

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

**INTEGRAÇÃO DE METODOLOGIAS  
PARA AVALIAÇÃO DO CUSTO DA  
SEGURANÇA DINÂMICA EM  
MERCADOS ELÉTRICOS**

**JORGE ISAAC RODRIGUEZ RODRIGUEZ**

São Luís - MA, Brasil

FEVEREIRO 2005

# **INTEGRAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DO CUSTO DA SEGURANÇA DINÂMICA EM MERCADOS ELÉTRICOS**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa 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

**JORGE ISAAC RODRIGUEZ RODRIGUEZ**

**FEVEREIRO, 2005**

# **INTEGRAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DO CUSTO DA SEGURANÇA DINÂMICA EM MERCADOS ELÉTRICOS**

JORGE ISAAC RODRIGUEZ RODRIGUEZ

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 28 / 02 / 2005

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

Prof. Dr. Djalma Mosqueira Falcão  
UFRJ  
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto  
UFRJ  
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha  
UFMA  
(Membro da Banca Examinadora)

# **INTEGRAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DO CUSTO DA SEGURANÇA DINÂMICA EM MERCADOS ELÉTRICOS**

MESTRADO

**Área de Concentração:** SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

JORGE ISAAC RODRIGUEZ RODRIGUEZ

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

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

*Dedico este trabalho a  
toda minha familia e amigos.*

*Em especial aos  
meus pais Isaac e Judith*

# AGRADECIMENTOS

A Deus, que permitiu alcançar meus objetivos.

Ao Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas pela orientação, apoio, incentivo e amizade, cruciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais Isaac Rodriguez Quevedo e Judith Rodriguez Gamarra, fontes de inspiração e exemplos de constante superação, pelo carinho e preocupação mostrados ao longo destes anos.

Aos meus irmãos José, Carlos e Johana pelo contínuo carinho expressado no decorrer destes anos.

A Osvaldo Silva de Sousa Jr. e Marcos Julio Rider Flores pela amizade e fundamental apoio no desenvolvimento deste trabalho.

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

A Denisse Lilian Malpartida Damián pelo carinho e compreensão durante a realização do curso de Pós-Graduação.

Aos meus colegas peruanos do laboratório: Carlos, Juan, Miriam, Sergio e Yuri, e; aos meus colegas brasileiros Clissianne, Irlandino, Jorge e Ricardo; 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.

A ELETRONORTE pelo apoio nos projetos P&D DINA e TREINOM.

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

# RESUMO

Neste trabalho é proposto um *framework* para desenvolvimento de aplicações elétricas, sobre o qual podem ser implementadas ou adaptadas distintas metodologias de análise, conseguindo que trabalhem em forma integrada para a quantificação do impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica de sistemas elétricos. As metodologias incluem a avaliação da segurança dinâmica de sistemas de energia elétrica, o cálculo de medidas de controle preventivas para a melhoria dos níveis de segurança dinâmica e a quantificação do impacto econômico produzido pela aplicação de ditas medidas. Na avaliação da segurança dinâmica utiliza-se uma metodologia baseada na função de energia transitória para o ordenamento dinâmico de contingências e uma metodologia baseada no domínio do tempo para a avaliação dinâmica de contingências, esta última dentro de um ambiente de processamento paralelo. O nível de segurança dinâmica do sistema é estabelecido seguindo critérios heurísticos que determinarão a necessidade da aplicação de alguma medida de controle. As medidas de controle preventivo são definidas ao estabelecer os limites máximos de geração, calculados com métodos rápidos, sem o uso de sensibilidades. A factibilidade da operação do sistema considerando estes novos limites de geração é obtida com a utilização de um fluxo de potência ótimo não linear (FPO) e uma função objetivo de minimização de corte de carga. O novo ponto de operação é calculado segundo considerações técnico - econômicas com a utilização de um FPO para diferentes funções objetivo. O framework foi projetado utilizando metodologia orientada a objetos e uma arquitetura CORBA (*common object request broker architecture*), e codificado nas linguagens C++ e Java. A implementação total das metodologias descritas foi testada com sucesso no sistema Anderson-Fouad WECC de 3 geradores e numa configuração do sistema interligado brasileiro de 44 geradores. A análise dos resultados indica que o controle preventivo permite uma melhoria da segurança dinâmica do sistema de potência e uma correspondente diminuição no impacto econômico após a ocorrência de perturbações severas.

**Palavras chaves:** Sistemas Elétricos de Potência, Estabilidade Transitória, Fluxo de Potencia Ótimo, Programação Orientada a Objetos, Computação Distribuída.

# ABSTRACT

In this work a framework for development of electric energy systems applications is proposed, on which several methodologies of analysis can be integrated or be adapted. An application of that framework has been developed to quantify the economic aspect for the improvement of power systems dynamic security based on preventive control. The following methodologies have been integrated for this objective: power systems dynamic security assessment, calculation of preventive control measures for dynamic security improvement and economic quantification of the impact caused by the application of those measures. Dynamic security assessment function uses a fast methodology based on transient energy function for contingencies dynamic ranking and a time-domain based methodology for the dynamic evaluation of contingencies. This last function has been implemented using a distributed processing environment. The power system dynamic security level is defined according to heuristic criteria which will determine the need of application of some control measure. The preventive control measures are defined when establishing the maximum limits of generation; those measures are calculated with fast methods without the use of sensitivities. Power system operation feasibility considering the new generation limits is obtained using a non linear optimal power flow program (OPF) with an objective function of load shedding minimization. The new operation condition of the power system is calculated following technical and economic considerations with the use of an OPF for several objective functions. The framework was projected using object-oriented methodology and CORBA (common object request broker architecture) architecture and has been coded in C++ and Java languages. Complete implementation of the described methodologies has been successfully tested with the Anderson-Fouad WECC-3 generators system and with a configuration of 44 generators of the interconnected Brazilian system. Analysis of results indicates that preventive control allows an improvement of power system dynamic security and a corresponding reduction in the economic impact after the occurrence of severe disturbances.

**Keywords:** Electrical Power Systems, Transient Stability, Optimal Power Flow, Object-Oriented Programming, Distributed Computing.



# SUMÁRIO

<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de Figuras.....</b>	<b>xv</b>
<b>Abreviaturas e Símbolos .....</b>	<b>xvi</b>
<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1. Generalidades .....	1
1.2. Formulação do problema .....	3
1.3. Objetivos.....	4
1.4. Justificativa .....	4
1.5. Metodologia.....	5
1.6. Estrutura do trabalho .....	6
<b>2. Segurança dinâmica.....</b>	<b>7</b>
2.1. Introdução .....	7
2.2. Análise da segurança .....	8
2.2.1. Aspectos gerais .....	8
2.2.2. Estabilidade de sistemas de potência .....	12
2.3. Estabilidade transitória .....	14
2.3.1. Aspectos gerais .....	14
2.3.2. Metodologias de análise.....	17

2.4.	Análise da segurança dinâmica.....	18
2.4.1.	Aspectos gerais .....	18
2.4.2.	Definição de contingências.....	18
2.4.3.	Seleção de contingências .....	19
2.4.4.	Avaliação de contingências .....	19
2.5.	Melhoria da segurança dinâmica .....	20
2.5.1.	Aspectos gerais .....	20
2.5.2.	Metodologias de análise.....	21
2.6.	Avaliação do estado de operação.....	21
2.6.1.	Aspectos gerais .....	21
2.6.2.	Metodologias de análise.....	21

<b>3.</b>	<b>Implementação de uma metodologia para avaliação do custo da segurança</b>	
	<b>dinâmica.....</b>	<b>24</b>
3.1.	Introdução .....	24
3.2.	Tecnologias computacionais utilizadas .....	25
3.2.1.	Sistemas distribuídos .....	25
3.2.2.	Modelagem orientada a objetos .....	27
3.2.3.	Arquitetura CORBA .....	31
3.2.4.	<i>Framework</i> .....	37
3.3.	Proposta de um <i>framework</i> para desenvolvimento de software .....	38
3.3.1.	Aspectos gerais .....	38
3.3.2.	Implementação de uma aplicação baseada no <i>framework</i> .....	39
3.4.	Metodologias aplicadas na avaliação do custo da melhoria da segurança	
	dinâmica.....	45

3.4.1.	Seleção de contingências .....	46
3.4.2.	Avaliação de contingências .....	46
3.4.3.	Melhoria da segurança dinâmica .....	47
3.4.4.	Avaliação do estado de operação.....	49
<b>4.</b>	<b>Aplicação a sistemas praticos e análise de resultados.....</b>	<b>50</b>
4.1.	Introdução .....	50
4.2.	Sistema WECC 3 geradores 9 barras.....	51
4.2.1.	Cenário de mínimas perdas ativas .....	53
4.2.2.	Cenário de mínimos desvios de tensão .....	60
4.3.	Sistema brasileiro 44 geradores 320 barras .....	63
4.3.1.	Cenário de mínimas perdas ativas .....	63
<b>5.</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>68</b>
5.1.	Conclusões.....	68
5.2.	Aportes.....	69
5.3.	Trabalhos Futuros .....	70
	<b>Apêndices.....</b>	<b>71</b>
A.	Dados dos sistemas teste.....	72
A.1	Nomenclatura.....	72
A.2	Sistema WECC 3 geradores 9 barras.....	73
A.3	Sistema brasileiro 44 geradores 320 barras .....	74
B.	Fluxo de potência ótimo .....	75
B.1	Mínimo corte de carga .....	75

B.2	Despacho econômico .....	76
B.3	Máximo carregamento do sistema .....	77
B.4	Mínimas perdas ativas .....	78
B.5	Mínimo desvio da magnitude da tensão .....	78
C.	Método de pontos interiores .....	80
C.1	O problema original .....	80
C.2	Método de pontos interiores primal – dual .....	84
C.3	Método de pontos interiores primal – dual preditor – corretor .....	89
	<b>Referências bibliográficas .....</b>	<b>93</b>

# LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 4.1:</b>	Dados econômicos dos geradores do sistema WECC3 .....	<b>51</b>
<b>Tabela 4.2:</b>	Lista de contingências dinâmicas para o sistema WECC3.....	<b>52</b>
<b>Tabela 4.3:</b>	Análise de segurança dinâmica no sistema WECC3, para $t_{cl}$ igual a 0.217 s. e $t_{cl}$ igual a 0.350 s, no cenário de mínimas perdas ativas.....	<b>54</b>
<b>Tabela 4.4:</b>	Resumo da eficiência da seleção dinâmica de contingências no sistema WECC3, para $t_{cl}$ igual a 0.217 s. e $t_{cl}$ igual a 0.350 s., no cenário de mínimas perdas ativas. ....	<b>54</b>
<b>Tabela 4.5:</b>	<i>Speed-up</i> do ambiente distribuído no sistema WECC3, para $t_{cl}$ igual a 0.217 s. e $t_{cl}$ igual a 0.350 s., no cenário de mínimas perdas ativas.....	<b>55</b>
<b>Tabela 4.6:</b>	Novos limites de geração no sistema WECC3 para $t_{cl}$ igual a 0.350 s. e $f_c$ igual a 20%, no cenário de mínimas perdas ativas. ....	<b>55</b>
<b>Tabela 4.7:</b>	Novos limites de geração no sistema WECC3 para $t_{cl}$ igual a 0.350 s. e $f_c$ igual a 15%, no cenário de mínimas perdas ativas.....	<b>56</b>
<b>Tabela 4.8:</b>	Impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica no sistema WECC3, no cenário de mínimas perdas ativas para um $t_{cl}$ de 0.350 s....	<b>59</b>
<b>Tabela 4.9:</b>	Análise de segurança dinâmica no sistema WECC3, para $t_{cl}$ igual a 0.217 s. e $t_{cl}$ igual a 0.350 s., no cenário de mínimo desvio de tensão....	<b>61</b>
<b>Tabela 4.10:</b>	Resumo da eficiência da seleção dinâmica de contingências no sistema WECC3, para $t_{cl}$ igual a 0.217 s. e $t_{cl}$ igual a 0.350 s., no cenário de mínimo desvio de tensão. ....	<b>61</b>
<b>Tabela 4.11:</b>	<i>Speed-up</i> do ambiente distribuído no sistema WECC3, para $t_{cl}$ igual a 0.217 s. e $t_{cl}$ igual a 0.350 s., no cenário de mínimo desvio de tensão....	<b>62</b>
<b>Tabela 4.12:</b>	Impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica no sistema WECC3, no cenário de mínimo desvio de tensão para um $t_{cl}$ de 0.35 s.	<b>62</b>
<b>Tabela 4.13:</b>	Geração inicial e curva de custo dos geradores do sistema Brasil44.....	<b>63</b>
<b>Tabela 4.14:</b>	Análise de segurança dinâmica no sistema Brasil44 para $t_{cl}$ igual a 0.050 s. e $t_{cl}$ igual a 0.100 s., no cenário de mínimas perdas ativas.....	<b>65</b>
<b>Tabela 4.15:</b>	Resumo da eficácia da seleção dinâmica de contingências no sistema Brasil44, para $t_{cl}$ igual a 0.050 s. e $t_{cl}$ igual a 0.100 s., no cenário de mínimas perdas ativas. ....	<b>65</b>

<b>Tabela 4.16:</b> <i>Speed-up</i> do ambiente distribuído no sistema Brasil44, para $t_{cl}$ igual a 0.05 s. e $t_{cl}$ igual a 0.100 s., no cenário de mínimas perdas ativas. ....	<b>66</b>
<b>Tabela 4.17:</b> Variações dos limites de geração ativa no sistema Brasil44 no cenário de mínimas perdas ativas, para um $t_{cl}$ de 0.100 s. ....	<b>66</b>
<b>Tabela 4.18:</b> Impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica no sistema Brasil44, no cenário de mínimas perdas ativas para um $t_{cl}$ de 0.100 s....	<b>67</b>

# LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1:</b>	Estados de operação do sistema de potência .....	<b>10</b>
<b>Figura 3.1:</b>	Arquitetura OMA .....	<b>33</b>
<b>Figura 3.2:</b>	Estrutura da arquitetura CORBA.....	<b>35</b>
<b>Figura 3.3:</b>	Integração de objetos no CORBA .....	<b>35</b>
<b>Figura 3.4:</b>	Componentes principais do <i>framework</i> .....	<b>38</b>
<b>Figura 3.5:</b>	Componentes principais da aplicação .....	<b>38</b>
<b>Figura 3.6:</b>	Componentes principais do componente SEP.....	<b>39</b>
<b>Figura 3.7:</b>	Diagrama de classes do componente ElementosSEP .....	<b>40</b>
<b>Figura 3.8:</b>	Diagrama de classes do componente E/S .....	<b>41</b>
<b>Figura 3.9:</b>	Diagrama de classes do componente AnalisesEletricas .....	<b>42</b>
<b>Figura 3.10:</b>	Implementação do componente GUI .....	<b>44</b>
<b>Figura 3.11:</b>	Metodologia para a avaliação do custo da melhoria da segurança dinâmica .....	<b>45</b>
<b>Figura 4.1:</b>	Estado inicial do sistema WECC 3 geradores - 9 barras.....	<b>51</b>
<b>Figura 4.2:</b>	Estado de operação inicial do sistema WECC3 para o cenário de mínimas perdas ativas. ....	<b>53</b>
<b>Figura 4.3:</b>	Estado de operação do sistema WECC3, aplicando um fc igual a 20% e minimizando corte de carga, para o cenário de mínimas perdas ativas	<b>56</b>
<b>Figura 4.4:</b>	Estado de operação do sistema WECC3, aplicando um fc igual a 15% e minimizando corte de carga, para o cenário de mínimas perdas ativas. ....	<b>57</b>
<b>Figura 4.5:</b>	Estado de operação final do sistema WECC3 aplicando um fc igual a 15%, para o cenário de mínimas perdas ativas. ....	<b>58</b>
<b>Figura 4.6:</b>	Estado de operação inicial do sistema WECC3 para o cenário de mínimo desvio de tensão.....	<b>60</b>

# ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

AC	<i>Alternating current</i>
ASD	Análise da segurança dinâmica
ASE	Análise da segurança estática
ASO	Análise de segurança on-line
AST	Análise da segurança de tensão
AVR	<i>Automatic voltage regulator</i>
AvSE	Avaliação da segurança estática
AvSD	Avaliação da segurança dinâmica
AvST	Avaliação da segurança de tensão
BCU	<i>Boundary of stability-based-region controlling unstable equilibrium point</i>
CORBA	<i>Common object request broker architecture</i>
DC	<i>Direct current</i>
EMS	<i>Energy management system</i>
FACTS	<i>Flexible AC transmission systems</i>
FET	Função de energia transitória
FPO	Fluxo de potência ótimo
GSP	Grupo de sistemas de potência
HVDC	<i>High voltage direct current</i>
IA	Inteligência artificial
IDL	<i>Interface definition language</i>
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
MET	Margem de energia transitória
MIMD	<i>Multiple instruction multiple data</i>
MOO	Metodologia orientada a objetos
MPI	Método de pontos interiores
OMA	<i>Object management architecture</i>
OMG	<i>Object management group</i>
ORB	<i>Object request brokers</i>
PEBS	<i>Potential energy boundary surface</i>



PLS	Programação linear seqüencial
POO	Paradigma de orientação a objetos
PQS	Programação quadrática seqüencial
PSS	<i>Power system stabilizer</i>
RNA	Redes neurais artificiais
SEE	Sistemas de energia elétrica
SEP	Sistema elétrico de potência
SIMD	<i>Single instruction multiple data</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional Brasileiro
SVC	<i>Static VAr compensator</i>
TEF	<i>Transient energy function</i>
UEP	<i>Unstable Equilibrium Point</i>
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
ULTC	<i>Under load tap changers</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Generalidades

A desregulamentação do setor elétrico, nos últimos anos, trouxe uma reestruturação e privatização dos SEE (sistemas de energia elétrica) [VITT00]. Nas atuais estruturas a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica são consideradas separadas, sendo a eletricidade considerada uma mercadoria, a qual é comercializada entre os diversos agentes através de transações econômicas [DETU99].

Os agentes reguladores velam por um abastecimento total da demanda, visando níveis adequados de qualidade e segurança do sistema, assim como um mínimo custo de operação do sistema [AZEVO1]. A análise de segurança de um sistema de potência é o processo que determina se o sistema de potência se encontra em um estado seguro ou inseguro, onde estado seguro implica que a demanda é satisfeita e não se tem violação de limites, para as condições de operação presentes, e para a presença de um conjunto limitado de contingências ou perturbações [BALU92]. A análise de segurança é composta da ASE (análise de segurança estática), ASD (análise de segurança dinâmica) e AST (análise de segurança de tensão). A ASE estuda o estado em regime permanente pós-contingência do sistema, depreciando o comportamento transitório ou alguma outra variação dependente do tempo, devido a mudanças nas condições de demanda – geração. A ASD estuda as transições dependentes do tempo desde o estado pré-contingência até o estado pós-contingência [WORK88]. A AST avalia a estabilidade de tensão resultante após o sistema ter sido submetido a perturbações [VANC99]. As ações de controle para manter o sistema em níveis adequados de segurança são chamadas de serviços ancilares. Estes serviços devem ser quantificados economicamente de forma que se tornem atrativos para os agentes que se encontram atuando no mercado de energia. [SHIR96] [ALVA96].

