componentes associados na rede.

Tabela 4.8 Resumo dos resultados da etapa de avaliação da segurança dinâmica do sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores – 320 barras, para $t_{cl} = 3$ e 10 ciclos.

t_{cl} (seg.)	Estável			Instável		
	Tipo de Falta	Tipo de Ramo	Qtde Conting.	Tipo de Falta	Tipo de Ramo	Qtde Conting.
0,0500 (3 ciclos)	1	--	273	1	--	47
	2	L	625	2	L	137
		T	144		T	34
	Totais			1042	Totais	
0,1667 (10 ciclos)	1	--	255	1	--	65
	2	L	624	2	L	138
		T	154		T	24
	Totais			1033	Totais	

4.3.3 Cálculo das Medidas de Controle Preventivas

As medidas de controle preventivo estão representadas pela correção do limite máximo da potência ativa para a reprogramação da geração. Estes limites serão usados para a comprovação do corte de carga e reprogramação econômica da geração.

Segundo o explicado no Capítulo 2, os limites máximos de geração de potência ativa são função das variáveis de estado no tempo de eliminação calculadas mediante integração numérica para o sistema sob-falta da contingência mais severa após da etapa de AvSD. Foram construídos cenários de simulação usando distintos fatores de correção e um tempo de eliminação fixo. Os resultados desta etapa são mostrados a seguir:

Sistema WSCC

Para o cálculo dos limites máximos de geração de potência ativa, foi usado o tempo de eliminação da falta de $t_{cl} = 21$ ciclos, no qual o pior caso é a contingência No. 2 (falta na barra No.2, MET = -3.4631 pu). Na Tabela 4.9 são apresentados os limites máximos de geração de potência ativa segundo os fatores de correção 5%, 10% e 20%. Outros fatores de correção podem ser escolhidos e isso pode levar a uma etapa de regulação a ser realizada pelos operadores do sistema.

Tabela 4.9 Limites máximos de geração de potência ativa para fatores de correção de 5%, 10% e 20% no tempo de eliminação $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.

No. Ger.	No. da Barra	Pger original (MW)	Pger corrigida (MW)		
			f.c.=5%	f.c.=10%	f.c.=20%
1	1	71.64	65.87	60.10	48.56
2	2	163.00	153.62	144.23	125.46
3	3	85.00	84.02	83.04	81.08

Sistema Sul-Sudeste Brasileiro

Para o cálculo dos limites máximos de geração de potência ativa, foi usado o tempo de eliminação da falta de $t_{cl} = 10$ ciclos (0.1667 seg.), no qual o pior caso é a contingência No. 26 (falta na barra No. 60 “HBORERM”, MET = -184.01 pu). Na

Tabela 4.10 são apresentados os limites máximos de geração de potência ativa segundo os fatores de correção 10%, 20% e 30% para todos os geradores, sem considerar os compensadores síncronos. Os compensadores síncronos são fixados a uma geração de potência ativa com valor igual a zero.

Tabela 4.10 Limites máximos de geração de potência ativa para fatores de correção de 10%, 20% e 30% no tempo de eliminação $t_{cl} = 10$ ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores – 320 barras.

No. Ger.	No. da Barra	Pger original (MW)	Pger corrigida (MW)		
			<i>f.c.=10%</i>	<i>f.c.=20%</i>	<i>f.c.=30%</i>
1	2	378.00	376.99	375.97	374.96
2	3	402.00	400.88	399.76	398.64
3	4	365.00	363.19	361.38	359.57
4	5	98.00	97.58	97.15	96.73
6	8	1642.00	1637.17	1632.34	1627.51
7	9	1426.00	1421.61	1417.21	1412.82
8	11	1036.00	1032.89	1029.79	1026.68
9	12	1201.00	1197.21	1193.42	1189.64
10	14	208.00	207.49	206.98	206.48
11	29	129.00	128.72	128.43	128.15
12	41	109.00	108.85	108.70	108.54
14	45	342.00	341.11	340.22	339.33
15	47	87.00	86.73	86.46	86.19
16	50	763.80	757.32	750.84	744.36
17	51	1157.00	1153.55	1150.11	1146.66
18	52	2707.00	2700.58	2694.16	2687.74
19	53	1014.00	1010.62	1007.24	1003.85
20	54	536.00	534.14	532.27	530.41
21	55	221.00	220.18	219.35	218.53
22	56	347.00	345.89	344.78	343.67
25	59	148.00	147.44	146.87	146.31
26	60	781.00	705.66	630.31	554.97
27	61	170.00	169.66	169.32	168.98
28	62	152.00	151.73	151.45	151.17
29	63	772.00	770.38	768.75	767.13
30	64	65.00	64.86	64.71	64.57
31	65	133.00	132.56	132.12	131.68
32	66	950.00	948.49	946.98	945.48
33	67	592.00	590.74	589.47	588.21
34	68	110.00	109.82	109.63	109.45
35	69	50.00	49.57	49.14	48.71
36	71	360.00	359.17	358.34	357.52
37	72	240.00	239.61	239.21	238.82
40	75	179.00	178.71	178.42	178.12
41	76	268.00	267.44	266.87	266.31
42	121	150.00	149.70	149.40	149.10
43	856	75.00	74.74	74.49	74.23
44	857	205.00	204.54	204.08	203.62

4.3.4 Corte de Carga e Reprogramação Econômica da Geração

Nesta etapa, é comprovado o corte de carga e realizado o despacho econômico final (no caso em que não exista corte de carga) para as medidas de controle preventivo calculado na seção anterior. Estas medidas de controle, representadas pelos limites máximos de potência ativa, são acopladas às restrições de desigualdade de processo de otimização linear, segundo o explicado no Capítulo 2. Os resultados desta etapa são mostrados a seguir:

Sistema WSCC

De acordo com a anterior seção, para este sistema, as medidas de controle preventivo foram definidas para um tempo de eliminação $t_{cl} = 0.3500$ seg. (21 ciclos) e para os fatores de correção de 5%, 10% e 20%.

Para o fator de correção de 5%, é comprovado que não existe corte de carga e, como consequência disso, é realizado o despacho econômico obtendo um custo total do sistema de 3578.79 R\$/h. Na Tabela 4.11 são apresentados os resultados desta etapa.

Na Figura 4.5, pode-se observar a congestão na linha 9-6 e a redistribuição dos fluxos nas linhas de transmissão. Os custos marginais próximos das barras de geração permaneceram iguais aos custos marginais das mesmas devido à modelagem linear do sistema. A congestão de algumas linhas muda os custos marginais próximos à linha congestionada.

Tabela 4.11 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 5% e $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.

Barra	Nome	Tipo	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Custo Marginal (R\$/MWh)
1	Barra 1	VTh	0.00	92.28	0.00	15.000
2	Barra 2	PV	7.16	153.62	0.00	10.000
3	Barra 3	PV	2.24	73.16	0.00	9.000
4	Barra 4	PQ	-3.05	0.00	0.00	15.000
5	Barra 5	PQ	-5.56	0.00	125.00	13.794
6	Barra 6	PQ	-5.29	0.00	90.00	16.331
7	Barra 7	PQ	1.66	0.00	0.00	11.452
8	Barra 8	PQ	-1.57	0.00	100.00	10.430
9	Barra 9	PQ	-0.22	0.00	0.00	9.000

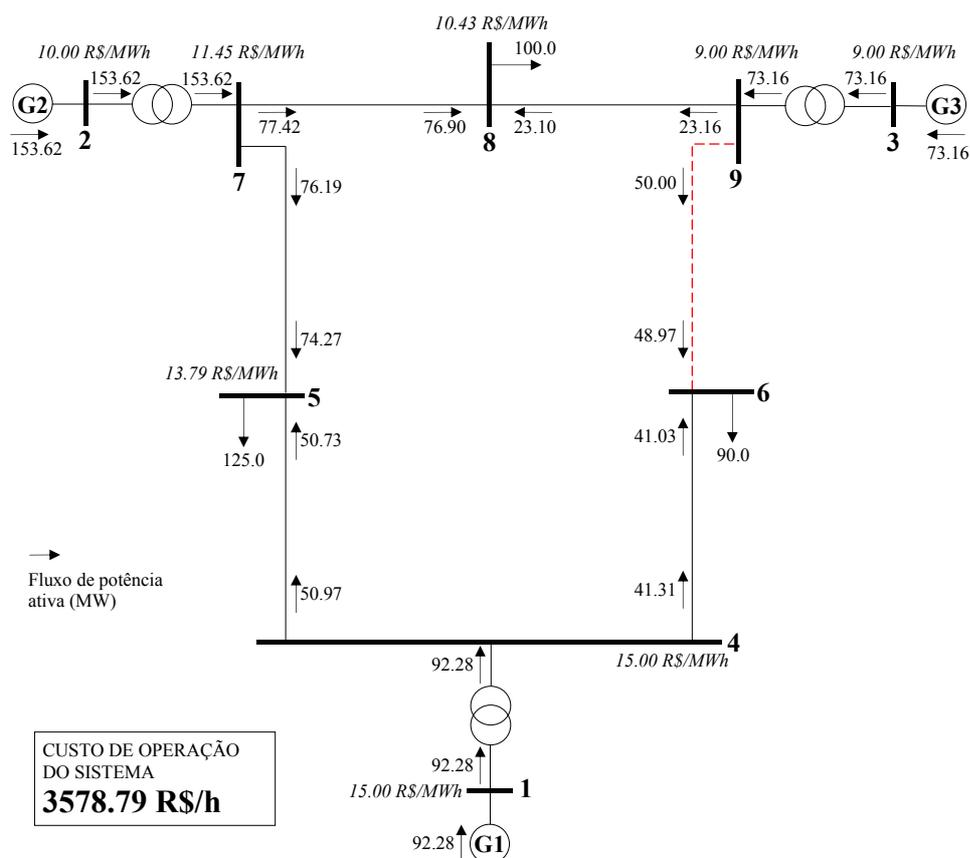


Figura 4.5 Detalhe dos resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 5% $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.

Analogamente, para o fator de correção de 10%, é comprovado que não existe corte de carga e, como consequência disso, é realizado o despacho econômico obtendo um custo total do sistema de 3590.14 R\$/h. Na Tabela 4.12 são apresentados os resultados desta etapa.

Tabela 4.12 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 10% e $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras.

Barra	Nome	Tipo	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Custo Marginal (R\$/MWh)
1	Barra 1	VTh	0.00	96.02	0.00	15.000
2	Barra 2	PV	6.15	144.23	0.00	10.000
3	Barra 3	PV	2.30	78.62	0.00	9.000
4	Barra 4	PQ	-3.17	0.00	0.00	15.000
5	Barra 5	PQ	-5.86	0.00	125.00	13.794
6	Barra 6	PQ	-5.41	0.00	90.00	16.331
7	Barra 7	PQ	0.99	0.00	0.00	11.452
8	Barra 8	PQ	-2.01	0.00	100.00	10.430
9	Barra 9	PQ	-0.34	0.00	0.00	9.000

Na Figura 4.6, pode-se observar a permanência da congestão na linha 9-6 e a redistribuição dos fluxos nas linhas de transmissão.

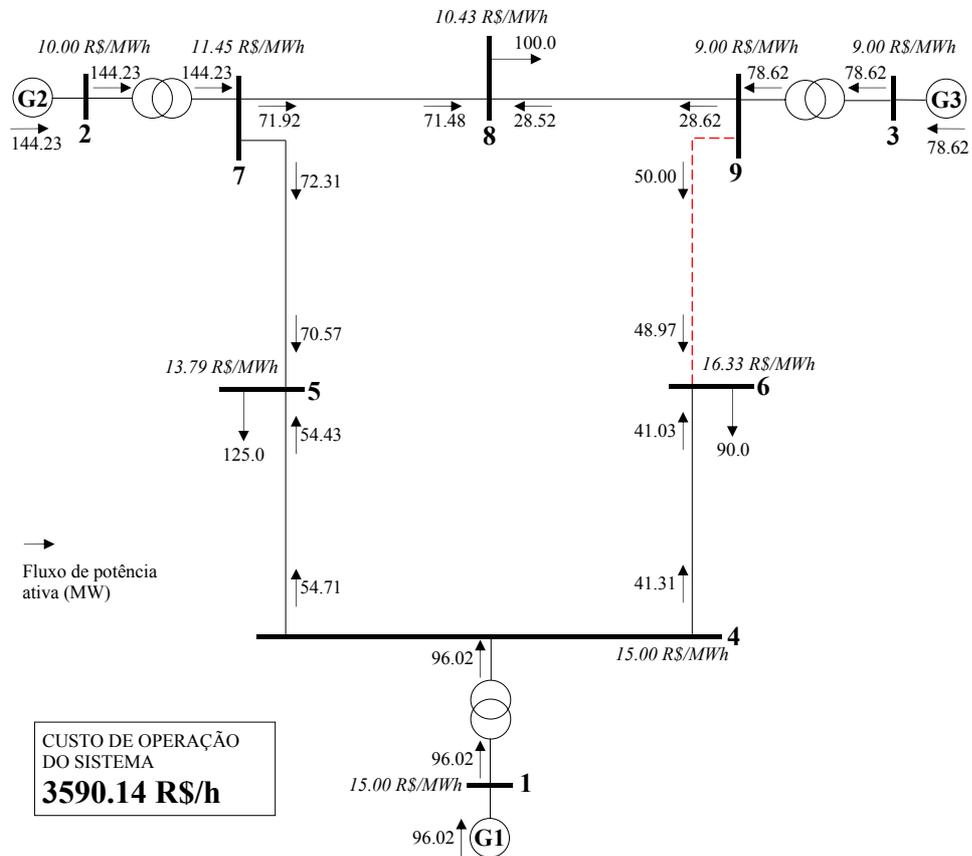


Figura 4.6 Detalhe dos resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 10% $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.