Os agentes produtores, agentes comercializadores e agentes consumidores, presentes nas diversas transações, concorrem entre si, visando maximizar seus

respectivos lucros, criando assim um ambiente competitivo. O estabelecimento de um ambiente competitivo gera novos desafios, originando o desenvolvimento de novas metodologias e novos equipamentos (FACTS – *flexible AC transmission systems*). Operativamente, também exige um aproveitamento máximo das capacidades das instalações, levando o sistema a operar cada vez mais próximo de seus limites, e inserindo novos fatores os quais incrementam as possíveis fontes de perturbações.

É nesta realidade, que os agentes precisam de mecanismos modernos e confiáveis para a análise do sistema elétrico, que representem de forma eficiente suas novas características, tanto técnicas quanto econômicas. Inúmeras áreas de pesquisa devem ser fomentadas, desde áreas técnicas relativas a sistema de energia elétrica, passando por pesquisas que envolvem questões econômicas juntamente com aspectos técnicos, até áreas como a engenharia de software [AGOS02].

As decisões dos agentes são suportadas por ferramentas computacionais, sendo que a maioria destas ferramentas (softwares) são de grande porte e sumamente confiáveis, mas foram desenvolvidas baseadas em métodos procedurais [CEPE99] [CEPE01] [KLUM96] [EVRA98], o que as torna fechadas e isoladas, características pouco compatíveis com os requerimentos desta nova realidade [AZEVO1] [XING02].

A engenharia de software orientada a objetos, incluindo a análise, projeto e implementação, tem sido amplamente aceita conseguindo sucesso nos últimos anos, facilitando as pessoas a escrever, distribuir, reutilizar e estender pacotes existentes de software [BOOC94] [RUMB91] [JACO92]. Têm-se realizado diversas pesquisas visando à utilização desta tecnologia no setor elétrico [PALM03] [AGOS02] [MANZ99] [ZHU97], sendo que a grande maioria delas apresenta um trabalho repetido especialmente nos estágios de análise e projeto. Uma solução para este problema é a utilização de um *framework*.

Um *framework* é um conjunto de classes cooperativas que criam um projeto reutilizável para uma família de problemas relativos a um domínio. Um *framework* pode ter múltiplas implementações, mas só um projeto. Uma ferramenta computacional (software) estendida de um *framework* reutiliza o projeto e a implementação do *framework* [FAYA99a] [FAYA99b].

O presente trabalho apresenta um *framework*, como meio para integrar diversas metodologias que em conjunto formam uma das novas análises com crescente relevância no setor elétrico, que é a quantificação do impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica nos sistemas elétricos de potência.

## **1.2. Formulação do problema**

Matematicamente o problema da ASD é formulado considerando a solução de um conjunto de equações algébricas e diferenciais não lineares. A quantificação do impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica é um problema de otimização não linear. A proposta de um *framework* para desenvolvimento de software para os SEE é um problema de engenharia de software.

Os estudos comprometidos na ASD são a definição, seleção e avaliação dinâmica de contingências. No bloco da definição é selecionada uma lista de prováveis contingências. Na seleção essa lista é filtrada e ordenada de acordo com um índice; neste bloco pode ser utilizado um método de cálculo rápido e aproximado baseado na função de energia transitória. No bloco de avaliação é feito um estudo detalhado de estabilidade transitória para todas as contingências resultantes do bloco de seleção, obtendo-se uma precisão maior nos resultados; neste estágio utiliza-se um método de cálculo baseado no domínio do tempo e considerando o modelo detalhado das máquinas síncronas.

A seleção e avaliação são problemas que exigem muito esforço computacional e para acelerar a sua solução pode ser adotado um ambiente computacional de processamento paralelo distribuído.

Se existir alguma contingência que leve à instabilidade do sistema (estado inseguro), é necessário definir limites de segurança, na forma de novos limites de geração, que mudem o ponto de operação e assegurem um estado seguro dinâmico.

A mudança do ponto de operação origina um impacto econômico na operação do sistema elétrico de potência, o qual pode ser calculado resolvendo um problema de otimização não linear.

Cada um dos estágios acima descritos pode ser resolvido com a implementação de uma ferramenta computacional independente das outras, mas visando um trabalho em conjunto estas deveriam ser implementadas seguindo o mesmo projeto, o que se conseguiria com a utilização de um *framework*.

### **1.3. Objetivos**

Contribuir com o desenvolvimento de metodologias computacionais para a avaliação da segurança dinâmica do setor elétrico dentro do contexto de mercados elétricos competitivos.

Desenvolver um software integrado e modular, para análise, melhoria e quantificação do impacto econômico da segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência.

Propor uma plataforma (*framework*) que sirva como base para os desenvolvimentos e implementações de ferramentas computacionais para o setor elétrico.

Implementar uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica rápida, baseado na função de energia transitória e análise no domínio do tempo, num ambiente de processamento paralelo distribuído.

Implementar uma metodologia de controle preventivo que melhore os níveis da segurança dinâmica baseada na reprogramação da geração.

Implementar uma metodologia de fluxo de potência ótimo baseado em programação não linear para avaliar o impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica.

Aplicar o software desenvolvido no estudo de sistemas de potências reais tal como o sistema elétrico brasileiro.

### **1.4. Justificativa**

Um requerimento principal de qualquer sociedade moderna é a operação segura - econômica de seu sistema elétrico de potência. Esse objetivo, natural e importante,

demanda o uso de análises avançadas de sistemas grandes, otimização e tecnologia de controle [STOT87]. A ASD é uma tarefa cuja dificuldade tende a incrementar-se com o crescimento do sistema, interconexões, e outros problemas de operação. As duas maiores dificuldades para uma ASD confiável e rápida para sistemas de grande porte são os requerimentos de memória e o tempo de processamento computacional necessário. A utilização de técnicas de matrizes esparsas reduz consideravelmente os requerimentos de memória, mas ainda existe interesse crescente no desenvolvimento de metodologias com baixo tempo de processamento computacional [VAAH96] [MANS97b].

No planejamento da operação a ASD é realizada no modo off-line, obtendo níveis de segurança para diferentes condições de operação e configurações do sistema, para uma seqüência definida de eventos ou contingências; sendo esses níveis os que definem os limites de segurança para a operação. Na operação os limites de segurança são comparados com quantidades monitoradas em tempo real e se esta sair fora do limite, alguma medida corretiva / preventiva deve ser executada [DEMA94].

A incursão dos limites de segurança origina uma mudança no custo da operação do sistema elétrico de potência; o qual pode ser calculado com uma precisão dependente do modelo aplicado, sendo importante conhecer o impacto econômico para a tomada de futuras decisões.

## **1.5. Metodologia**

Entre as hipóteses a serem consideradas, a quantificação do impacto da ASD é um problema abrangente e complexo. Foram utilizadas as seguintes técnicas de solução: funções de energia transitória, simulação numérica no domínio do tempo, processamento paralelo distribuído, otimização não linear e engenharia de software.

Em relação à metodologia de trabalho, a pesquisa foi desenvolvida no laboratório de sistemas de potência do Departamento de Engenharia de Eletricidade da UFMA.

Inicialmente foi feita uma pesquisa bibliográfica, selecionando a metodologia mais apropriada para realizar a função de seleção de contingências dinâmica, logo após

foram escolhidas as metodologias mais apropriadas para realizar a função de avaliação de contingências dinâmicas e a melhoria da segurança dinâmica. Igualmente foi selecionada uma metodologia para quantificar o impacto econômico do sistema ao ser levado a um ponto de operação seguro dinâmico.

Em seguida foi proposto um *framework* o qual serviu como base para a implementação computacional e integrada dos diversos blocos descritos acima.

A aplicação da metodologia integrada, implementada num programa computacional, foi testada nos sistemas WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) 3 geradores e uma configuração do sistema brasileiro de 44 geradores.

## **1.6. Estrutura do trabalho**

O desenvolvimento do trabalho começa no Capítulo 2, com a apresentação dos conceitos associados a ASD e a estabilidade transitória como parte vital dela, assim como as metodologias existentes para cada um dos seus respectivos estágios, juntamente com as metodologias para melhorar os índices de segurança dinâmica e quantificar as melhorias propostas.

No Capítulo 3 são apresentados os conceitos associados às tecnologias utilizadas para a integração das diferentes metodologias, justificando a utilização do POO (paradigma de orientação a objetos), de um ambiente distribuído, e a utilização da arquitetura CORBA como tecnologia integradora. Mostram-se também os conceitos básicos da POO, definições de objetos distribuídos e dos diversos módulos que compõem a arquitetura CORBA. Também é mostrada a proposta para a resolução do problema descrito no Capítulo 2, justificando-se a seleção de uma determinada metodologia para cada um dos estágios descritos. Mostra-se também a proposta de um *framework* para a integração das diversas metodologias selecionadas.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados da implementação proposta no capítulo anterior, para os sistemas WECC 3 geradores e uma configuração do sistema brasileiro de 44 geradores.

No Capítulo 5 são apresentadas às conclusões e aportes do presente trabalho, assim como possíveis trabalhos futuros.

## 2. SEGURANÇA DINÂMICA

### 2.1. Introdução

A desregulamentação do setor elétrico com sua conseqüente reestruturação, um processo ainda não terminado, está permitindo que os consumidores experimentem os benefícios do entorno competitivo que está se criando [ILIC98] [APRI98], mas também está resultando num sistema de potência operando próximo ao seu limite, ficando susceptível ao colapso ante a menor perturbação, acarretando grandes perdas econômicas [TASK04] [PERE03].