Já para o fator de correção de 20%, é comprovado que existe corte de carga na barra 8 de 3.53 MW, devido ao déficit de capacidade de geração de potência ativa do gerador G1 (120MW). Ao realizar o despacho econômico com os custos de penalidade das gerações fictícias, obteríamos um custo total do sistema muito alto. Na Tabela 4.13 são apresentados os resultados desta etapa.

Na Figura 4.7 pode-se observar a uma nova congestão na linha 9-8 e a redistribuição dos fluxos nas linhas de transmissão. Os custos marginais não são apresentados, uma vez que o corte de carga impõe os custos marginais de penalidade ao sistema.

Tabela 4.13 Resultados do corte de carga para um fator de correção de 20% e $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema teste WSCC de 3 geradores – 9 barras

Barra	Nome	Tipo	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Corte Carga (MW)
1	Barra 1	3	0.000	120.00	0.0	--
2	Barra 2	2	2.738	125.46	0.0	--
3	Barra 3	2	-0.473	69.14	0.0	--
4	Barra 4	0	-3.960	0.0	0.0	0.0
5	Barra 5	0	-7.310	0.0	125.0	0.0
6	Barra 6	0	-6.778	0.0	90.0	0.0
7	Barra 7	0	-1.755	0.0	0.0	0.0
8	Barra 8	0	-4.548	0.0	100.0	3.53
9	Barra 9	0	-2.795	0.0	0.0	0.0

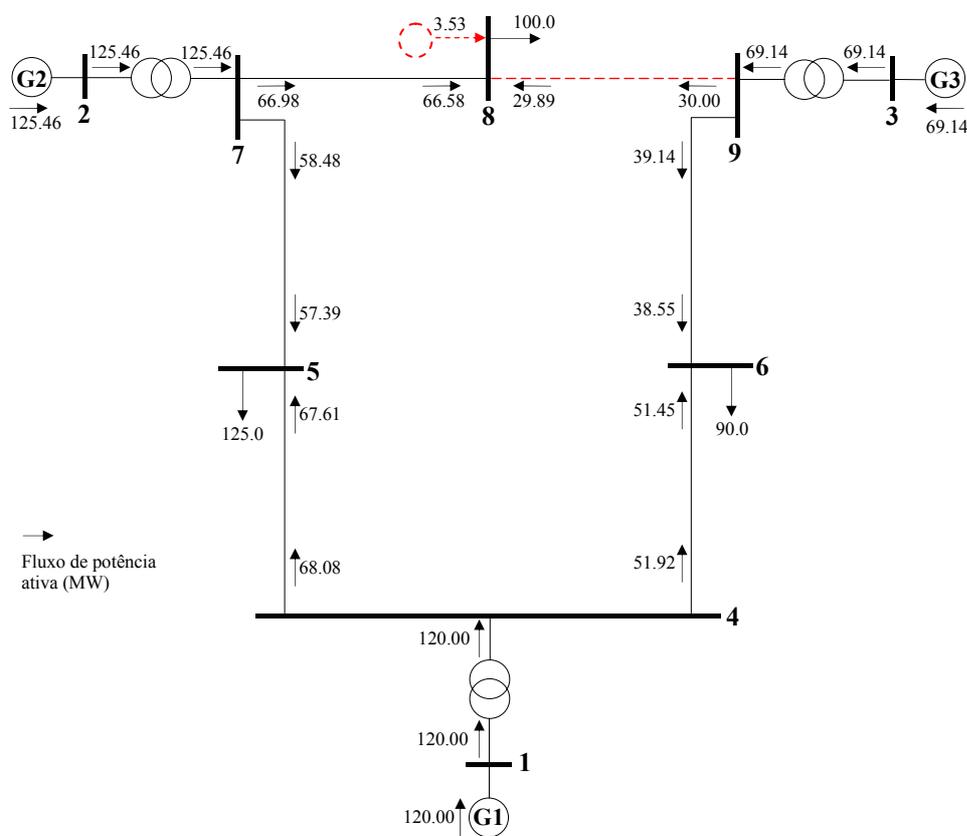


Figura 4.7 Detalhe dos resultados do corte de carga para um fator de correção de 20% $t_{cl} = 21$ ciclos do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras.

Sistema Sul-Sudeste Brasileiro

Para este sistema, as medidas de controle preventivo foram definidas para um tempo de eliminação $t_{cl} = 0.1667$ seg. (10 ciclos) e, para os fatores de correção de 10%, 20% e 30%.

Para o fator de correção de 10%, é comprovado que não existe corte de carga e, como consequência disso, é realizado o despacho econômico obtendo um custo total do sistema de 209565.84 R\$/h, maior que no caso inicial. Na Tabela 4.14 são apresentados os resultados para as barras geradoras (sem compensadores síncronos) e algumas barras de carga. Entre outros resultados, continua a congestão nas linhas 52 – 402 e 510 – 512.

Tabela 4.14 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 10% e $t_{cl} = 10$ ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.

Barra	Nome	Tipo	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Custo Marginal (R\$/MWh)
2	VGRDINT	PV	-19.13	377.00	0.00	10.000
3	JAGRINT	PV	-25.32	400.90	0.00	11.000
4	TMARINT	PV	-44.91	363.20	0.00	10.000
5	SGRDINT	PV	-56.99	97.60	0.00	11.000
8	ITUMINT	PV	-1.69	1637.20	0.00	11.000
9	MARIINT	PV	-15.09	1421.60	0.00	10.000
11	ESTRINT	PV	-26.61	1032.90	0.00	11.000
12	FURNINT	PV	-34.03	1197.20	0.00	10.000
14	FUNLINT	PV	-75.48	207.50	0.00	11.000
29	FONTINT	PV	-78.41	128.70	0.00	10.000
41	MASCINT	PV	-75.64	108.90	0.00	11.000
45	NPECINT	PV	-76.36	341.10	0.00	11.000
47	PPASINT	PV	-76.74	86.70	0.00	10.000
50	SSIMERM	VTh	0.00	1806.60	0.00	12.500
51	AVERERM	PV	-15.75	1153.60	0.00	10.000
52	ISOLERM	PV	-22.09	2000.00	0.00	11.000
53	JUPIERM	PV	-22.15	1010.60	0.00	10.000
54	CAPIERM	PV	-28.35	534.10	0.00	11.000
55	PROMERM	PV	-28.56	220.20	0.00	10.000
56	XAVAERM	PV	-38.17	345.90	0.00	11.000
59	IPOMERM	PV	-77.21	147.40	0.00	10.000
60	HBORERM	PV	-56.70	705.70	0.00	11.000
61	PIRAERM	PV	-58.41	169.70	0.00	10.000
62	GOVPERM	PV	-57.72	151.70	0.00	11.000
63	FAREERM	PV	-45.27	770.40	0.00	10.000
64	JLA1ERM	PV	-72.69	64.90	0.00	11.000
65	PFUNERM	PV	-62.25	132.60	0.00	10.000
66	SOSOERM	PV	-34.88	948.50	0.00	11.000
67	SSANERM	PV	-42.63	590.70	0.00	10.000
68	PREAERM	PV	-68.87	109.80	0.00	11.000
69	PMEDERM	PV	-85.49	49.60	0.00	10.000
71	ITAUERM	PV	-71.08	141.80	0.00	11.000
72	JLA2ERM	PV	-69.35	239.60	0.00	10.000
75	PEX1ERM	PV	-27.83	178.70	0.00	11.000
76	PEX2ERM	PV	-26.57	267.40	0.00	10.000
121	PCOL138	PV	-18.79	149.70	0.00	11.000
856	SCRZPEQ	PV	-74.61	74.70	0.00	10.000
857	SCRZGRD	PV	-76.43	204.50	0.00	11.000
512	ADRINOP	PQ	-72.78	0.00	0.00	19.222
513	GRAJU	PQ	-75.87	0.00	0.00	19.131
859	FREICAN	PQ	-83.81	0.00	491.60	18.925
890	FONTOVA	PQ	-83.10	0.00	0.00	18.869
895	ZISC	PQ	-84.46	0.00	246.20	18.767
896	ZISC	PQ	-83.25	0.00	33.70	18.767

Para o fator de correção de 20%, é comprovado que não existe corte de carga e é realizado o despacho econômico obtendo um custo total do sistema de 209759.75 R\$/h, maior que nos casos anteriores. Na Tabela 4.15 são apresentados os resultados para as barras geradoras (sem compensadores síncronos) e algumas barras de carga. Entre outros resultados, continua a congestão nas linhas 52 – 402 e 510 – 512.

Tabela 4.15 Resultados do despacho econômico final para um fator de correção de 20% e $t_{cl} = 10$ ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.

Barra	Nome	Tipo	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Custo Marginal (R\$/MWh)
2	VGRDINT	PV	-20.39	375.97	0.00	10.000
3	JAGRINT	PV	-26.58	399.76	0.00	11.000
4	TMARINT	PV	-46.26	361.38	0.00	10.000
5	SGRDINT	PV	-58.29	97.15	0.00	11.000
8	ITUMINT	PV	-2.53	1632.34	0.00	11.000
9	MARIINT	PV	-16.34	1417.21	0.00	10.000
11	ESTRINT	PV	-27.96	1029.79	0.00	11.000
12	FURNINT	PV	-35.47	1193.42	0.00	10.000
14	FUNLINT	PV	-77.06	206.98	0.00	11.000
29	FONTINT	PV	-79.96	128.43	0.00	10.000
41	MASCINT	PV	-77.03	108.70	0.00	11.000
45	NPECINT	PV	-77.91	340.22	0.00	11.000
47	PPASINT	PV	-78.30	86.46	0.00	10.000
50	SSIMERM	VTh	0.00	1919.18	0.00	12.500
51	AVERERM	PV	-17.15	1150.11	0.00	10.000
52	ISOLERM	PV	-23.78	2000.00	0.00	11.000
53	JUPIERM	PV	-23.90	1007.24	0.00	10.000
54	CAPIERM	PV	-30.22	532.27	0.00	11.000
55	PROMERM	PV	-30.31	219.35	0.00	10.000
56	XAVAERM	PV	-40.04	344.78	0.00	11.000
59	IPOMERM	PV	-78.76	146.87	0.00	10.000
60	HBORERM	PV	-60.14	630.31	0.00	11.000
61	PIRAERM	PV	-60.80	169.32	0.00	10.000
62	GOVPERM	PV	-59.44	151.45	0.00	11.000
63	FAREERM	PV	-46.97	768.75	0.00	10.000
64	JLA1ERM	PV	-74.40	64.71	0.00	11.000
65	PFUNERM	PV	-63.92	132.12	0.00	10.000
66	SOSOERM	PV	-36.64	946.98	0.00	11.000
67	SSANERM	PV	-44.33	589.47	0.00	10.000
68	PREAERM	PV	-70.42	109.63	0.00	11.000
69	PMEDERM	PV	-87.12	49.14	0.00	10.000
71	ITAUERM	PV	-72.50	146.84	0.00	11.000
72	JLA2ERM	PV	-71.05	239.21	0.00	10.000
75	PEX1ERM	PV	-29.33	178.41	0.00	11.000
76	PEX2ERM	PV	-27.96	266.87	0.00	10.000
121	PCOL138	PV	-19.99	149.40	0.00	11.000
856	SCRZPEQ	PV	-76.16	74.49	0.00	10.000
857	SCRZGRD	PV	-77.97	204.08	0.00	11.000
512	ADRINOP	PQ	-74.28	0.00	0.00	19.222
513	GRAJU	PQ	-77.38	0.00	0.00	19.131
859	FREICAN	PQ	-85.32	0.00	491.60	18.925
890	FONTOVA	PQ	-84.64	0.00	0.00	18.869
895	ZISC	PQ	-85.98	0.00	246.20	18.767
896	ZISC	PQ	-84.77	0.00	33.70	18.767

Já para o fator de correção de 30%, é comprovado que existe corte de carga na barra 512 de 3.20 MW. Ao realizar o despacho econômico com os custos de penalidade das gerações fictícias, obteríamos um custo total do sistema muito alto. Na Tabela 4.16 são apresentados os resultados para as barras geradoras (sem compensadores síncronos) e algumas barras de carga.

Tabela 4.16 Resultados do corte de carga para um fator de correção de 30% e $t_{cl} = 10$ ciclos do sistema Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras.