Neste contexto é imperativo identificar o atual ponto de operação como “seguro” ou “inseguro”. A análise de segurança é composta da ASE, ASD e AST. A análise de estabilidade, especificamente a análise de estabilidade transitória do ângulo do rotor, é um dos componentes principais da AvSD (avaliação da segurança dinâmica). A estabilidade de um sistema de potência é a habilidade do sistema, dada uma condição de operação inicial, de retornar a um estado de operação ou equilíbrio após ser submetido a uma perturbação, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de modo que praticamente o sistema inteiro permaneça intacto [KUND04]. A segurança de um sistema de potência depende das suas condições de operação, assim como das probabilidades de ocorrência das perturbações. Os cálculos computacionais necessários para avaliar a segurança de uma condição particular do sistema são tecnicamente rigorosos e requerem consideráveis esforços. Como resultado, estas análises são efetuadas nos estágios de planejamento e operação off-line, provendo limites de operação, que levam em conta condições e contingências que na maioria dos casos não ocorrem.

No novo entorno competitivo, a incerteza de predizer condições de operação do sistema tem criado uma nova necessidade, a ASO (análise de segurança on-line). Neste contexto a estabilidade da condição atual do sistema é avaliada com a suficiente



celeridade para que uma ação de controle automático ou a reação do operador atuem ante uma contingência identificada como potencialmente insegura [MORI04].

A ASO é uma função avançada dos EMS (*energy management system*) e é motivo de constante pesquisa. Embora não se tenha certeza se uma ASO poderia ter prevenido recentes blecautes, é crescente o número de recomendações relativas à relevância de desenvolver, avaliar e adaptar ferramentas e tecnologias para a sua utilização em tempo real [TASK04].

A aplicação de ações de controle preventiva melhora os níveis de segurança, diminuindo as possíveis fontes de perturbação, que são as principais responsáveis pela ocorrência de blecautes. O impacto econômico no sistema de potência, produto da aplicação das mencionadas ações, deveria ser quantificado com a finalidade de avaliar que tão atrativa é sua aplicabilidade, tanto para os organismos reguladores como para os diversos agentes.

Neste capítulo são apresentados conceitos relativos à resolução do problema, motivo do presente trabalho, que é a quantificação do impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica. O impacto econômico pode ser avaliado comparando dois estados de operação, o estado atual e o estado produto da aplicação de uma ação preventiva que melhore os níveis de segurança dinâmica do sistema de potência. A melhoria só seria aplicável ante a presença de alguma provável contingência que possa levar a instabilidade.

## **2.2. Análise da segurança**

### **2.2.1. Aspectos gerais**

A segurança de um sistema de potência refere-se ao grau de risco em sua habilidade para sobreviver a iminentes perturbações (contingências) sem a interrupção do serviço elétrico, quer dizer, reflete a robustez do sistema de potência em relação a perturbações iminentes, dependendo das condições de operação do sistema de potência, assim como das probabilidades de ocorrência das perturbações [KUND04].

O núcleo principal da análise da segurança cumpre basicamente os seguintes passos:

i) Estudos realizados para diferentes condições de operação e configurações do sistema, para uma seqüência definida de eventos ou contingências.

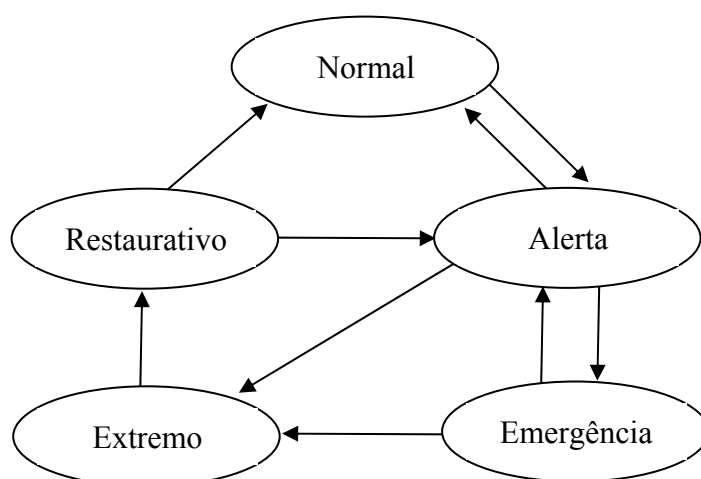
ii) Dos estudos anteriores, diferentes níveis de segurança são alcançados para uma grande variedade de condições de operação do sistema. Os níveis de segurança definem os limites de segurança, que são calculados em termos de parâmetros de operação crítica do sistema, tais como: carregamento de usinas, transferência máxima de fluxo de potência na transmissão, tensões nas barras, entre outras.

iii) 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.

iv) 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.

É importante ressaltar que 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.

Para análise de 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 e restaurativo [DYLI74]. Na Figura 2.1 são apresentados o diagrama de estados de operação do sistema e os caminhos que podem ser definidos na transição de um estado a outro.



**Figura 2.1:** Estados de operação do sistema de potência.

No estado normal, todas as variáveis do sistema estão dentro do intervalo de operação normal e nenhum equipamento opera em sobrecarga. O sistema opera de forma segura e é capaz de permanecer sob contingências sem violação de nenhuma das restrições.

No estado alerta, o nível de segurança falha em satisfazer certo limite ou aumenta a possibilidade de ocorrer uma perturbação devido a condições adversas do clima. Neste estado, ainda todas as variáveis do sistema estão dentro de um intervalo aceitável e todas as restrições são satisfeitas, embora o sistema tenha sido enfraquecido a um nível onde uma contingência pode causar uma sobrecarga de equipamento levando o mesmo ao estado de emergência. Se a perturbação é muito severa é alcançado o estado extremo (ou extremo emergência) diretamente depois do estado alerta.

As ações preventivas e/ou corretivas criam as transições de um estado para outro.

No estado alerta as ações de controle “preventivas” podem posicionar o sistema no estado de operação normal. Dentro destas ações tem-se a reprogramação da geração e o racionamento 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. Se as medidas preventivas não são executadas, o sistema permanece no estado alerta [KUND00].

O sistema entra no estado de emergência se uma perturbação suficientemente severa ocorrer quando o sistema está em estado alerta. Neste estado, as tensões em muitas barras são baixas e/ou o carregamento dos equipamentos excedem os limites de emergência de curto-prazo. O sistema está intacto e pode ser restaurado ao estado alerta pela execução inicial de ações de controle de emergência: eliminação da falha, controle de excitação, geração de reversa, modulação HVDC (*high voltage direct current*) e racionamento de carga.

Se as medidas anteriores não forem aplicadas ou forem ineficientes, o sistema está no estado extremo, o resultado é a saída em cascata e possivelmente o desligamento de uma maior porção do sistema. Ações de controle, como o corte de carga e separação do sistema controlada, são alcançadas para evitar que o blecaute siga expandindo no sistema.

O estado restaurativo representa a condição na qual a ação de controle começa a ser levada em conta para reconectar todos os serviços e restaurar a carga do sistema. O sistema transita deste estado para o estado alerta ou normal, dependendo das condições do sistema.

A caracterização das condições do sistema nos cinco estados, como foi descrito acima, provê um esquema no qual as estratégias de controle podem ser desenvolvidas e as ações do operador podem ser identificadas para tratar efetivamente cada estado.

Para um sistema submetido a uma perturbação e que tenha entrado em um estado de operação degenerado, ações de controle auxiliam o operador com o objetivo de levar o mesmo para o estado normal. Se a perturbação é pequena, os controles podem ser eficientes para essa tarefa. Se a perturbação for grande, é possível que as ações do operador, tais como reprogramação da geração ou chaveamento de elementos, possam ser necessárias para retornar o sistema para o estado normal.

Na referência [STOT87] são definidos níveis de segurança para a análise estática de sistemas de potência. Os estados de operação são representados segundo os níveis de segurança, assim é considerada uma subdivisão nos níveis: seguro, níveis seguro corretivo e emergência corretivo o qual representa a extensão da classificação tradicional de DyLiacco.

A análise de segurança envolve estudos em estado estacionário e do desempenho dinâmico do sistema. Os estudos em regime permanente visam que na operação pós - contingência os componentes operem dentro de seus respectivos limites. Diversas metodologias rápidas e confiáveis permitem que estas implementações estejam disponíveis nos diversos EMS, sendo chamados de AvSE (avaliação da segurança estática). Os estudos do desempenho dinâmico analisam o sistema durante oscilações transitórias até atingir, ou não, uma condição de operação aceitável. Isto é feito através de análises de estabilidade. Os estudos de estabilidade formam parte da AvSD e AvST (avaliação da segurança de tensão).

### **2.2.2. Estabilidade de sistemas de potência**

A estabilidade de sistemas de potência é a habilidade do sistema elétrico, para dada uma condição de operação inicial, retornar ao estado de operação de equilíbrio depois de ser submetido a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema limitadas, sendo assim, o sistema inteiro permanece praticamente intacto [KUND04].

A estabilidade de um sistema elétrico de potência é uma propriedade do movimento do sistema ao redor de um conjunto equilibrado (condição de operação inicial). Em um estado equilibrado, as várias forças que existem no sistema são instantaneamente iguais (como no caso dos pontos de equilíbrio) ou sob um ciclo (como no caso de variações cíclicas lentas devido a flutuações contínuas e pequenas nas cargas ou sorvedouros aperiódicos).

Os sistemas de potência estão sujeitos a uma ampla margem de perturbações, pequenas e grandes em amplitude. As pequenas na forma de mudanças na carga que ocorrem continuamente; o sistema deve ser hábil para ajustar-se às mudanças das condições e operar satisfatoriamente. Deve também ser hábil para suportar às numerosas perturbações de natureza severa, tais como curtos-circuitos ou perda de geradores de grande porte. Uma perturbação grande pode levar a mudanças de topologia devido ao isolamento dos elementos da falta.