Barra	Nome	Tipo	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Carga (MW)	Corte Carga (MW)
2	VGRDINT	PV	-21.30	375.00	0.00	--
3	JAGRINT	PV	-27.50	398.60	0.00	--
4	TMARINT	PV	-47.27	359.60	0.00	--
5	SGRDINT	PV	-59.23	96.70	0.00	--
8	ITUMINT	PV	-3.15	1627.50	0.00	--
9	MARIINT	PV	-17.24	1412.80	0.00	--
11	ESTRINT	PV	-28.94	1026.70	0.00	--
12	FURNINT	PV	-36.51	1189.60	0.00	--
14	FUNLINT	PV	-78.13	206.50	0.00	--
29	FONTINT	PV	-81.01	128.20	0.00	--
41	MASCINT	PV	-78.00	108.50	0.00	--
45	NPECINT	PV	-78.97	339.30	0.00	--
47	PPASINT	PV	-79.36	86.20	0.00	--
50	SSIMERM	VTh	0.00	2000.00	0.00	--
51	AVERERM	PV	-18.15	1146.70	0.00	--
52	ISOLERM	PV	-24.96	2000.00	0.00	--
53	JUPIERM	PV	-25.13	1003.90	0.00	--
54	CAPIERM	PV	-31.37	530.40	0.00	--
55	PROMERM	PV	-31.52	218.50	0.00	--
56	XAVAERM	PV	-40.88	343.70	0.00	--
59	IPOMERM	PV	-79.81	146.30	0.00	--
60	HBORERM	PV	-63.06	555.00	0.00	--
61	PIRAERM	PV	-62.66	169.00	0.00	--
62	GOVPERM	PV	-59.12	151.20	0.00	--
63	FAREERM	PV	-47.12	767.10	0.00	--
64	JLA1ERM	PV	-72.16	64.60	0.00	--
65	PFUNERM	PV	-59.62	131.70	0.00	--
66	SOSOERM	PV	-35.56	945.50	0.00	--
67	SSANERM	PV	-47.40	411.10	0.00	--
68	PREAERM	PV	-62.14	109.50	0.00	--
69	PMEDERM	PV	-81.35	48.70	0.00	--
71	ITAUERM	PV	-59.01	357.50	0.00	--
72	JLA2ERM	PV	-68.72	238.80	0.00	--
75	PEX1ERM	PV	-30.40	178.10	0.00	--
76	PEX2ERM	PV	-28.95	266.30	0.00	--
121	PCOL138	PV	-20.85	149.10	0.00	--
856	SCRZPEQ	PV	-77.21	74.20	0.00	--
857	SCRZGRD	PV	-79.00	203.60	0.00	--
512	ADRINOP	PQ	-75.28	0.00	0.00	3.20
513	GRAJU	PQ	-78.38	0.00	0.00	0.00
859	FREICAN	PQ	-86.33	0.00	491.60	0.00
890	FONTOVA	PQ	-85.68	0.00	0.00	0.00
895	ZISC	PQ	-87.00	0.00	246.20	0.00
896	ZISC	PQ	-85.79	0.00	33.70	0.00

4.3.5 Resumo de Resultados e Discussão

Os resultados apresentados nas seções anteriores detalharam o processo de avaliação, melhoria e quantificação econômica da segurança dinâmica. Dentre os principais resultados, temos: os estados de operação, o custo da operação e o nível de segurança dinâmica alcançado. Para determinar o nível de segurança dinâmica após de realizadas as medidas de controle preventivo, foi realizado um novo processo de AvSD. Assim, foi calculada uma nova MET mínima do sistema.

Sistema WSCC

Na Tabela 4.17 é apresentado o resumo dos resultados dos processos anteriormente mencionados. Para este sistema teste, conclui-se que, à medida que são realizadas ações de controle preventivo aumentando o fator de correção em 5% e 10%, o nível de segurança dinâmica aumenta em $\Delta\text{MET}\% = 13.16\%$ e 30.47% , respectivamente. No caso de 5%, a contingência mais severa não mudou do caso original No.2 (falta na barra No. 2, sem saída de linha); mas em 10% passou a ser a contingência No. 11 (falta na barra No. 7, saída linha 7-5). Nestes dois casos, o aumento do nível de segurança dinâmica implicou o aumento no custo mínimo de operação do sistema e o sistema foi qualificado como estado seguro preventivo dinâmico.

Para o caso de 20%, é conseguido uma melhora considerável do nível de segurança dinâmica ($\Delta\text{MET}\% = 45.84\%$), mas existe corte de carga e, nesta condição, o sistema é qualificado como alerta dinâmico.

Tabela 4.17 Resumo dos resultados para o sistema original e corrigido WSCC de 3 geradores – 9 barras, com medidas de controle preventivo para $t_{cl} = 21$ ciclos e $f.c. = 5\%$, 10% e 20% .

No. Item	Descrição do Item	Unidades	Sistema Original	Sistema Preventivo - Medidas de Controle para $t_{cl} = 21$ ciclos		
				$f.c. = 5\%$	$f.c. = 10\%$	$f.c. = 20\%$
1	Estado de Operação	--	Normal	Seguro Preventivo Dinâmico	Seguro Preventivo Dinâmico	Alerta Dinâmico
2	Custo Mínimo de Operação	R\$/h	3567.73	3578.79	3590.14	Muito grande
3	MET Mínimoda AvSD (No. Contingência)	p.u.	-3.4631 (No. 2)	-3.0073 (No. 2)	-2.4079 (No. 11)	-1.8757 (No. 21)
4	Nível de Segurança Dinâmica ($\Delta MET\%$)	% p.u.	--	13.16%	30.47%	45.84%

Sistema Sul-Sudeste Brasileiro

Analogamente, na Tabela 4.18 é apresentado o resumo dos resultados dos processos anteriormente mencionados. Para este sistema, conclui-se que, à medida que são realizadas ações de controle preventivo aumentando o fator de correção em 10% e 20%, o nível de segurança dinâmica aumenta em $\Delta MET\% = 12.05\%$ e 22.13% , respectivamente. Nestes dois casos, a contingência No. 26 (falta na barra No. 60 “HBORERM”) foi qualificada como a mais severa. O aumento do nível de segurança dinâmica implicou o aumento no custo mínimo de operação do sistema e o sistema foi qualificado como estado seguro preventivo dinâmico. Para um fator de correção de 30%, é conseguido uma melhora considerável do nível de segurança dinâmica ($\Delta MET\% = 33.72\%$), mas existe corte de carga e, nesta condição, o sistema é qualificado como alerta dinâmico.

Tabela 4.18 Resumo dos resultados para o sistema original e corrigido Sul-Sudeste Brasileiro de 46 geradores – 320 barras, com medidas de controle preventivo para $t_{cl} = 10$ ciclos e $f.c. = 10\%$, 20% e 30% .

No. Item	Descrição do Item	Unidades	Sistema Original	Sistema Preventivo - Medidas de Controle para $t_{cl} = 10$ ciclos		
				$f.c. = 10\%$	$f.c. = 20\%$	$f.c. = 30\%$
1	Estado de Operação	--	Normal	Seguro Preventivo Dinâmico	Seguro Preventivo Dinâmico	Alerta Dinâmico
2	Custo Mínimo de Operação	R\$/h	209371.90	209565.84	209759.75	Muito grande
3	MET Mínimo da AvSD (No. Contingência)	p.u.	-184.01 (No. 26)	-161.84 (No. 26)	-143.29 (No. 26)	-121.97 (No. 26)
4	Nível de Segurança Dinâmica (Δ MET%)	% p.u.	--	12.05%	22.13%	33.72%

Dos resultados anteriores, comprova-se o seguinte:

- As medidas de controle preventivo representadas pelas correções dos limites máximos de geração de potência ativa melhoraram o nível de segurança dinâmica do sistema segundo o aumento do fator de correção.
- O aumento do nível de segurança dinâmica resulta no aumento do custo de operação do sistema. Também deveriam ser adicionados os custos associados a estas medidas de controle preventivo (por exemplo, no estudo pré-operação).
- Nem sempre o aumento da segurança dinâmica é conseguido sem comprometer um déficit da geração (corte de carga). O operador do sistema deve considerar uma etapa de regulação do fator de correção para evitar entrar na condição de corte de carga e maximizar o Δ MET%.
- As qualificações de estado de operação foram estabelecidas para a uma lista de contingências pré-definida e medidas de controle preventivo em função dos limites máximos de geração. Outras qualificações podem ser realizadas se for reduzida a lista de contingências e se forem usadas outras medidas de controle preventivo.

4.3.6 Desempenho do Sistema Computacional Distribuído Implementado

O ambiente utilizado para execução da aplicação foi um dos laboratórios do Grupo de Sistemas de Potência (GSP), do Departamento de Engenharia de Eletricidade da UFMA. Tal ambiente possui uma rede local composta de 7 máquinas Pentium IV com 60 Giga-Bytes de hard-disk e 512 Mega-Bytes de memória RAM, com placa de rede 3Com 3C905c-TX EthernetLink XL 10/100 PCI. Das sete máquinas existentes no laboratório, 4 foram utilizadas para executar a aplicação.

Para o cálculo da energia transitória crítica, foi usado o método PEBS. Este programa é repetidamente executado para um número de contingências definidas. O sistema teste usado foi o sistema sul-sudeste brasileiro de 46 geradores com dados das máquinas no modelo clássico. Na Tabela 4.11 é mostrado o desempenho computacional da aplicação distribuída usando 2000, 4000 e 8000 contingências.

Tabela 4.19 Tempo de processamento CPU

Nº de máquinas disponíveis	Tempo de processamento CPU (min. e seg.)		
	1000 cont.	2000 cont.	4000 cont.
1	1'57"	4'29"	7'56"
2	1'04"	2'25"	4'20"
4	0'42"	1'24"	2'51"

Na Tabela 4.12 são mostrados o *speed up* (S) e a eficiência (E) para a implementação distribuída, calculados a partir dos tempos computacionais obtidos em uma simulação.

Tabela 4.20 *Speed-up* e eficiência

Nº de máquinas disponíveis (processadores)	<i>Speed-up</i>			Eficiência (%)		
	1000 cont.	2000 cont.	4000 cont.	1000 cont.	2000 cont.	4000 cont.
1	1.00	1.00	1.00	100%	100%	100%
2	1.83	1.86	1.83	91%	93%	92%
4	2.79	3.20	2.78	70%	80%	70%

Na Figura 4.8 é mostrada a saída do gerenciador de processos; os tempos de processamento foram obtidos do registro de processos.

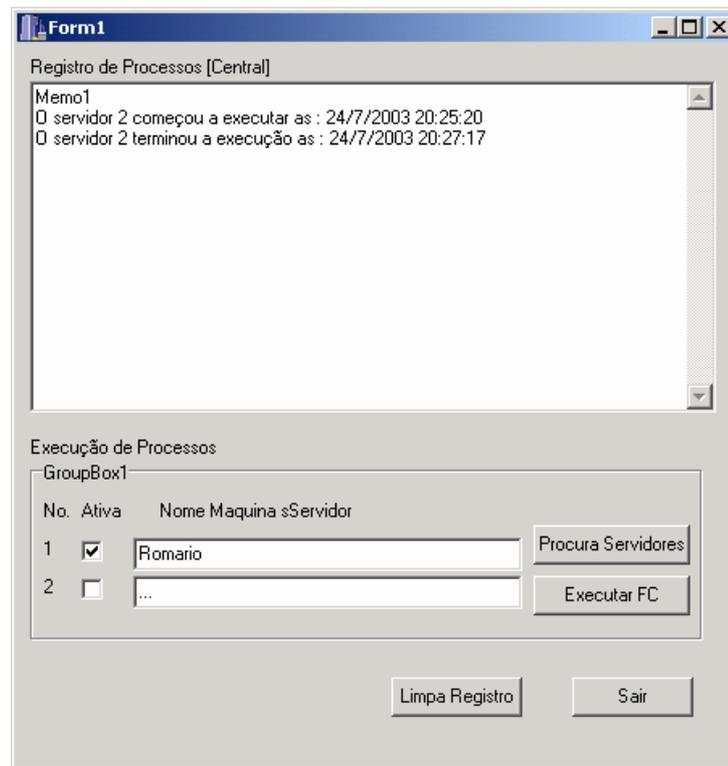


Figura 4.8 Janela de gerenciamento de processos distribuídos.

Capítulo 5

CONCLUSÕES

5.1 Conclusões

A metodologia integrada implementada neste trabalho para a avaliação, melhoria da segurança dinâmica de sistemas de potência, bem como a quantificação econômica que representa essa melhoria, permitiu reconhecer distintos aspectos econômicos, técnicos e de desenvolvimento computacional.

A etapa de avaliação da segurança dinâmica foi estruturada em seleção e avaliação de contingências. Segundo este esquema, foram reconhecidas as seguintes conclusões:

- Dentro das técnicas analíticas pesquisadas e implementadas, os métodos da função de energia transitória do tipo PEBS foram os mais rápidos para o cálculo da energia crítica, assim têm demonstrado seu uso potencial na análise rápida da estabilidade transitória e nos cálculos de índices de severidade.
- O monitoramento da segurança realizado em função dos índices de severidade representados pela MET, permitiu classificar as contingências segundo seu grau de severidade de forma fácil e prática para diferentes tempos de eliminação da falta e tipos de faltas (faltas trifásicas na barra e nas linhas próximo da barra).

A melhoria da segurança dinâmica foi conseguida pela execução de medidas de controle preventivo e foram reconhecidas as seguintes conclusões:

- As medidas de controle preventivo representados pelas correções dos limites máximos de geração de potência ativa permitiram a melhoria do nível de segurança dinâmica do sistema ($\Delta\text{MET}\%$) segundo o aumento do fator de correção definido neste trabalho.
- Nem sempre o aumento da segurança dinâmica é conseguido sem comprometer um déficit da geração (corte de carga). O operador do sistema deve considerar uma etapa de regulação do fator de correção para evitar entrar na condição de corte de carga e maximizar o $\Delta\text{MET}\%$.

As metodologias associadas à avaliação de segurança dinâmica nem sempre podem ser integradas num algoritmo FPO ou esquemas de despacho econômico. Esta integração foi conseguida ao acoplar as medidas de controle preventivo dentro da etapa de corte de carga e reprogramação econômica da geração. Assim, foram reconhecidas as seguintes conclusões:

- O esquema de despacho econômico de modelo linear usado nesta etapa é rápido e robusto, permitindo de forma aproximada a classificação dos casos de corte de carga e cálculo da operação econômica do sistema.
- O aumento do nível de segurança dinâmica resulta no aumento do custo de operação do sistema. Também devem ser adicionados os custos associados às medidas de controle preventivo (por exemplo, no estudo pré-operação).
- As qualificações de estado de operação foram estabelecidas para a uma lista de contingências pré-definida e medidas de controle preventivo, em função dos limites máximos de geração. Outras qualificações podem ser realizadas se for reduzida a lista de contingências e se forem usadas outras medidas de controle preventivo.

No desenvolvimento do processo computacional, foram reconhecidas as seguintes conclusões:

- Comprovou-se que a combinação de técnicas analíticas rápidas de aceitável aproximação para a análise de estabilidade transitória (métodos diretos TEF) como também a utilização de conceitos de sistemas computacionais distribuídos contribuíram à melhoria do desempenho computacional.
- Os usos de ambientes computacionais distribuídos permitiram realizar o estudo de forma rápida e obter um ganho de opções; por exemplo, o gerenciamento de distintos processos executando simultaneamente. A arquitetura CORBA foi utilizada para carregar o problema de processamento distribuído em redes heterogêneas e é comprovado seu uso potencial em ambientes computacionais distribuídos.

5.2 Trabalhos Futuros

Diversos trabalhos futuros podem ser definidos a partir dos resultados obtidos na pesquisa. Assim, temos as seguintes propostas:

- Uso de técnicas de inteligência artificial junto com métodos TEF para a etapa de seleção de contingências. Entre as técnicas IA que têm sido aplicadas com sucesso, temos: redes neurais, sistemas especialistas, computação evolutiva, lógica difusa.
- Uso dos métodos TEF para a modelagem detalhada das máquinas síncronas e dos controladores. Atualmente, a literatura tem focado interesse na construção desses tipos de função de energia.
- Incluir a análise de segurança estática depois de realizada a análise de segurança dinâmica para possibilitar um esquema completo de análise da segurança em sistemas de potência. Isso pode ser realizado de forma intuitiva dentro do FPO aumentando restrições de segurança estática.

- Pesquisar novos métodos para aperfeiçoar o desempenho dos processos relativos a aspectos da análise e melhoria da segurança dinâmica. Outras medidas de controle preventivo podem ser estudadas e aplicadas para conseguir uma melhora considerável do nível de segurança dinâmica, levando em conta a operação econômica do sistema, sem corte de carga.
- Incrementar novas alternativas de estudo da segurança de sistemas de potência, permitindo a inclusão da análise da segurança de tensão.
- Usar a formulação do FPO não linear na etapa de reprogramação econômica da geração para uma modelagem mais realista da problemática da análise da segurança.
- Inclusão de ferramentas gráficas interativas, tais como uma plataforma gráfica para a simulação de sistemas de potência. Atualmente, a tendência é poder integrar plataformas gráficas em Java com o objetivo de aproveitar bibliotecas nativas de sistemas computacionais distribuídos.

APÊNDICES

Apêndice A

DADOS DOS SISTEMAS DE TESTE

A.1 Nomenclatura

Dados da Barras

B	Número da barra
NAME	Nome da barra
T	Tipo da barra
VM	Módulo da tensão (p.u.)
VA	Ângulo da tensão (graus)
PD	Potência ativa de carga (MW)
QD	Potência reativa de carga (MVAR)
PG	Geração de potência ativa (MW)
QG	Geração de potência reativa (MVAR)
GS	Condutância shunt (MW para $V = 1.0$ p.u.)
BS	Susceptância shunt (MVAR para $V = 1.0$ p.u.)
KV	Tensão base (kV)

Dados dos Ramos

NF	Número da barra de saída
NT	Número da barra de chegada
T	Tipo do ramo
R	Resistência (p.u.)
X	Reatância (p.u.)
B	Susceptância total da linha (p.u.)
RATE	Máxima capacidade de transferência da potência aparente (MVA)
RATIO	Tap do transformador
SHIFT	Ângulo de defasagem do transformador em fase

Dados dos Geradores Modelo Clássico

BARRA	Número da barra
N	Número de máquinas
Xd	Reatância transitória do eixo d (p.u.)

H	Constante de inércia (MWs/MVA)
D	Constante de amortecimento (p.u.)
MVA	Potência nominal do gerador (MVA)

Dados dos Geradores Modelo Detalhado

M	Modelo do gerador
X'd	Reatância transitória no eixo d (p.u.)
X'q	Reatância transitória no eixo q (p.u.)
X _d	Reatância síncrona no eixo d (p.u.)
X _q	Reatância síncrona no eixo q (p.u.)
X'' _d	Reatância sub-transitória no eixo d (p.u.)
X'' _q	Reatância sub-transitória no eixo q (p.u.)
R	Resistência de armadura (p.u.)
cts'd	Constante de tempo transitório no eixo d (seg.)
cts'q	Constante de tempo transitório no eixo q (seg.)
cts'' _d	Constante de tempo sub-transitório no eixo d (seg.)
cts'' _q	Constante de tempo sub-transitório no eixo q (seg.)

Dados dos Sistemas de Excitação

M	Modelo IEEE do sistema de excitação
F	Filtro C.T.
Greg	Ganho do Regulador
TA	Constante de tempo TA do regulador
TB	Constante de tempo TB do regulador
Lmax	Limite máximo do regulador
Lmin	Limite mínimo do regulador
Taxa	Taxa limite do regulador
Gexc	Ganho da excitatriz
TC	Constante de tempo da excitatriz
GF	Ganho (F/BK)
TF	Constante de tempo TF (F/BK)
TD	Constante de tempo TD
LEmax	Limite máximo da excitatriz
LEmin	Limite mínimo da excitatriz

Dados de custo e limites de geração de potência ativa

BARRA	Número da barra
NOME	Nome da barra
CV	Custo variável (R\$/MWh)
LGmax	Limite de geração de potência ativa (MW)

A.1 Sistema Anderson-Fouad (WSCC) de 3 geradores

Esse sistema é composto de 3 geradores, 9 barras, 11 ramos e 3 cargas, sendo um equivalente reduzido de um sistema de potência real do *Western System Coordinating Council*. Foi proposto por Anderson & Fouad [ANDE77]. Na Figura A.1 é mostrado o diagrama unifilar.

Dados dos Modelos Estáticos

Dados das Barras

B	NOME	T	VM	VA	PD	QD	PG	QG	GS	BS	KV	
1	Barra	1	3	1.040	0.00	0.0	0.0	71.6	27.1	0.0	0.0	16.5
2	Barra	2	2	1.025	9.28	0.0	0.0	163.0	6.7	0.0	0.0	18.0
3	Barra	3	2	1.025	4.67	0.0	0.0	85.0	-10.9	0.0	0.0	13.8
4	Barra	4	0	1.026	-2.22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0
5	Barra	5	0	0.996	-3.99	125.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0
6	Barra	6	0	1.013	-3.69	90.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0
7	Barra	7	0	1.026	3.72	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0
8	Barra	8	0	1.016	0.73	100.0	35.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0
9	Barra	9	0	1.042	1.97	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0

Dados dos Ramos

NF	NT	T	R	X	B	RATE	RADIO	SHIFT
2	7	1	0.0000	0.0625	0.0000	200.0	1.0000	0.00
7	8	0	0.0085	0.0720	0.1490	100.0	0.0000	0.00
8	9	0	0.0119	0.1008	0.2090	30.0	0.0000	0.00
9	3	1	0.0000	0.0586	0.0000	90.0	1.0000	0.00
7	5	0	0.0320	0.1610	0.3060	100.0	0.0000	0.00
9	6	0	0.0390	0.1700	0.3580	50.0	0.0000	0.00
5	4	0	0.0100	0.0850	0.1760	100.0	0.0000	0.00
6	4	0	0.0170	0.0920	0.1580	100.0	0.0000	0.00
4	1	1	0.0000	0.0576	0.0000	300.0	1.0000	0.00

Dados dos Modelos Dinâmicos

Dados dos Geradores Modelo Clássico

#	BARRA	N	MVA	H	Xd	D
1	1	1	100.0	23.64	0.0608	0.0
2	2	1	100.0	6.40	0.1198	0.0
3	3	1	100.0	3.01	0.1813	0.0

Dados dos Geradores Modelo Detalhado

#	M	$X'd$	$X'q$	X_d	X_q	$X''d$	$X''q$	R	cts'd	cts'q	cts''d	cts''q
1	1	0.0608	0.0608	0.0608	0.0608	0.0608	0.0608	0.0000	99.99	9.999	0.0000	0.0000
2	1	0.1198	0.1198	0.1198	0.1198	0.1198	0.1198	0.0000	99.99	9.999	0.0000	0.0000
3	1	0.1813	0.1813	0.1813	0.1813	0.1813	0.1813	0.0000	99.99	9.999	0.0000	0.0000