No estado de equilíbrio, um sistema de potência pode ser estável para uma dada perturbação física, e instável para outra. Não é prático e nem econômico o planejamento

de sistemas de potência de modo que seja estável para toda perturbação possível. No planejamento, as contingências são selecionadas levando em consideração as com maiores probabilidades de ocorrência. O estado de equilíbrio estável possui uma região finita de atração, e quanto maior a região, mais robusto é o sistema para grandes perturbações. A região de atração varia com a condição de operação do sistema de potência.

A resposta do sistema de potência a perturbações pode envolver muitos equipamentos. Por exemplo, uma falta em um elemento crítico seguido de seu isolamento pelos relés de proteção causará variações nos fluxos de potência, nas tensões de barras da rede, e nas velocidades dos rotores das máquinas. As variações de tensão atuam no gerador e nos reguladores de tensão da rede de transmissão; as variações de velocidade do gerador atuarão nos reguladores das máquinas primárias (reguladores de velocidade); e as variações de tensão e frequência afetarão as cargas do sistema variando o grau de dependência sobre suas características individuais. Adicionalmente, dispositivos usados para proteger os equipamentos individuais podem responder a variações nos parâmetros do sistema e causar desligamento de equipamentos, portanto enfraquecendo o sistema e possivelmente levando-o a uma condição de instabilidade.

Depois da ocorrência de uma perturbação, o sistema de potência é estável se este atingir um novo estado de equilíbrio preservando a sua integridade, isto é, com praticamente todos os geradores e cargas conectadas através de um sistema de transmissão (simples contíguo). Alguns geradores e cargas podem ser desconectados, mesmo assim, a continuidade da operação total do sistema é preservada. Os sistemas interconectados, para certas perturbações, podem também ser intencionalmente divididos em duas ou mais ilhas, com o objetivo de preservar a geração como a carga tanto quanto for possível. As ações dos controles automáticos e possivelmente operadores eventualmente restabelecem a condição de operação do sistema ao estado normal. Por outro lado, se o sistema for instável, resultará numa situação de aumento e/ou diminuição ilimitado de alguma das grandezas; por exemplo, um incremento progressivo da separação angular dos rotores dos geradores, ou uma progressiva diminuição das tensões nas barras. Quando o sistema opera sob condições instáveis pode ocorrer à saída em cascata e desligamento de partes do sistema de potência.

O problema de estabilidade de sistemas de potência pode ser classificado segundo critérios da principal variável de estado observada, a amplitude da perturbação, os dispositivos de controle e respectivos períodos de tempo que devem ser considerados para assegurar uma condição de operação estável.

A estabilidade do ângulo do rotor de um sistema de potência é a habilidade das máquinas síncronas interconectadas de manter o sincronismo (ante uma contingência) [KUND94]. O problema da estabilidade transitória é muito dependente da perturbação [FOUA92b] [ANDE77]. Se a operação do sistema, depois da perturbação, é confinada a uma pequena região ao redor num ponto de equilíbrio, então as propriedades da estabilidade são estudadas a partir do ponto de equilíbrio (estabilidade angular a pequena perturbação). Se o sistema é submetido a uma maior perturbação, a determinação da estabilidade transitória se baseia em como as trajetórias do sistema perturbado relacionam-se com a região da atração do estado final de equilíbrio (estabilidade transitória ou de grande perturbação).

## **2.3. Estabilidade transitória**

### **2.3.1. Aspectos gerais**

Segundo [KIMB48] 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 permaneçam em sincronismo. A instabilidade denota uma condição envolvendo a perda de sincronismo.

A definição anterior foi umas das primeiras utilizadas para definir a estabilidade. Porém, atualmente, esta deve estar associada com a estabilidade angular do rotor quando submetido a grandes perturbações. O objetivo final de uma análise de estabilidade transitória é observar a variação do ângulo do rotor dos geradores como uma função do tempo. Se o ângulo do rotor de um dos geradores aumenta com relação aos dos demais, a condição de operação é considerada instável, caso contrário sua operação é considerado estável.

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 da barra, de campo, 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.

Uma perturbação em um sistema de potência é definido 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].

#### *Sistemas de potência multi-máquina 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 (modelo clássico).



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

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

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.2)$$

em que  $n_g$  é o número de geradores e a potência elétrica é dada pela equação (2.3):

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ \neq i}}^{n_g} (C_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + D_{ij} \text{cos} \delta_{ij}) \quad (2.3)$$

Da equação (2.3),  $C_{ij}$  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:

$$C_{ij} = E_i E_j B_{ij} \quad ; \quad D_{ij} = E_i E_j G_{ij} \quad (2.4)$$

Substituindo  $\frac{2H_i}{\omega_s} \equiv M_i$  e  $P_i \equiv P_{mi} - E_i^2 G_{ii}$ , na equação (2.2), tem-se:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_i - P_{ei}(\delta_i, \dots, \delta_m) \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.5)$$

O ângulo do rotor  $\alpha_i$  está em função de uma referência fixa.

Então,  $\delta_i = \alpha_i - \omega_i t$  em que  $\omega_s$  é a velocidade angular síncrona. As equações (2.5) são convertidas num conjunto de equações de primeira ordem e, considerando como variáveis de estado  $\delta_i$  e  $\omega_i$  ( $d\delta_i/dt$ ), tem-se:

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_s \quad (2.6)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{M_i} (P_i - P_{ei}(\delta_i, \dots, \delta_m) - D_i(\omega_i - \omega_s)) \quad ; \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.7)$$

O conjunto de equações formadas por (2.6) e (2.7) representam as equações de estado para um sistema multimáquina considerando um modelo clássico dos geradores, e são geralmente resolvidas mediante métodos de integração numérica, nos estados em falta e pós-falta. Estes estudos apresentam uma aceitável aproximação nos primeiros segundos, onde o modelo clássico ainda é válido, e são chamados de “estudos de primeira oscilação” [ANDE77]. A natureza conservativa do modelo clássico permite uma identificação da instabilidade do sistema, comprovável com um estudo que considere um modelo mais detalhado dos geradores.

### **2.3.2. Metodologias de análise**

As metodologias para análise de estabilidade transitória podem ser classificadas em 3 grandes grupos: métodos indiretos, métodos diretos e métodos híbridos [PAUC98] [KUND94].

Os métodos indiretos, são baseados em simulação numérica, que podem ser explícita ou implícita, e podem utilizar um passo de integração fixo ou variável [ANDE02] [KUND94] [PAVE94]. São chamados de “indiretos” porque a estabilidade é avaliada com a interpretação dos resultados, geralmente pela experiência do operador.

Os métodos diretos são baseados nas funções de Lyapunov [KUND94] [FOUA92b], funções de energia transitória [FOUA92b] [CHIA95] [FANG00] [PAUC98], critério de áreas iguais estendido [PAVE94], árvores de decisão [WEHE94], equivalentes eletromecânicos [PAVE98] [FANG94] [ERNS01], etc. São chamados de “diretos” porque fornecem uma medida quantitativa da severidade da estabilidade.

Os métodos híbridos são baseados em um método indireto mais um método direto [MARI90] ou baseados em técnicas de inteligência artificial [WEHE89] mais um método direto e/ou indireto ou baseados em RNA (redes neurais artificiais) [SAWN04] [EDWA96] [SOBA89] [BAHB04] [MANS97a] [MANS97b].

## **2.4. Análise da segurança dinâmica**

### **2.4.1. Aspectos gerais**

A ASD é a avaliação da habilidade do sistema de resistir a uma lista de prováveis contingências sobrevivendo às condições transitórias e alcançando um estado de operação adequado [KUND04]. A análise das condições transitórias do sistema quando submetido a uma perturbação ou contingência, é conseguido com a análise de estabilidade transitória.

Os estudos de estabilidade transitória envolvem modelos completos das máquinas e seus controladores, junto com modelos dinâmicos de outros dispositivos, como cargas, compensadores estáticos de potência reativa, etc; requerendo muito tempo de processamento computacional, dificultando sua implementação dentro de um esquema de ASO.

Tomando como referência a ASE, a ASD pode-se dividir em 3 estágios: Definição, Seleção e Avaliação exata das contingências dinâmicas.

### **2.4.2. Definição de contingências**

A finalidade do presente estágio é a criação de uma lista de contingências dinâmicas, de provável ocorrência relativas ao ponto de operação atual do sistema, as quais deverão ser analisadas nos próximos estágios. De uma forma geral, definem-se as contingências em função da perda de equipamentos, sendo estas saídas simples ou múltiplas, dependendo da probabilidade da sua ocorrência; ou o operador baseado em sua experiência proporciona uma lista de prováveis contingências. O tamanho desta lista é usualmente composta de centenas e pode chegar a milhares de contingências.

Para a AvSD, as contingências não são somente 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.

### 2.4.3. Seleção de contingências

A finalidade do presente estágio é identificar a partir da lista obtida na Definição, o subconjunto de contingências que não resultariam em condições de instabilidade, retirando-as da lista de contingências. Utilizam-se algumas aproximações e cálculos rápidos para assim filtrar somente as piores saídas ou contingências. Similar ao estágio de seleção na AvSE, a tendência é o uso de diversos filtros para a filtragem de contingências mediante o cálculo de índices de severidade [STOT87].

Dois dos índices mais reconhecidos são o tempo crítico de eliminação de uma falta ( $t_{cr}$ ) [PAVE94] e a MET (margem de energia transitória) [FOUA81]. O tempo crítico pode ser definido como o tempo limite dentro do qual a proteção de um circuito num sistema elétrico de potência pode agir, isolando o problema sem levar o sistema à instabilidade, sendo que quanto maior o  $t_{cr}$  mais estável é o sistema. A MET é baseada no cálculo da TEF (*transient energy function*) ou função de energia transitória e mede a proximidade do sistema com relação a instabilidade devido à perda de sincronismo, sendo que quanto mais negativo for a TEF o sistema é mais instável. A TEF é um tipo de função de Lyapunov [LYAP1892] e permite a avaliação da estabilidade de um sistema dinâmico sem a utilização de integração numérica.