Dados para o Despacho Econômico

Dados de custo e limites de geração de potência ativa

#	BARRA	NOME	CV	LGmax
1	1	Barra 1	15.0	120.0
2	2	Barra 2	10.0	163.0
3	3	Barra 3	9.0	85.0

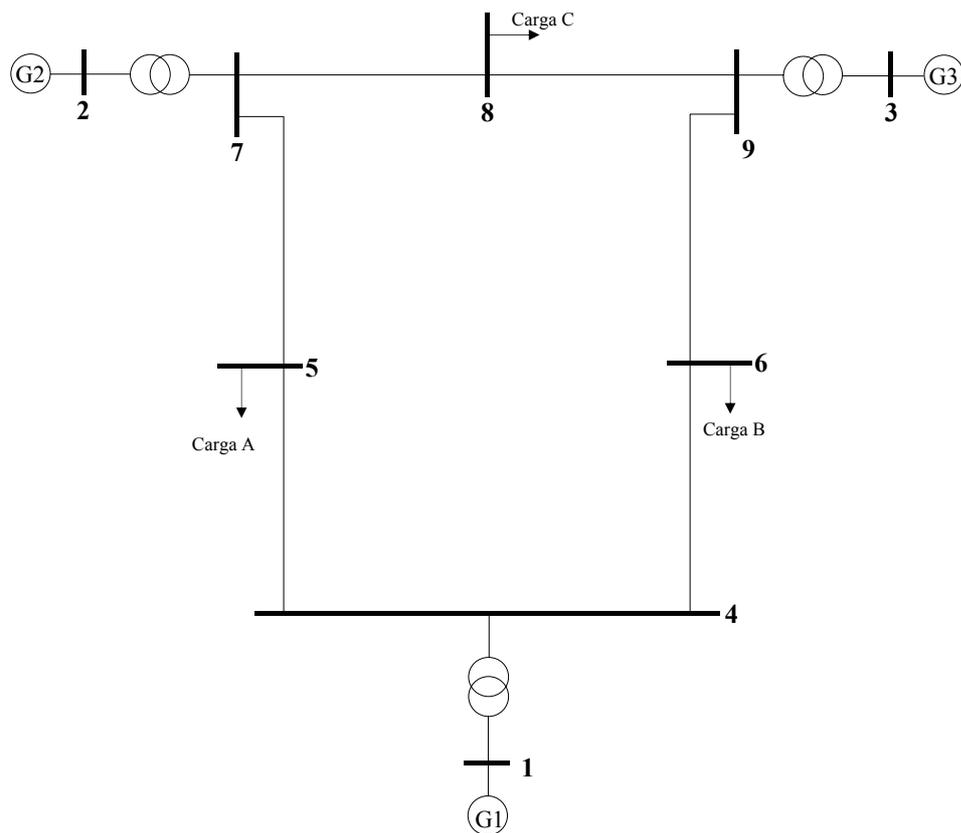


Figura A.1 Diagrama Unifilar do sistema WSCC 3 geradores – 9 barras

A.2 Sistema Sul-Sudeste Brasileiro 46 geradores

Dados dos Geradores Modelo Clássico

#	BARRA	N	MVA	H	Xd	D
1	VGRDINT	1	100.0	16.92	0.0800	0.0
2	JAGRINT	1	100.0	19.00	0.0620	0.0
3	TMARINT	1	100.0	23.88	0.0637	0.0
4	SGRDINT	1	100.0	3.44	0.3571	0.0
5	SGRDINT	2	100.0	3.44	0.3571	0.0
6	IPATINT	1	100.0	2.00	0.4000	0.0
7	ITUMINT	1	100.0	78.65	0.0142	0.0
8	MARIINT	1	100.0	76.72	0.0217	0.0
9	ESTRINT	1	100.0	54.00	0.0317	0.0
10	FURNINT	1	100.0	65.44	0.0226	0.0
11	FUNLINT	1	100.0	7.74	0.1437	0.0
12	FONTINT	1	100.0	4.53	0.2857	0.0
13	MASCINT	1	100.0	2.59	0.3047	0.0
14	NEVSINT	1	100.0	2.37	0.3450	0.0
15	NPECINT	1	100.0	2.80	0.3571	0.0
16	NPECINT	2	100.0	11.56	0.1103	0.0
17	PPASINT	1	100.0	4.34	0.3273	0.0
18	SSIMERM	1	100.0	105.72	0.0147	0.0
19	AVERERM	1	100.0	66.30	0.0173	0.0
20	ISOLERM	1	100.0	130.80	0.0091	0.0
21	JUPIERM	1	100.0	70.56	0.0172	0.0
22	CAPIERM	1	100.0	40.00	0.0421	0.0
23	PROMERM	1	100.0	15.93	0.1667	0.0
24	XAVAERM	1	100.0	21.56	0.0575	0.0
25	TSULERM	1	100.0	5.85	0.1504	0.0
26	SANGERM	1	100.0	5.85	0.1504	0.0
27	IPOMERM	1	100.0	9.30	0.1739	0.0
28	HBORERM	1	100.0	33.28	0.0383	0.0
29	PIRAERM	1	100.0	9.76	0.1200	0.0
30	GOVPERM	1	100.0	6.44	0.0911	0.0
31	FAREERM	1	100.0	37.20	0.0361	0.0
32	JLA1ERM	1	100.0	3.54	0.1351	0.0
33	PFUNERM	1	100.0	11.30	0.0984	0.0
34	SOSOERM	1	100.0	39.48	0.0304	0.0
35	SSANERM	1	100.0	28.64	0.0428	0.0
36	PREAERM	1	100.0	4.52	0.2082	0.0
37	PMEDERM	1	100.0	10.58	0.0637	0.0
38	ITAUERM	1	100.0	20.36	0.0550	0.0
39	JLA2ERM	1	100.0	9.68	0.1006	0.0
40	GUARERM	1	100.0	1.52	0.3583	0.0
41	GRAJERM	1	100.0	6.40	0.1100	0.0
42	PEX1ERM	1	100.0	4.96	0.1750	0.0
43	PEX2ERM	1	100.0	9.36	0.1314	0.0
44	PCOL138	1	100.0	5.10	0.1786	0.0
45	SCRZPEQ	1	100.0	4.13	0.1947	0.0
46	SCRZGRD	1	100.0	7.73	0.1339	0.0

Dados dos Geradores Modelo Detalhado

#	M	X'd	X'q	Xd	Xq	X''d	X''q	R	cts'd	cts'q	cts''d	cts''q
1	4	0.0800	0.1723	0.2675	0.1723	0.0567	0.0670	0.0	3.2600	0.0000	0.0300	0.0650
2	4	0.0620	0.1294	0.2175	0.1294	0.0312	0.0653	0.0	3.1400	0.0000	0.0600	0.1070
3	4	0.0637	0.1164	0.1875	0.1164	0.0404	0.0490	0.0	3.5000	0.0000	0.0550	0.0900
4	4	0.3571	0.8090	1.4935	0.8090	0.2410	0.3677	0.0	4.1500	0.0000	0.0500	0.0900
5	4	0.3571	0.8090	1.4935	0.8090	0.2410	0.3677	0.0	4.1500	0.0000	0.0500	0.0900
6	4	0.4000	1.1000	1.6000	1.1000	0.2500	0.2500	0.0	6.0000	0.0000	0.0600	0.1000
7	4	0.0142	0.0285	0.0400	0.0285	0.0109	0.0148	0.0	8.3000	0.0000	0.0600	0.0300
8	4	0.0217	0.0414	0.0697	0.0414	0.0164	0.0151	0.0	5.4000	0.0000	0.0800	0.1200
9	4	0.0317	0.0625	0.1042	0.0625	0.0263	0.0263	0.0	5.6000	0.0000	0.0800	0.1500
10	4	0.0226	0.0437	0.0641	0.0437	0.0160	0.0168	0.0	5.5000	0.0000	0.0850	0.2214
11	4	0.1437	0.2874	0.4377	0.2874	0.1267	0.1274	0.0	8.1300	0.0000	0.0480	0.1400
12	4	0.2857	0.6667	1.2800	0.6667	0.0108	0.0122	0.0	9.9800	0.0000	0.0600	0.0850
13	4	0.3047	0.6407	0.9437	0.6407	0.2667	0.3567	0.0	9.4400	0.0000	0.0810	0.1280
14	4	0.3450	1.0000	1.3400	1.0000	0.2100	0.2600	0.0	6.9000	0.0000	0.0600	0.1300
15	4	0.3571	1.1980	1.8855	1.1980	0.2142	0.3285	0.0	9.9800	0.0000	0.0600	0.0850
16	4	0.1103	0.2500	0.4423	0.2500	0.0705	0.0915	0.0	9.5000	0.0000	0.0500	0.0850
17	4	0.3273	0.6365	1.2365	0.6365	0.2272	0.3273	0.0	7.5000	0.0000	0.0400	0.0800
18	4	0.0147	0.0380	0.0558	0.0380	0.0112	0.0112	0.0	7.0000	0.0000	0.0660	0.1400
19	4	0.0173	0.0380	0.0607	0.0380	0.0133	0.0167	0.0	6.2000	0.0000	0.0430	0.0744
20	4	0.0091	0.0205	0.0256	0.0205	0.0074	0.0088	0.0	4.2800	0.0000	0.0400	0.0920
21	4	0.0172	0.0351	0.0542	0.0351	0.0115	0.0115	0.0	3.9300	0.0000	0.0600	0.1375
22	4	0.0421	0.0772	0.1194	0.0772	0.0309	0.0309	0.0	6.8500	0.0000	0.0300	0.0900
23	4	0.1667	0.2100	0.3667	0.2100	0.1267	0.0800	0.0	7.0000	0.0000	0.0310	0.0290
24	4	0.0575	0.1152	0.1711	0.1152	0.0455	0.0543	0.0	4.1500	0.0000	0.0215	0.0280
25	4	0.1504	0.4760	0.7240	0.4760	0.0972	0.1172	0.0	11.5000	0.0000	0.0400	0.1100
26	4	0.1504	0.4760	0.7240	0.4760	0.0972	0.1172	0.0	11.5000	0.0000	0.0400	0.1100
27	4	0.1739	0.3060	0.4660	0.3060	0.1217	0.1391	0.0	5.7000	0.0000	0.0310	0.0800
28	4	0.0383	0.0681	0.1150	0.0681	0.0237	0.0237	0.0	7.0000	0.0000	0.0500	0.0600
29	4	0.1200	0.1250	0.6300	0.6200	0.0765	0.0765	0.0	9.8000	0.0000	0.0400	0.0600
30	4	0.0911	0.2405	0.3650	0.2405	0.0638	0.0856	0.0	6.1000	0.0000	0.0600	0.0900
31	4	0.0361	0.0819	0.1097	0.0819	0.0289	0.0337	0.0	7.9200	0.0000	0.0600	0.0900
32	4	0.1351	0.1351	1.3240	1.3240	0.0811	0.0900	0.0	5.0000	0.0000	0.0330	0.0660
33	4	0.0984	0.2392	0.3385	0.2392	0.0754	0.0938	0.0	4.9100	0.0000	0.0300	0.0400
34	4	0.0304	0.0549	0.1098	0.0549	0.0225	0.0275	0.0	8.8100	0.0000	0.0500	0.0700
35	4	0.0428	0.0842	0.1241	0.0842	0.0314	0.0314	0.0	10.0000	0.0000	0.0400	0.1300
36	4	0.2082	0.5438	0.7750	0.5438	0.1938	0.1986	0.0	9.5600	0.0000	0.0310	0.0440
37	4	0.0637	0.0637	0.4728	0.4728	0.0491	0.0518	0.0	6.3400	0.0000	0.0324	0.1090
38	4	0.0550	0.1457	0.2106	0.1457	0.0435	0.0464	0.0	9.0000	0.0000	0.0400	0.0910
39	4	0.1006	0.7418	0.7415	0.7418	0.0771	0.0771	0.0	4.8900	0.0000	0.0300	0.5600
40	4	0.3583	1.0415	1.6500	1.0415	0.2083	0.1917	0.0	9.2000	0.0000	0.0930	0.0410
41	4	0.1100	0.2625	0.4500	0.2625	0.0500	0.0550	0.0	8.0000	0.0000	0.0600	0.2000
42	4	0.1750	0.3100	0.5150	0.3100	0.1350	0.1350	0.0	6.8300	0.0000	0.0500	0.1000
43	4	0.1314	0.1833	0.3050	0.1833	0.1186	0.1250	0.0	5.0000	0.0000	0.0500	0.1000
44	4	0.1786	0.3571	0.5200	0.3571	0.1190	0.1369	0.0	3.5000	0.0000	0.0630	0.0360
45	4	0.1947	0.3625	1.5600	1.5120	0.1156	0.1135	0.0	7.2000	0.0000	0.0600	0.1070
46	4	0.1339	0.4960	0.7277	0.7160	0.1121	0.1121	0.0	5.3600	0.0000	0.0420	0.2530

Dados dos Sistemas de Excitação

#	M	F	Greg	TA	Lmax	Lmin	Taxa	Gexc	TC	GF	TF	TD	LEmax	LEmin
1	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
2	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
3	1	0.040	576.0	0.12	13.00	-13.00	99.99	3.64	1.82	0.075	1.200	0.00	3.571	-9.999
4	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
5	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
6	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
7	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
8	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
9	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
10	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
11	1	0.070	160.0	0.10	3.25	-3.25	99.99	1.00	0.65	0.054	1.000	0.00	3.250	-9.999
12	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
13	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
14	1	0.100	20.0	1.00	10.40	-1.60	99.99	1.00	0.01	0.000	9.999	0.00	10.400	-9.999
15	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
16	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
17	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
18	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
19	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
20	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
21	1	0.000	416.0	0.08	8.05	-1.10	99.99	1.00	0.84	0.020	3.700	0.00	8.050	-9.999
22	1	0.100	50.0	0.03	3.30	-1.50	99.99	1.00	0.01	0.000	9.999	0.00	3.300	-9.999
23	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
24	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
25	1	0.000	200.0	0.01	18.00	-18.00	99.99	1.00	0.05	0.000	9.999	0.00	18.000	-9.999
26	1	0.000	200.0	0.01	18.00	-18.00	99.99	1.00	0.05	0.000	9.999	0.00	18.000	-9.999
27	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
28	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
29	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
30	1	0.000	69.5	0.04	1.80	-1.50	99.99	1.00	0.08	0.035	1.000	0.00	1.800	-9.999
31	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
32	1	0.000	30.0	0.40	1.05	-1.05	99.99	1.00	0.05	0.088	0.800	0.00	1.050	-9.999
33	1	0.000	120.0	0.10	7.60	-1.50	99.99	1.00	0.80	0.060	1.000	0.00	7.600	-9.999
34	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
35	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
36	1	0.000	50.0	0.10	1.00	-1.00	99.99	1.00	0.25	0.060	2.000	0.00	1.000	-9.999
37	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
38	1	0.000	200.0	0.17	4.00	-4.00	99.99	1.00	0.20	0.210	1.000	0.00	4.000	-9.999
39	1	0.000	180.0	0.01	3.75	-2.94	99.99	1.00	0.50	0.082	0.900	0.00	3.750	-9.999
40	1	0.100	25.0	0.25	1.50	-1.50	99.99	1.00	0.25	0.400	4.500	0.00	1.500	-9.999
41	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
42	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
43	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
44	1	0.100	40.0	0.10	1.05	-1.05	99.99	1.00	1.00	0.200	2.000	0.00	1.050	-9.999
45	1	0.200	400.0	0.05	2.77	-2.77	99.99	1.00	0.80	0.045	0.600	0.00	2.770	-9.999
46	2	0.200	670.0	0.02	4.38	-3.94	99.99	1.00	0.25	0.450	2.000	2.00	4.380	-9.999

Dados para o Despacho Econômico

Dados de custo e limites de geração de potência ativa

#	BARRA	NOME	CV	LGmax
1	2	VGRDINT	10.0	378.0
2	3	JAGRINT	11.0	402.0
3	4	TMARINT	10.0	365.0
4 e 5	5	SGRDINT	11.0	98.0
7	8	ITUMINT	11.0	1642.0
8	9	MARIINT	10.0	1426.0
9	11	ESTRINT	11.0	1036.0
10	12	FURNINT	10.0	1201.0
11	14	FUNLINT	11.0	208.0
12	29	FONTINT	10.0	129.0
13	41	MASCINT	11.0	109.0
15 e 16	45	NPECINT	11.0	342.0
17	47	PPASINT	10.0	87.0
18	50	SSIMERM	12.5	2000.0
19	51	AVERERM	10.0	1157.0
20	52	ISOLERM	11.0	2707.0
21	53	JUPIERM	10.0	1014.0
22	54	CAPIERM	11.0	536.0
23	55	PROMERM	10.0	221.0
24	56	XAVAERM	11.0	347.0
27	59	IPOMERM	10.0	148.0
28	60	HBORERM	11.0	781.0
29	61	PIRAERM	10.0	170.0
30	62	GOVPERM	11.0	152.0
31	63	FAREERM	10.0	772.0
32	64	JLA1ERM	11.0	65.0
33	65	PFUNERM	10.0	133.0
34	66	SOSOERM	11.0	950.0
35	67	SSANERM	10.0	592.0
36	68	PREAERM	11.0	110.0
37	69	PMEDERM	10.0	50.0
38	71	ITAUERM	11.0	360.0
39	72	JLA2ERM	10.0	240.0
42	75	PEX1ERM	11.0	179.0
43	76	PEX2ERM	10.0	268.0
44	121	PCOL138	11.0	150.0
45	856	SCRZPEQ	10.0	75.0
46	857	SCRZGRD	11.0	205.0

A tabela anterior apresenta as seguintes características:

- Estabelece-se um gerador equivalente por barra para os grupos de máquinas conectadas às barras 5 “SGRDINT” (máquinas 4 e 5) e 45 “NPECINT” (máquinas 15 e 16).
- Não são considerados os compensadores síncronos representadas pelas máquinas: 6, 14, 25, 26, 40 e 41.

Apêndice B

IMPLEMENTAÇÃO DE APLICAÇÕES DISTRIBUÍDAS COM CORBA - C++ BUILDER

Um dos passos mais importantes no processo de desenvolvimento de aplicações, consiste na identificação dos objetos que fazem parte da mesma; ou seja, devem ser identificados os objetos envolvidos na implementação, que geralmente são: um cliente e um servidor, no caso de aplicações distribuídas que usam o modelo de arquitetura cliente-servidor. Em seguida, deve-se formular a implementação conforme a estrutura da linguagem juntamente com o compilador de idl adotado que, neste caso, é o VisiBroker para C++. A seguir, os passos gerais que devem ser seguidos para se montar uma aplicação cliente-servidor utilizando o compilador de idl's VisiBroker para C++ e a linguagem C++.

B.1 Construção da Aplicação

1. Escreve-se um arquivo “Nome.idl” com a especificação da interface de cada objeto servidor;
2. Usa-se o compilador de IDL do VisiBroker (idl2cpp) para gerar o código de acesso de clientes a objetos (designado *stubs*), nos arquivos “Nome_c.cpp” e “Nome_c.hh”, e o código de recepção de mensagens e ativação de funções do objeto (designado *skeletons*), nos arquivos “Nome_s.cpp” e “Nome_s.hh”;
3. Programa-se o código do cliente em “Cliente.cpp”. Para usar o objeto no servidor define-se uma variável do tipo referência para objeto (pode ser “interf_ptr” ou “interf_var” para uma interface com o nome “interf”) definido em “Nome_c.hh”.

Após inicializada, a variável permite realizar todas as operações definidas na interface;

4. Programa-se o código do servidor estendendo a classe abstrata pura (com o nome “_sk_interf”) definida em “Nome_s.hh”, onde se define a implementação de todas as funções. O objeto só fica ativo após se registrar no BOA (*Basic Object Adapter*), o componente do ORB que recebe as invocações;
5. Compilam-se os programas cliente e servidor utilizando o compilador de C++;
6. Inicializa-se o servidor;
7. Inicializa-se o cliente que, utilizando o ORB, se comunica com o objeto no servidor.

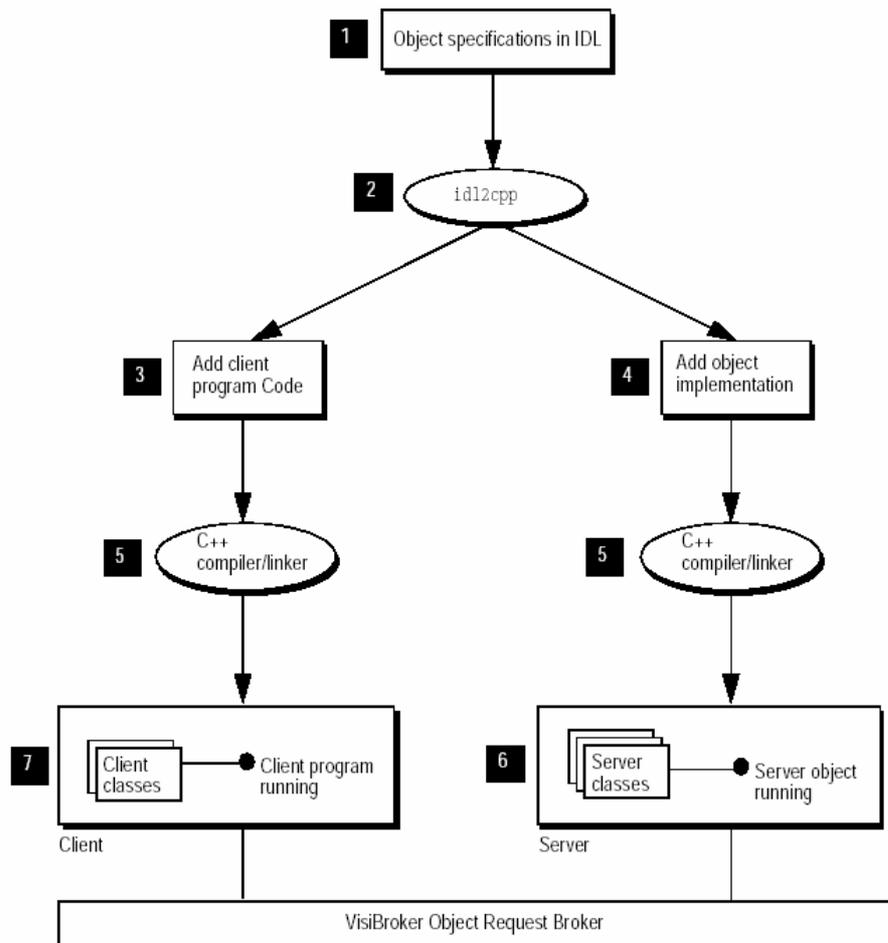


Figura B.1 Exemplo de Aplicação Distribuída

Os passos citados no processo acima fazem referência à construção de aplicações distribuídas em qualquer ferramenta de construção de software que use a linguagem de programação C++. Entretanto, atualmente existem ferramentas que apresentam maiores facilidades na construção de aplicações, sejam elas distribuídas ou não; por exemplo, a ferramenta de desenvolvimento de software da Borland Corporation C++ Builder 5.0. Nesta seção, será apresentada de forma bastante resumida a construção de um exemplo de aplicação distribuída usando o C++ Builder 5.0.

Para construção de aplicações distribuídas, existe uma janela que apresenta todas as funcionalidades necessárias para a construção de ambientes distribuídos. Esta janela se localiza em File, New, Others e palheta Multitier, como na Figura B.2.

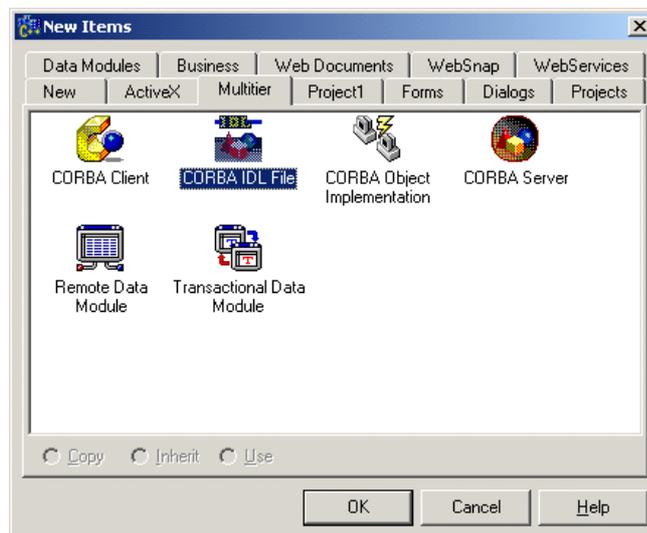


Figura B.2 Janela que apresenta funcionalidades de aplicações distribuídas.

O próximo passo é a criação das aplicações cliente e servidor:

1. *Servidor.* Para a criação da aplicação servidora você deve ir à janela da Figura B.2 e selecionar a opção CORBA Server, onde aparecerá uma janela que perguntará se você deseja adicionar ou criar um arquivo de interface e se você quer utilizar uma janela visual ou uma console. Nesse exemplo, você deve selecionar um novo arquivo de interface e uma janela visual. Depois dessa janela, serão criados três arquivos: o de projeto, que conterà as inicializações do

ORB e BOA, o arquivo de interface, que deverá ser editado como na Figura B.3, e o arquivo do formulário para a manipulação da interface, que deve ser criada conforme a sua criatividade.

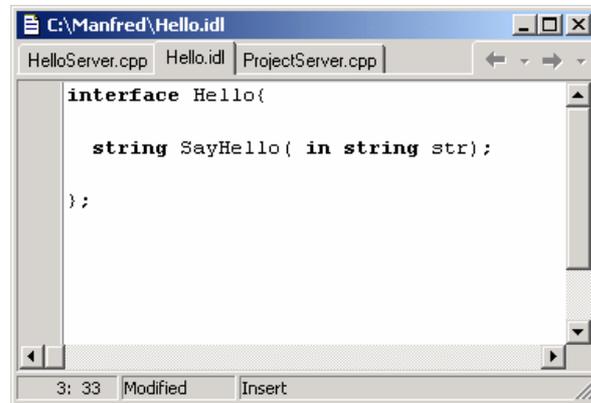


Figura B.3 Janela de edição do arquivo de extensão idl.

Depois de editar o arquivo de interface, é hora de criar o *Object Implementation*, que conterà a implementação dos serviços escritos na interface. Para criá-lo, basta ir à janela da Figura B.2 e selecionar o item CORBA Object Implementation, onde aparecerá um arquivo com as funções definidas na sua interface e é onde você deve implementar o código da função definida na interface, como na Figura B.4.

```

HelloServer.cpp
Unit1.cpp | Hello.idl | HelloServer.cpp | Hello_s.cpp | Hello_c.cpp | Project2.cpp |
//-----
#pragma hdrstop
#include <corba.h>
#include "HelloServer.h"
//-----
#pragma package(smart_init)

HelloImpl::HelloImpl(const char *object_name):
    _sk_Hello(object_name)
{
}

char* HelloImpl::SayHello(const char* _str)
{
}
1: 1 Modified Insert \HelloServer.cpp\HelloServer.h/

```

Figura B.4 Janela de edição do Object Implementation.

Feito isso, a sua aplicação servidora esta concluída, bastando apenas executá-la.

2. *Cliente*. Para o desenvolvimento de uma aplicação cliente, você deve ir à janela da Figura B.2 e selecionar a opção CORBA Client, onde aparecerá uma janela na qual você deve adicionar o mesmo arquivo de interface utilizado para a criação da aplicação servidora. Feito isso, aparecerão dois arquivos: o de projeto, que conterà as inicializações do ORB e BOA, e o arquivo de formulário para a criação da interface, que será implementada conforme a sua criatividade. Construída a interface, basta agora criar um objeto que referencie o servidor. Para isso, você deve incluir no arquivo do formulário o arquivo “nome_interf_c.hh” e usar um dos dois tipos de referência existentes, “nome_interf_var” ou “nome_interf_ptr”, inicializando-as com a função Nome_Interf::_bind(), como no exemplo abaixo:

Nome_Interf_var hello = Nome_Interf::_bind(“Nome do Objeto”);

Feito isso, o cliente já pode acessar qualquer função definida na interface e implementada pela classe *Object Implementation*.

Apêndice C

MÉTODO SIMPLEX

C.1 Programação Linear

No ano 1947, George Dantzig desenvolveu a programação linear e o método simplex como um procedimento geral para resolvê-la. Desde a sua aparição, a programação linear foi classificada como um dos avanços científicos mais notáveis do século XX e tem sido aplicada a muitos problemas gerais de atividades competitivas. Assim, o método simplex encontrou uma ampla aplicação em diferentes áreas de conhecimento como a engenharia, medicina, economia, biologia, etc. A programação linear utiliza um modelo matemático para descrever o problema. Este modelo está constituído unicamente por funções lineares e, por isso, o adjetivo *linear*. A palavra *programação* se refere a seu equivalente planejamento. Por isso, a programação linear trata do planejamento de atividades para se obter um resultado ótimo entre todas as possibilidades, segundo uma meta especificada.