Na literatura são utilizados neste estágio os métodos diretos ou métodos híbridos apresentados no item 2.3.2. Dentro destas metodologias têm-se as baseadas na TEF, e na combinação da RNA com a MET, sendo já implementada como parte integral de uma ASO em alguns EMS [MANS97a] [MANS94].

O principal problema da utilização das RNA é que o modelo da rede neural depende da dimensionalidade do sistema elétrico, o que inviabiliza sua utilização num sistema de grande porte.

### 2.4.4. Avaliação de contingências

A finalidade do presente estágio é avaliar exatamente cada uma das contingências pertencentes à lista resultante do estágio de Seleção. Na prática, consiste na avaliação da estabilidade transitória para cada uma das contingências remanescentes com o método de simulação no domínio do tempo.

Na literatura são utilizados neste estágio os métodos indiretos apresentados no item 2.3.2. Dentro destas metodologias têm-se as baseadas em técnicas de integração numérica explícita e implícita com frequência dentro dos algoritmos de solução que adotam técnicas de matrizes esparsas [EJEB98] [CEPE01], considerando modelos detalhados das máquinas síncronas, AVR (*automatic voltage regulator*), PSS (*power system stabilizer*), SVC (*static VAR compensator*), ULTC (*under load tap changers*), cargas dinâmicas e estáticas, interligações em CC com dois ou mais terminais, relés e dispositivos FACTS.

Tanto a Seleção quanto a Avaliação são problemas de tipo SIMD (*single instruction multiple data*), o que permite sua resolução sob um ambiente de vários computadores heterogêneos utilizando processamento paralelo.

## **2.5. Melhoria da segurança dinâmica**

### **2.5.1. Aspectos gerais**

A melhoria da estabilidade é conseguida com a utilização de dois tipos de controle: o primário e o secundário, classificados segundo seu tempo de atuação. Os distintos dispositivos de resposta dinâmica rápida, como os sistemas de excitação ou PSS, compõem o sistema primário. Atualmente, esses são os mais efetivos para a melhoria da estabilidade transitória [KUND99]. As medidas de controle preventivo (antes da ocorrência da contingência) ou corretivo (após a ocorrência da contingência) compõe o sistema secundário.

A utilização de índices de severidade num estágio da AvSD quantificam a severidade da contingência, além das medidas qualitativas do sistema (estável ou instável), o que permite realizar as tarefas de busca do limite de transferência de potência e execução do controle preventivo. Dentro das ações de controle preventivo tem-se o corte de carga e a reprogramação da geração. O corte de carga ou racionamento atenta contra uma das funcionalidades básicas dos sistemas de potência. Uma reprogramação da geração origina mudanças técnicas e econômicas na operação do sistema de potência, que poderiam ser, ou não, atrativas para os diversos agentes.

### **2.5.2. Metodologias de análise**

Na literatura são reportados diversos métodos de controle preventivo em função da TEF. A utilização de sensibilidades de primeira ordem com relação a certos parâmetros permite uma reprogramação da geração ativa [TONG92] [FOUA92]. Em [KUO95] se apresenta uma técnica rápida sem o cálculo de sensibilidades para o ajuste das potências máximas de geração.

## **2.6. Avaliação do estado de operação**

### **2.6.1. Aspectos gerais**

Tipicamente a avaliação do estado de operação de uma rede de energia elétrica consiste na determinação das tensões e ângulos das diversas barras, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse [MONT83]. A aplicação de uma medida de controle qualquer leva a mudanças nas variáveis do sistema elétrico, e obriga a analisar previamente a factibilidade de operação do sistema.

Analisar a factibilidade de operação do sistema consiste em avaliar, por exemplo, ante uma mudança nas condições de geração, se o sistema de geração poderá atender completamente a demanda. Isto está relacionado com o máximo carregamento e no caso extremo, implica o compromisso de um corte de carga. Para avaliar a factibilidade do sistema frente a esta nova configuração é preciso resolver o problema de corte de carga [BEDR03].

De acordo com os princípios econômicos o objetivo global dos SEE é satisfazer a demanda do serviço elétrico com o menor custo possível garantindo adequados níveis de confiabilidade, qualidade e segurança do serviço. Para atingir este objetivo normalmente é utilizada uma ferramenta de otimização, onde é minimizada uma função objetivo sujeita a restrições de igualdade e desigualdade [ILIC98].

### **2.6.2. Metodologias de análise**

Dada a natureza do problema de corte de carga, é possível linearizar as equações do sistema de transmissão utilizando o modelo DC (*direct current*), e encontrar uma

solução aproximada do corte de carga mediante uma técnica de programação linear, como apresentada em [BEDR03].

Uma solução com uma maior precisão nos resultados pode ser obtida mediante uma técnica de programação não-linear, considerando o modelo AC (*alternating current*) do sistema de transmissão, o que representa também um maior esforço computacional [GRAN96] [RID04a].

Existem diversos métodos clássicos para resolver o problema de FPO (fluxo de potência ótimo) não linear, na referência [HUNE91] é apresentado um resumo dos principais métodos para a solução do problema de FPO.

As técnicas matemáticas disponíveis podem ser classificadas em: (a) métodos do gradiente [CARP62] [DOMM68], (b) técnicas de programação quadrática seqüencial (PQS) [GIRA81] [BURC85], (c) técnicas de programação não linear baseadas nas condições de Karush – Kuhn – Tucker (KKT) [SUN84], e (d) técnicas de programação linear seqüencial (PLS) [STTO79] [ALSA90].

Os métodos gradiente foram as primeiras propostas para resolver o problema de FPO, e apesar do seu rigor matemático estes métodos usam algumas aproximações que levam a uma convergência lenta e em “zig-zag” perto da solução ótima.

As técnicas PQS propostas nos anos 80 usam derivadas de segunda ordem e melhoram a convergência dos métodos do gradiente. O modelo PQS baseia-se no processo quase-Newton, utilizando uma aproximação da matriz Hessiana da função Lagrange com a finalidade de superar as dificuldades encontradas nos problemas de programação quadrática. Como em todo método quase-Newton a matriz Hessiana reduzida, construída iterativamente, é cheia e faz com que estes métodos sejam lentos quando o número de variáveis de controle é muito grande.

As técnicas de programação não linear baseadas nas condições de KKT resolvem o problema de FPO procurando um ponto que atenda diretamente as suas condições. Poucos destes métodos são confiáveis ou rápidos. Em [SUN84] é proposto um método de Newton combinado com as condições de KKT. O método de Sun tem uma convergência quadrática e usa uma avançada técnica de esparsidade que não é afetada pela função de penalidade que modela as restrições de desigualdade do FPO.

A técnica PLS baseia-se na linearização da função objetivo e das restrições do problema de FPO. Estas técnicas aplicam-se na maior parte dos problemas de despacho de potência ativa. A principal modelagem é a representação linear das equações da rede de transmissão. É adotado um modelo linear incremental e um algoritmo dual-Simplex, no qual comparado com o primal-Simplex requer menor capacidade de armazenamento e tempo de inicialização.

Os métodos recentes para a solução do problema FPO incluem o método de pontos interiores (MPI) [QUIN00]. Desenvolvido inicialmente para resolver problemas de programação linear, o MPI encontra a solução ótima seguindo uma trajetória de pontos através do interior das restrições diretamente para a solução ótima que se encontra na fronteira das restrições. O MPI consegue um melhor desempenho computacional para problemas de grande porte em comparação com os métodos clássicos, por exemplo, o método Simplex [KARM84].



# **3. IMPLEMENTAÇÃO DE UMA METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO CUSTO DA SEGURANÇA DINÂMICA**

## **3.1. Introdução**

A simulação digital dos sistemas de potência é vital nos estudos de engenharia [SELV05], tanto no projeto, planejamento, operação e treinamento, envolvendo desde um simples fluxo de potência até análises complexas como as quantificações dos diversos serviços auxiliares. O incremento constante da demanda, a tendência cada vez maior de interconectar sistemas de potência existentes, o desenvolvimento de novos equipamentos, etc; ocasionam que a operação e o controle dos sistemas de potência sejam cada vez mais complexos. Os requisitos de software diferem para cada estudo ou análise. Os softwares utilizados nos diversos centros de controle têm que ser constantemente atualizados para cobrir esses requisitos, sendo esta uma tarefa cada vez mais difícil e complexa devido às limitações próprias do paradigma procedural no qual foram implementadas.

A aparição do POO e arquiteturas de sistemas distribuídos abriram uma possibilidade para lidar com esta crescente complexidade, permitindo uma representação efetiva dos diversos equipamentos físicos que compõem um sistema de potência sobre a qual todas as análises possam ser efetuadas; uma fácil comunicação entre os diversos componentes que compõe o software independente de plataforma.

Neste capítulo são apresentados conceitos relacionados às tecnologias computacionais (POO, sistemas distribuídos, arquitetura CORBA) utilizadas no

presente trabalho. É apresentada também uma proposta de *framework* como meio para integrar as implementações das metodologias mais relevantes no setor elétrico. Finalmente, são apresentadas as justificativas da seleção das diversas metodologias que foram implementadas, visando que um trabalho em conjunto das mesmas permitam quantificar o impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica.