A forma padrão do modelo de programação linear é a seguinte:

$$\text{Maximizar } Z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$$

Sujeito a :

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2$$

$$\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m$$

$$x_1 \geq 0, \quad x_2 \geq 0, \quad \dots, \quad x_n \geq 0$$

As variáveis x_1, x_2, \dots, x_n são as variáveis de decisão.

$$\text{Maximizar } Z = \underline{c}^T \underline{x}$$

$$\Rightarrow \text{Sujeito a :} \quad \quad \quad (C.1)$$

$$\underline{Ax} \leq \underline{b}$$

$$\underline{x} \geq \underline{0}$$

Assim, por exemplo o problema,

$$\begin{aligned}
 & \text{Maximizar} && 3x_1 + 5x_2 \\
 & \text{Sujeito a} && \\
 & && x_1 \leq 4 \\
 & && 2x_2 \leq 12 \\
 & && 3x_1 + 2x_2 \leq 18 \\
 & && x_1 \geq 0, \quad x_2 \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{C.2}$$

é um problema de programação linear e tem pontos que satisfazem todas as restrições, gerando uma região conhecida como região factível (ver Figura C.1). No conjunto de pontos factíveis, existe um ponto considerado o melhor segundo o critério estabelecido ao avaliar a função objetivo (maximizar ou minimizar o valor de Z). Este ponto é conhecido como solução ótima.

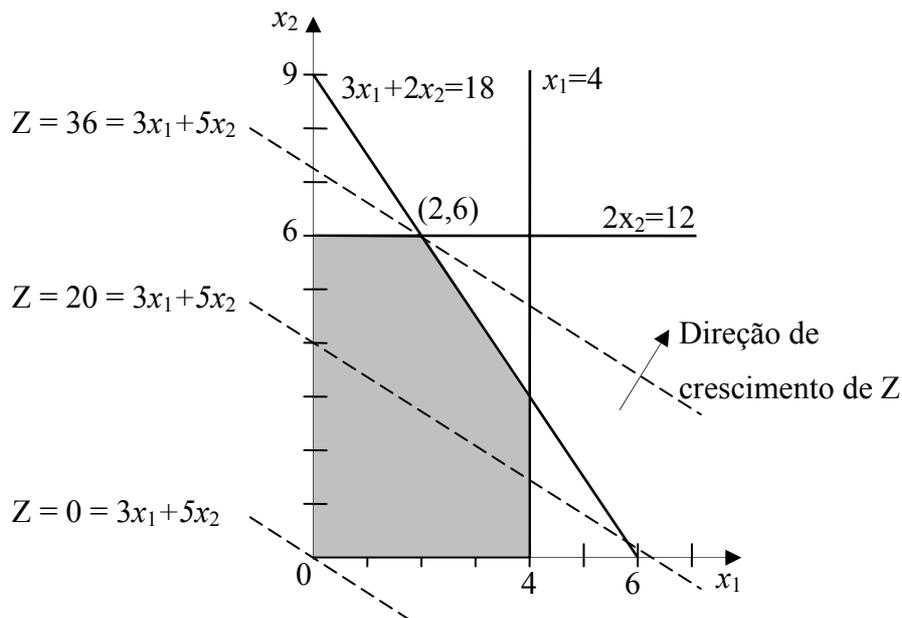


Figura C.1 Região Factível do problema de programação linear C.2.

Para conseguir o máximo, é necessário seguir a direção do gradiente da função objetivo (com o sentido oposto se busca o mínimo), devido a que este indica a direção de maior crescimento da função dentro da região factível.

No exemplo, se a reta $Z = 3x_1 + 5x_2 = 0$ é deslocada paralelamente na direcção do gradiente, como é mostrado na Figura A.1, tão longe como seja possível, o último ponto é $\underline{x}^* = (x_1, x_2) = (2, 6)$ no qual o valor de Z é 36 e é o valor máximo. Por isso, o ponto \underline{x}^* é o ponto ótimo.

O procedimento descrito anteriormente pode solucionar qualquer problema de programação linear, não sendo um processo de aplicação geral porque, ao aumentar o número de variáveis de decisão, a região factível não pode ser representada. Por isso, foram desenvolvidos métodos algébricos que permitem trabalhar o problema sem necessidade de conhecer a região factível, sendo o simplex o primeiro método desenvolvido para a solução deste tipo de problema.

C.2 Método Simplex

O método simplex pode ser resumido como a procura da solução ótima do problema de PL nos vértices da região factível, se deslocando de um vértice para um outro que apresenta uma melhor solução ou não pior. A procura de um vértice melhor fundamenta-se na idéia apresentada do gradiente, porém utilizando a em relação ao eixo de cada variável de decisão.

Basicamente, é um método matricial que utiliza operações elementares de matrizes na procura do ótimo. Para sua aplicação, é preciso que o problema se encontre na forma padrão; ou seja, que as restrições sejam formuladas na forma de igualdades e que todos os coeficientes do lado direito (b_i) sejam maiores ou iguais a zero. Pode-se lograr realizando (se for necessário) as seguintes modificações:

$$\begin{aligned}
 x_j > L & \Rightarrow x_j = x_j^- + L ; L < 0, x_j^- > 0 \\
 -\infty < x_j < +\infty & \Rightarrow x_j = x_j^+ - x_j^- ; x_j^+ > 0, x_j^- > 0 \\
 \sum_j c_{ij} x_j < b_i & \Rightarrow \sum_j c_j x_j + x'_i = b_i \\
 \sum_j c_{ij} x_j > b_i & \Rightarrow \sum_j (-c_{ij}) x_j + x'_i = -b_i \\
 \sum_j c_{ij} x_j = b_i & \Rightarrow \sum_j (-c_{ij}) x_j + x''_i = -b_i ; b_i \leq 0
 \end{aligned} \tag{C.3}$$

Em que $x_i > 0$ e $b_i > 0$, a menos que se indique o contrário. As variáveis x'_i se denominam variáveis de folga, enquanto que as x''_i se denominam variáveis artificiais. As variáveis artificiais devem ter valor zero no ponto ótimo porque não formam parte do problema original, ao passo que as variáveis de folga representam o grau de liberdade que tem o problema, devido às restrições de desigualdade, sendo aproveitadas pelo método simplex para achar a solução do problema.

Assim, o problema C.2 pode ser levado na forma padrão do método simplex

$$\begin{array}{ll}
 \text{Maximizar} & 3x_1 + 5x_2 \\
 \text{Sujeito a} & \\
 x_1 & \leq 4 \\
 2x_2 & \leq 12 \\
 3x_1 + 2x_2 & \leq 18 \\
 x_1 \geq 0, & x_2 \geq 0
 \end{array}
 \quad \Rightarrow \quad
 \begin{array}{ll}
 \text{Maximizar} & 3x_1 + 5x_2 \\
 \text{Sujeito a} & \\
 x_1 & + x_{s1} = 4 \\
 2x_2 & + x_{s2} = 12 \\
 3x_1 + 2x_2 & + x_{s3} = 18 \\
 x_1 \geq 0, & x_2 \geq 0 \quad x_{s1} \geq 0 \quad x_{s2} \geq 0 \quad x_{s3} \geq 0
 \end{array}
 \quad (\text{C.4})$$

Expressado o problema C.2 em uma forma equivalente para o método simplex, é preciso conhecer uma solução factível inicial para logo iniciar a procura da solução ótima.

Devido ao fato de que o conjunto de equações forma uma matriz retangular, é necessário que algumas variáveis tomem arbitrariamente o valor zero (estas variáveis serão denominadas variáveis não básicas) de modo que se consiga uma matriz quadrada para poder calcular os valores das outras variáveis (as quais são conhecidas como variáveis básicas) conseguindo a solução básica factível inicial.

As equações na forma matricial do problema C.4. são

$$A'x = [A | I]x = b \quad \Rightarrow \quad \left[\begin{array}{cc|ccc} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 1 & 0 \\ 3 & 2 & 0 & 0 & 1 \end{array} \right] \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_{s1} \\ x_{s2} \\ x_{s3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 \\ 12 \\ 18 \end{bmatrix} \quad (\text{C.5})$$

Uma solução inicial factível seria $(x_1, x_2, x_{s1}, x_{s2}, x_{s3}) = (0, 0, 4, 12, 18)$ com $Z = 0$. x_1 e x_2 são as variáveis não básicas e, da forma como elas variarem dependerá a próxima solução factível. Por isso, é conveniente expressar Z em função de x_1 e x_2 (das variáveis não básicas) e que as variáveis básicas apareçam somente uma vez dentro da matriz aumentada. Para maior facilidade, pode-se colocar esses elementos em uma tabela simplex, adicionando-os à função objetivo juntamente com Z , como uma variável básica permanente. Assim:

Tabela para a solução factível inicial

$$\left[\begin{array}{c|cccccc|c} & Z & x_1 & x_2 & x_{s1} & x_{s2} & x_{s3} & b \\ \hline Z & 1 & -3 & -5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline x_{s1} & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 4 \\ x_{s2} & 0 & 0 & 2 & 0 & 1 & 0 & 12 \\ x_{s3} & 0 & 3 & 2 & 0 & 0 & 1 & 18 \end{array} \right] \quad (\text{C.6})$$

Ao intentar maximizar $Z = 3x_1 + 5x_2$, tem-se duas possíveis direções de busca segundo os eixos x_1 e x_2 com derivadas direcionais $\frac{\partial Z}{\partial x_1} = 3$, $\frac{\partial Z}{\partial x_2} = 5$.

Deve-se notar que Z já não poderá crescer se, em algum momento, todas as derivadas direcionais forem menores ou iguais a zero. Logo, Z aumentará mais rápido se aumentar x_2 e esta variável deve entrar na base. Quanto deve aumentar o valor de x_2 ? Isso dependerá dos valores possíveis que pode tomar quando a variável sair da base. Assim, tem-se:

$$\left[\begin{array}{c|cccccc|c} & Z & x_1 & x_2 & x_{s1} & x_{s2} & x_{s3} & b \\ \hline Z & 1 & -3 & -5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline x_{s1} & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 4 \\ x_{s2} & 0 & 0 & 2 & 0 & 1 & 0 & 12 \\ x_{s3} & 0 & 3 & 2 & 0 & 0 & 1 & 18 \end{array} \right] \Rightarrow \begin{array}{l} x_{s1} = 0, \quad x_2 = 4/0 = \infty \\ x_{s2} = 0, \quad x_2 = 12/2 = 6 \\ x_{s3} = 0, \quad x_2 = 18/2 = 9 \end{array} \quad (C.7)$$

Para não contrariar as restrições iniciais, escolhe-se o valor mínimo, neste caso $x_2 = 6$, porque qualquer outro valor faria com que alguma variável básica se tornasse negativa.

Tabela corrigida para a primeira iteração

$$\left[\begin{array}{c|cccccc|c} & Z & x_1 & x_2 & x_{s1} & x_{s2} & x_{s3} & b \\ \hline Z & 1 & -3 & 0 & 0 & 5/2 & 0 & 30 \\ \hline x_{s1} & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 4 \\ x_2 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1/2 & 0 & 6 \\ x_{s3} & 0 & 3 & 0 & 0 & -1 & 1 & 6 \end{array} \right] \quad (C.8)$$

Pode-se observar que a nova solução factível $(x_1, x_2, x_{s1}, x_{s2}, x_{s3}) = (0, 6, 4, 0, 6)$ faz com que Z tenha o valor 30, de modo que está melhorando. Agora, Z se encontra expressado como $Z = 3x_1 - 2.5x_{s2}$ e pode aumentar na direção de x_1 . Novamente, calcula-se o valor que deve tomar.

$$\left[\begin{array}{c|cccccc|c} & Z & x_1 & x_2 & x_{s1} & x_{s2} & x_{s3} & b \\ \hline Z & 1 & -3 & 0 & 0 & 5/2 & 0 & 30 \\ \hline x_{s1} & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 4 \\ x_2 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1/2 & 0 & 6 \\ x_{s3} & 0 & 3 & 0 & 0 & -1 & 1 & 6 \end{array} \right] \Rightarrow \begin{array}{l} x_{s1} = 0, \quad x_1 = 4/0 = \infty \\ x_2 = 0, \quad x_1 = 6/1 = 6 \\ x_{s3} = 0, \quad x_1 = 6/3 = 2 \end{array} \quad (C.9)$$

De modo que $x_1 = 3$, em que a tabela reordenada fica como:

Tabela corrigida para a segunda iteração

$$\left[\begin{array}{c|cccccc|c} & Z & x_1 & x_2 & x_{s1} & x_{s2} & x_{s3} & b \\ \hline Z & 1 & 0 & 0 & 0 & 3/2 & 1 & 36 \\ \hline x_{s1} & 0 & 0 & 0 & 1 & 1/3 & -1/3 & 2 \\ x_2 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1/2 & 0 & 6 \\ x_1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1/3 & 1/3 & 2 \end{array} \right] \quad (\text{C.10})$$

A nova solução factível $(x_1, x_2, x_{s1}, x_{s2}, x_{s3}) = (2, 6, 2, 0, 0)$ é ótima porque $Z = -1.5x_{s2} - x_{s3}$ e não pode aumentar ainda mais seu valor de $Z = 36$; concordando com a solução $\underline{x}^* = (x_1, x_2) = (2, 6)$ obtida graficamente.

Finalmente, são resumidos a seguir os passos para a solução de um problema utilizando o método simplex:

- Colocar o problema na forma padrão para o método simplex ($A'x = [A | I]x = b$).
- Escolher a variável básica que tem que entrar, aquela que apresentar o maior coeficiente na função objetivo. A variável básica que tem que sair é aquela que primeiro alcançar o valor zero ao aumentar o valor da variável básica que entrar. É eliminada a variável básica que entra na função objetivo.
- É realizada a prova de otimalidade, observando se os coeficientes das variáveis não básicas na função objetivo são positivos. Caso contrário, voltar ao passo anterior.