### **3.2. Tecnologias computacionais utilizadas**

#### **3.2.1. Sistemas distribuídos**

Um sistema distribuído consiste em uma coleção de computadores autônomos conectados através de uma rede e equipados com algum software de sistema distribuído [COUL00]. O software de sistema distribuído permite que os computadores coordenem suas atividades e compartilhem os recursos do sistema (hardware, software e dados). Os usuários de um sistema distribuído bem projetado devem percebê-lo como sendo um único e integrado sistema de computação, mesmo que seja implementado através de diversos computadores localizados em diferentes regiões.

Antigamente todo o processamento de uma empresa era de responsabilidade de uma máquina só, onde a mesma era chamada de Mainframe. Com o surgimento e o custo cada vez menor dos computadores pessoais com seus processadores de alto desempenho, juntamente com as redes de computadores, fizeram com que essa idéia ficasse obsoleta, pois não tinha mais sentido centralizar todo o processamento em apenas uma máquina se era possível utilizar várias interligadas através de uma rede.

Os sistemas distribuídos trouxeram algumas vantagens, como por exemplo:

- *Compartilhamento de recursos* – Um computador poderá usar os recursos contidos em outro. Isso é possível porque cada computador na rede possui seus próprios recursos, por exemplo, memória, impressoras, leitoras de CD-ROM, disco rígido, etc que podem ser compartilhados.
- *Confiabilidade* – Se um computador falhar em um sistema distribuído, os computadores restantes poderão continuar operando, conferindo ao sistema maior confiabilidade.

- *Comunicação* – Uma grande vantagem dos sistemas distribuídos é a facilidade na troca de informações. Isso é possível devido a interligação dos computadores através de redes de comunicação. Os computadores interligados em um sistema distribuído podem estar conectados através de pequenas ou longas distâncias, facilitando, assim, a comunicação e a troca de informações entre pessoas localizadas tanto em regiões remotas como em uma mesma sala.
- *Velocidade de computação* – Os sistemas distribuídos permitem que um processo seja executado concorrentemente em várias máquinas monoprocessadas diminuindo o tempo de processamento e aumentando a velocidade de computação em comparação a execução desse mesmo processo em apenas uma máquina monoprocessada.

A estrutura cliente-servidor é o modelo de comunicação mais utilizado para implementação de sistemas distribuídos [TEIX02]. “A idéia básica desta estrutura é que existem servidores espalhados na rede, onde cada servidor é responsável por gerenciar um ou mais recursos e que existem clientes que necessitam utilizar tais recursos para cumprir determinada tarefa, logo o cliente tem que se comunicar com o servidor para solicitar tais recursos”. O funcionamento do modelo cliente-servidor se dá basicamente da seguinte maneira: existe um servidor gerenciando um determinado recurso que se faz necessário para um cliente, logo o mesmo faz uma solicitação para o servidor através de uma requisição. O servidor recebe o pedido, executa-o e retorna a resposta da solicitação para o cliente que a solicitou. Durante todo o período da solicitação até o recebimento da resposta o cliente permanece bloqueado caracterizando assim uma chamada síncrona.

Esse modelo de comunicação se encaixa dentro de todas as vantagens citadas acima sobre sistemas distribuídos. Entre todas estas vantagens existe uma de caráter interessante que é a *transparência*, que neste contexto quer dizer 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 [TEIX02]. Existem vários tipos de transparências: transparências de concorrência, acesso, replicação, a falhas, desempenho e expansão.

Com relação às desvantagens dos sistemas distribuídos, pode-se mencionar:

- Sistemas distribuídos necessitam de softwares diferentes dos utilizados pelos sistemas centralizados, tais softwares são bem mais complexos de serem implementados.
- A rede pode saturar ou causar outros problemas.
- Complexidade dos mecanismos de segurança.

Face à complexidade dos sistemas distribuídos, o domínio das técnicas para desenvolvimento de software nesta área passa a ser de grande importância. A metodologia orientada a objetos (MOO) veio como forma de tentar reduzir a complexidade dos atuais desenvolvimentos de software [MONT97]. Apresenta-se como modelo mais adequado, uma vez que dispõe técnicas que facilitam o controle da complexidade dos sistemas, com uma estruturação mais organizada de seus componentes, procurando representar em software objetos que se imagina existir no mundo real [YOUR99].

### **3.2.2. Modelagem orientada a objetos**

O ambiente competitivo do mundo dos negócios está mudando constantemente, a um passo acelerado, levando as empresas a se adaptarem a ele se quiserem continuar com sua posição de destaque no mercado [TAYL97].

Durante os anos 60 isso já era uma realidade, pois muitos esforços foram aplicados no desenvolvimento de software de grande porte, mas os resultados não foram bem os esperados, pois as empresas acabaram enfrentando sérias dificuldades, tais como: os cronogramas de software estavam sempre atrasados, os custos excediam em muito os orçamentos e os produtos finais não eram confiáveis [DEIT01]. Então, se começou a perceber que o desenvolvimento de software era uma atividade muito mais complexa do que se havia imaginado e que os modelos de programação, da época, já não auxiliavam os desenvolvedores a atender a demanda de desenvolvimento de software de grande complexidade em um curto intervalo de tempo, com alta confiabilidade e baixo custo.

O POO surgiu como uma solução para suprir tais problemas. A MOO baseia-se no POO. É importante mencionar os seguintes conceitos, já que são necessários para um entendimento do POO:

- *Objeto* – um objeto tem estado, comportamento e identidade, sendo que as estruturas e os comportamentos de objetos similares são definidos em classes comuns. Os termos instância e objetos têm o mesmo significado.
- *Estado* – é uma condição durante a vida de um objeto, ou seja, é como os seus atributos ou propriedades estão durante um determinado momento do seu ciclo de vida. O estado de um objeto representa os resultados acumulativos de seu comportamento.
- *Comportamento* – é como um objeto atua ou reage, quando ocorre a passagem de mensagem e mudança de seu estado.
- *Identidade* – é o atributo ou propriedade que o diferencia de todos os outros objetos.
- *Classe* – é um conjunto de objetos que compartilham uma estrutura e um comportamento comum.
- *Interface de uma classe* – consiste na declaração de todos os métodos que a classe conterá, ou seja, define a abstração dos objetos desta classe.
- *Implementação* – Consiste na implementação de todos os métodos contidos na interface da classe, ou seja, define o comportamento dos objetos desta classe.
- *Herança* – define um relacionamento entre classes onde uma classe compartilha a estrutura ou o comportamento definidos em uma ou mais classes. Pode ser classificada em:
  - *Simples* – é quando uma classe compartilha a estrutura ou o comportamento a partir de outra classe, sendo que a classe que compartilha sua estrutura é denominada super-classe e a que herda a estrutura de sub-classe, ou seja, cada sub-classe possui apenas uma super-classe.

- *Múltipla* – é quando uma classe compartilha a estrutura ou o comportamento a partir de duas ou mais classes, sendo que a classe que compartilha sua estrutura é denominada super-classe e a que herda a estrutura de sub-classe, ou seja, cada sub-classe possui mais de uma super-classe.

O MOO apresenta os seguintes elementos[BOOC99]:

- *Abstração* – Denota as características essenciais de um objeto que o diferencia dos outros e assim provê limites conceituais bem definidos, dependendo da perspectiva do visualizador. Descreve as características de um objeto que o torna único isso a partir da visão da pessoa que está modelando outra pessoa, por exemplo, poderia ter uma visão diferente sobre o mesmo objeto. A abstração é uma das principais formas que os humanos usam para lidar com a complexidade.
- *Encapsulamento* – é o processo de compartimentalizar os elementos de uma abstração que constitui sua estrutura e o seu comportamento. Encapsulamento serve para separar a interface da abstração de sua implementação. Os conceitos de abstração e encapsulamento são conceitos complementares, sendo que a abstração enfoca o comportamento de um objeto e o encapsulamento enfoca a implementação que vai realizar tal comportamento.
- *Modularidade* – é a propriedade de um sistema de ser decomposto em um conjunto de módulos coesivos e fracamente acoplados. A idéia principal de modularizar um sistema é dividir o problema em pequenas partes que tenham conexões entre si para melhor compreensão e resolução do problema.
- *Hierarquia* – é uma forma de classificação ou ordenamento das abstrações. Fazer hierarquias de abstrações simplifica e ajuda a entender o problema.

Todo sistema que for chamado de sistema completamente orientado a objetos deve possuir no mínimo os três primeiros elementos citados acima [BOOC99].

Entre as principais vantagens da aplicação do MOO pode-se mencionar:

- *Fácil reaproveitamento de código* – Reutilizar um código já testado e sem erros oferece ao desenvolvedor um ganho de tempo considerável, pois não tem que passar por todos os problemas encontrados durante o desenvolvimento do mesmo.
- *Facilidade na manutenção do software* – O POO trabalha com módulos, ou seja, o software é dividido em várias partes para um melhor reaproveitamento de cada módulo e fácil manutenção tanto no sentido de estender, como no sentido de corrigir erros.
- *Menor código gerado* – Os softwares desenvolvidos em POO, podem gerar códigos fontes menores, aplicando alguns conceitos de POO, como herança e polimorfismo.
- *Fácil representação do mundo real* – “Um aspecto interessante da teoria dos objetos é a sua característica intrínseca de analisar o mundo como ele é, permitindo organizar resultados de maneira mais fácil e natural”, ou seja, O POO procura representar o mundo real como ele realmente se apresenta, pois o mundo é formado de objetos [FURL98].

Os conceitos aplicados no MOO abriram portas para diversas abordagens como, por exemplo, para objetos distribuídos que são componentes, módulos de software com inteligência autocontida, que podem interoperar com outros objetos distribuídos através de sistemas operacionais, redes, linguagens, aplicações, ferramentas e equipamentos, diversos códigos, que espalhados em um sistema formam um software distribuído [POPE97] [MONT97]. Esses módulos são objetos desenvolvidos de acordo com as regras de orientação a objetos. Assim, possuem as mesmas características principais dos objetos das linguagens de programação que são as que foram citadas anteriormente neste capítulo.