O simplex é um método muito valioso que permite determinar a solução ótima de um problema. Se não existir solução ótima, informa se o problema é não factível ou se a função objetivo pode crescer indefinidamente.

Adicionalmente, pode-se obter as sensibilidades ou custos marginais associados a cada restrição. Assim, no exemplo utilizado, a solução do problema é

$Z + 0x_{s1} + 1.5x_{s2} + x_{s3} = 36$, o que significa que Z é sensível às restrições $2x_2 \leq 12 = b_2$ e $3x_1 + 2x_2 \leq 18 = b_3$, mas não à restrição $x_1 \leq 4 = b_1$. Por isso:

$$\frac{\partial Z}{\partial b_1} = 0, \quad \frac{\partial Z}{\partial b_2} = 1.5, \quad \frac{\partial Z}{\partial b_3} = 1 \quad (\text{C.11})$$

O que é possível determinar que atividade tem um maior impacto sobre o processo e destinar para aquela atividade o maior recurso possível.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABRA01] A. Silberschatz, G. Gagne e P. B. Galvin. *Sistemas Operacionais: Conceitos e Aplicações*. Campus, Brasil, 2001.
- [ANDE77] P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Iowa State University Press, USA, 1977.
- [ATHA79] T. Athay, R. Podmore and S. Virmani, “A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability”, *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol.98, no.2, pp.573-584, Mar./Apr. 1979.
- [AZEVO1] G. P. Azevedo and A. L. Oliveira Filho, “Control centers with open architectures”, *IEEE Computer Applications in Power*, vol.14, no.4, pp.27-32, Oct. 2001.
- [BALU92] N. Balu at.al., “On-line power system security analysis”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no.2, pp.262-282, Feb. 1992.
- [BAZA91] M.S. Bazaraa, J.J. Jarvis and H.D. Sherali, *Linear Programming and Network Flows*, John Wiley & Sons, 2nd. Ed., 1990.
- [BLAN78] G.L. Blankenship and I.H. Fink, “Statistical characterizations of Power system stability and security”, in Proc. 2nd Lawrence Symp. Systems and Decision Sciences, pp. 62-70, Oct. 1978.
- [BORL01] Borland Software Corporation, *VisiBroker® for C++: Programmer’s Guide*, Borland Software Corporation, U.S.A., 2001.
- [BORG00] C.L.T. Borges, D.M. Falcão and G.N. Taranto, “Cluster based power system analysis applications”, *IEEE International Conference on Cluster Computing*, pp.193-200, 2000.

- [CHAV97] V. Chadalavada, V. Vittal, G. C. Ejebe, G. D. Irisarri, J. Tong, G. Pieper and M. McMullen, “An On-line Contingency Filtering Scheme for Dynamic Security Assessment”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.12, no.1, pp. 153–161, Feb. 1997.
- [CHIA99a] H-D. Chiang, C-S. Wang and H. Li, “Development of BCU classifiers for on-line dynamic contingency screening of electric power systems”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.14, no.2, pp.660-666, May 1999.
- [CHIA99b] H.D. Chiang, A.K. Subramanian, “BCU dynamic security assessor for practical power system models”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol.1, pp.287-290, Jul. 1999.
- [CORR92] P.H. Corredor, *Operación Económica de Sistemas de Potencia*, Editorial U.P.B., Colombia, 1992.
- [COUL99] G. Coulouris, J. Dollimore and T. Kindberg, *Distributed Systems – Concepts and Design*. Addison-Wesley, 2nd. Ed., 1999.
- [DEMA94] T. Demaree, K. Athay, Y. Cheung, Y. Mansour, E. Vaahedi, A. Chang and B. Corns, “An On-line dynamic security analysis system implementation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.9, no.4, pp.1716-1722, Nov. 1994.
- [DYLI67] T.E. DyLiacco, “The Adaptive Reliability Control System”, *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol.86, pp.517-531, 1967.
- [DYLI74] T.E. DyLiacco, “Real-time Computer Control of Power System”, *Proceedings of the IEEE*, vol.62, pp.884-891, Jul. 1974.
- [EJEB98] G.C. Ejebe et.al., “Online dynamic security assessment in an EMS”, *IEEE Computer Applications in Power*, vol.11, no.1, pp.43-47, Jan. 1998.

- [EJEB99] G.C. Ejebe et.al., “On-line Implementation of Dynamic Security Assessment at Northern States Power Company”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol.1, pp.270-272, Jul. 1999.
- [FONS85] L.G.S. Fonseca and I.C. Decker, “Iterative algorithm for critical energy determination in transient stability of power systems”, IFAC Symp. on Planning and Operation of Electrical Energy Systems, pp.483-489, 1985.
- [FOUA81] A.A. Fouad, “Transient Energy Margin as a Tool for Dynamic Security Assessment”, EPRI Report No. EL-1755, Mar. 1981.
- [FOUA92] A.A. Fouad and J. Tong, “Stability Constrained Optimal Rescheduling of Generation”, PES Winter Meeting 92 119-8 PWRs, 1992.
- [FOUA92] A.A. Fouad and V. Vittal, *Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*, Prentice-Hall Inc. Englewood Cliffs, 1992.
- [HUNE91] M. Huneault and F.D. Galiana, “A Survey of the Optimal Flow Literature”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 762–770, May 1991.
- [ILIC98] D. Marija Ilic, F. D. Galiana and L. H. Fink, *Power Systems Restructuring Engineering and Economics*, Kluwer International Series in Engineering & Computer Science, 448, 1998.
- [JARD00] J.L. Jardim, “Online dynamic security assessment: implementation problems and potential use of artificial intelligence”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2000, vol.1, pp.340-345, 2000.
- [KAKI81] N. Kakimoto and Hayashi, “Transient stability analysis of multimachine power systems by Lyapunov’s direct method”, Proc. of

- the 20th IEEE Conf. on Decision and Control, San Diego, vol.1, pp.464-470, Dez. 1981.
- [KIMB48] E.W. Kimbark, *Power System Stability, Vol.I: Elements of Stability Calculations*, John Wiley and Sons Inc., 1948.
- [KUND94] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Text, 1994.
- [KUND97] P. Kundur and G.K. Morison, “Techniques for Emergency Control of Power Systems and their Implementation”, IFAC/CIGRE Symposium on Control of Power Systems and Power Plants, Aug. 1997.
- [KUND99] P. Kundur, “Effective Use of Power System Stabilizers for Enhancement of Power System Reliability”, Proceedings of the 1999 IEEE PES Summer Meeting, pp.96-103, Jul. 1999.
- [KUND00] P. Kundur, G.k. Morison and L. Wang, “Techniques for On-line Transient Stability Assessment and Control”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol.1, pp. 46-51, Jan. 2000.
- [KUO95] D.H Kuo and A. Bose, “A Generation Rescheduling Method to Increase the Dynamic Security of Power Systems”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.10, no.1, pp.68-74, Feb. 1995.
- [LASC98] M. La Scala, M. Trovato and C. Antonelli, “On-line Dynamic Preventive Control – An Algorithm for Transient Security Dispatch”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.13, No.2, May. 1998.
- [LYAP1892] A.M. Lyapunov, *The General Problem of the Stability of Motion*, (first published in 1892) translated and edited by A.T. Fuller and published by Taylor & Francis, 1992.

- [MANS94] Y. Mansour et.al., “An On-line Dynamic Security Analysis System Implementation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.9, no.4, pp.1716-1722, Nov. 1994.
- [MANS95] Y. Mansour, E. Vaahedi, A.Y. Chang, B.R. Corns, B.W. Garrett, K. Demaree, T. Athay and K. Cheung, “B.C. Hydro’s on-line transient stability assessment (TSA)—Model development, analysis, and post-processing”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.10, no.1, pp.241–253, Feb. 1995.
- [MARI90] G.A. Maria, C. Tang and J. Kim, “Hybrid transient stability analysis”. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.5, pp.384-393, 1990.
- [MONT83] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [MOWB97] T.J. Mowbray and W.A. Ruh, *Inside CORBA: Distributed Object Standards and Applications*, Addison-Wesley, 1997.
- [OMG01] OMG, *The Common Object Request Broker: Architecture and Specification*, Revision 2.4.2, Feb. 2001.
- [PAI81] M.A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1981.
- [PAUC98] V.L. Paucar, “Métodos computacionais baseados na função de energia para análise direta da estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica”, Tese de doutorado, UNICAMP, São Paulo, 1998.
- [PAVE94] M. Pavella and P.G. Murthy, *Transient Stability of Power Systems: Theory and Practice*, John Wiley & Sons, 1994.
- [RIBE01] C. Ribeiro, M. Moszkowicz, A. Fleury da Silveira, R. Cespedes and D. Caceres, “Implementation of a modern real-time control infrastructure

- for supporting the Brazilian interconnected power system”, *IEEE PICA 2001*, pp.148-154, 2001.
- [RUDN98] H. Rudnick, N. de Franco, T.J. Hammons, L.V. Sbertoli, C. Chahin, J.G.A. do Nascimento, J.W. Marangon Lima and P. Gray, “Latin American deregulation processes”, *IEEE Power Engineering Review*, vol.18, no.12, pp.10-17, Dec. 1998.
- [SAUE98] P.W. Sauer and M.A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall, 1998.
- [SCHW00] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors and R.E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [SCHI01] H. Schildt, G. Guntle, H. Schildt and G.L. Guntle, *Borland C++ Builder: The Complete Reference*, McGraw-Hill, U.S.A., 2001.
- [STOT85] B. Stott, O. Alsac and F. Alvarado, “Analytical and Computational Improvements in Performance-Index Ranking Algorithms for Networks”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.7, no.3, pp.154-160, Jul. 1985.
- [STOT87] B. Stott, O. Alsaç and A. Monticelli, “Security Analysis and Optimization”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 75, no.12, pp. 1623-1644, Dec. 1987.
- [TANE01] A.S. Tanenbaum, *Modern Operating Systems*, Prentice-Hall, 2nd. Ed., 2001.
- [TANE02] A.S. Tanenbaum and M.V. Steen, *Distributed Systems – Principles and Paradigms*, Prentice-Hall. New Jersey, 2002.
- [TAVO72] C.J. Távora and O.J.M. Smith, “Equilibrium analysis and stability analysis of power systems”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 91, pp.1131-1144, 1972.

- [TONG92] J. Tong, H.D. Chiang and T.P. Conneen, "A Sensitivity-Based BCU Method for Fast Derivation of Stability Limits in Electric Power Systems", PES Winter Meeting 92 149-5 PWRS, 1992.
- [TORR99] T. De la Torre, J.W. Feltes, T. Gomez San Roman and H.M. Merrill, "Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning Under Uncertainty", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.14, no.2, pp.460-465, May. 1999.
- [VANC99] T. Van Cutsem, C. Moisse and R. Mailhot, "Determination of secure operating limits with respect to voltage collapse", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.14, no.1, pp.327-335, Feb. 1999.
- [VINO99] S. Vinoski and M. Henning, *Advanced CORBA Programming with C++*, Addison-Wesley, 1999.
- [VITT00] V. Vittal, "Consequence and impact of electric utility industry restructuring on transient stability and small-signal stability analysis", *Proceedings of the IEEE*, vol.88, pp. 196-207, Feb. 2000.
- [WOOD96] A. Wood and B. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, 2nd. Ed., 1996.
- [WORK88] Working Group on Dynamic Security Assessment – Power Systems Engineering Committee, "Dynamic security assessment practices in North America", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.3, no.3, pp.1310-1321, Aug. 1988.
- [WU83] F.F. Wu and Y.K. Tsai, "Probabilistic Dynamic Security Assessment of Power Systems: Part I-Based model", *IEEE Trans. Circuits Systems*, No.3, pp.148-159, 1983.

- [WU88] F.F. Wu, Y.K. Tsai and Y.X. Yu, "Probabilistic Steady-State and Dynamic Security Assessment", *IEEE Trans. on Power Systems*. Vol. PWRS-3, pp.1-9, 1988.
- [XUE88a] Y. Xue, T. VanCusten and M. Ribbens-Pavella, "Extended Equal Area Criterion, Justifications, Generalizations, Applications", IEEE-PES Winter Meeting, New York, Jan/Feb. 1988.
- [XUE88b] Y. Xue, V. Cutsem and M. Ribbens-Pavella, "Real-Time Analytic Sensitivity Method for Transient Security Assessment and Preventive Control", *Proc. IEE*, vol.135, pt.C, no.2, pp.107-117, Mar. 1988.
- [YI01] K.K Yi, J.B. Choo, S.H. Yoon, T.S. Lee, B.C. Park, "Development of Wide Area Measurement and Dynamic Security Assessment Systems in Korea", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol.3, pp.1495-1499, Jul. 2001.
- [ZOLL70] K. Zollenkopf, "Bi-Factorization – Basic Computational Algorithm and Programming Techniques", Conference on Large Sets of Sparse Linear Equations, Oxford, pp. 75–96, 1970.