Uma das tecnologias que utilizam esse tipo de abordagem (objetos distribuídos) é o CORBA.

### 3.2.3. Arquitetura CORBA

O padrão CORBA é a especificação de uma arquitetura desenvolvida para ambientes distribuídos e heterogêneos que utiliza a tecnologia de orientação a objetos, ou seja, este padrão tem como princípio fazer com que aplicações distribuídas em uma rede se comuniquem usando os preceitos da tecnologia orientada a objetos.

O responsável por este padrão é a OMG (*object management group*) que é uma instituição sem fins lucrativos formada para direcionar o desenvolvimento de aplicações distribuídas portáveis para software heterogêneos, sendo que seu objetivo principal é alcançar sistemas baseados em objetos em ambientes distribuídos heterogêneos com características de reusabilidade, portabilidade e interoperabilidade.

“O padrão CORBA é considerado um *middleware* porque possibilita a comunicação entre duas aplicações separadas e diferentes, sendo que o mesmo estabelece tal comunicação de um modo transparente, ocultando os detalhes complexos e de baixo nível da implementação (dos usuários). Estes não terão que se preocupar com detalhes de implementação como cuidar das primitivas *send/recv* para estabelecer a comunicação entre as duas aplicações [LANG02]”.

A arquitetura CORBA apresenta muitas vantagens dentre elas pode-se citar:

- *Independência de Plataforma* – CORBA tem sua própria linguagem para descrever as interfaces dos objetos remotos chamada de IDL (*interface definition language*) onde a mesma pode ser compilada independente da plataforma ou linguagem de programação. É através dessa linguagem que os usuários definem os métodos que serão disponibilizados pelos objetos remotos.
- *Integração* – por CORBA ser independente de plataforma e linguagem possibilita a integração de componentes de software a partir de vários software.
- *Interoperabilidade* – a idéia por trás da interoperabilidade do CORBA é que dois objetos remotos executando podem se comunicar, mesmo que os fabricantes sejam diferentes. Isso é possível, pois o CORBA padroniza seu próprio protocolo de comunicação e sua própria linguagem de definição de interfaces.



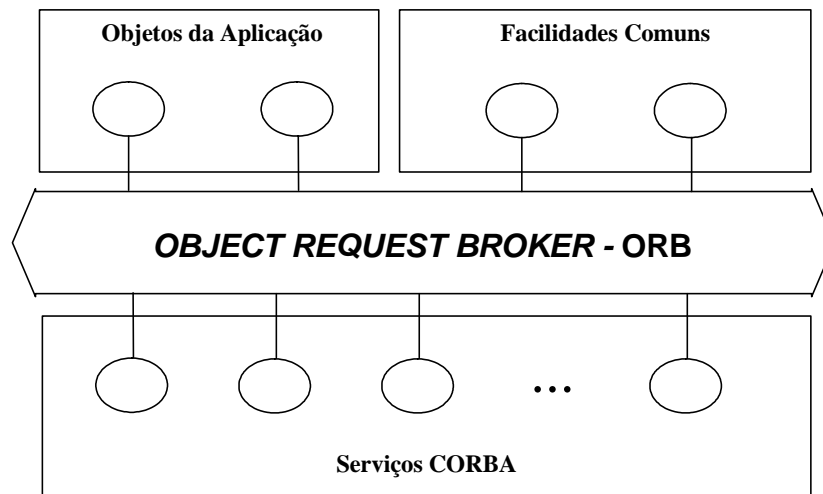
- *Escalabilidade* – CORBA suporta ambientes com um potencial para um grande número de objeto e usuários.
- *Portabilidade* – as aplicações CORBA podem ser facilmente transferidas de um ORB (*object request brokers*) para outro, desde que os ORB suportem a mesma linguagem na qual o objeto CORBA foi originalmente desenvolvido. Isso é possível devido à padronização da arquitetura.
- *Reuso de Software* – CORBA provê todos os meios para acessar todos os objetos independentemente se estão em plataforma ou linguagens diferentes. Isso quer dizer que tais objetos não precisam ser transferidos, bastando apenas serem reaproveitados.
- *Transparência* – todas as invocações de métodos de objetos remotos serão manuseadas de forma transparente pelo CORBA. Para o usuário será indiferente se o objeto está localizado remotamente ou localmente, é como se todas as chamadas ocorressem localmente.
- *Transparência de Localização* – através do ORB o CORBA é capaz de localizar um objeto independentemente se o mesmo está localizado remota ou localmente.

#### *OMA (object management architecture)*

A OMA é o coração da especificação CORBA, pois a mesma provê uma completa arquitetura que é rica e flexível o bastante para acomodar software distribuídos de todas as variedades [OMG04]. O CORBA dentro deste modelo é uma infra-estrutura capaz de estabelecer comunicação entre software orientado a objetos e software não orientado a objetos independente da plataforma.

A OMA é composta de um modelo de objeto e um modelo de referência, sendo que o modelo de objeto é responsável por definir como objetos distribuídos podem ser descritos através de ambientes heterogêneos, enquanto o modelo de referência caracteriza a interação entre esses objetos. Através desses dois modelos a arquitetura CORBA é capaz de desenvolver sistemas baseados em objetos distribuídos em ambientes heterogêneos com interoperabilidade [LANG02].

A OMA define as funções do CORBA em quatro outras categorias de objetos como pode ser visto na Figura 3.1 e detalhado a seguir.



**Figura 3.1:** Arquitetura OMA.

- *ORB*: É responsável por unificar o acesso a serviços de aplicações, ou seja, o mesmo funciona como um intermediário entre a comunicação de clientes e servidores.
- *Serviços CORBA*: Fornece alguns serviços básicos em nível de sistema que complementam a funcionalidade do ORB, por exemplo, o serviço de Nomes e Notificação de eventos.
- *Objetos da Aplicação*: São interfaces de aplicações definidas pelo usuário, ou seja, que não são definidas pela OMG.
- *Facilidades Comuns*: São funções de alto nível genéricas disponibilizadas para aplicações. Podem ser de dois [TEIX02]
  - *Horizontais*: Voltadas às aplicações de usuário final. São divididas segundo quatro categorias que são: interface do usuário, gerenciamento de informação, gerenciamento de software, 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.

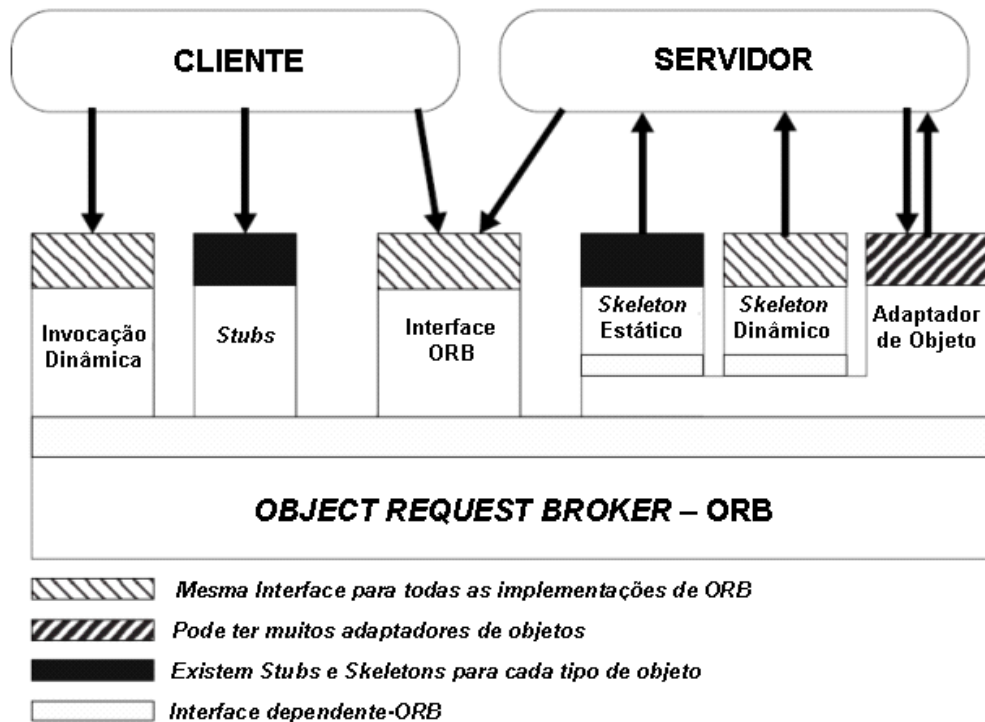
### *Arquitetura CORBA*

O CORBA trabalha dentro da filosofia cliente-servidor, ou seja, um cliente faz um pedido de um serviço, que é efetuado em outro local que não necessariamente precisa ser o mesmo local onde o pedido foi solicitado, para o servidor responsável por administrá-lo que imediatamente retorna a resposta do pedido, assim que o mesmo tenha sido executado.

Os softwares que utilizam o CORBA como meio para acessar serviços distribuídos precisam disponibilizar tais serviços através de interfaces. O CORBA utiliza um padrão de interface (arquivos com extensão \*.idl) que é utilizado para gerar arquivos com códigos fontes que são responsáveis por estabelecer a comunicação entre o cliente e o servidor, ocultando os detalhes de baixo nível do usuário. Os códigos fontes gerados são mapeados para a linguagem em que será implementada a aplicação distribuída, através do compilador de interfaces que é disponibilizado pelo fabricante que implementou a especificação da arquitetura CORBA. O arquivo correspondente ao cliente é denominado *stub* e o arquivo correspondente ao lado do servidor é o *skeleton*, esses arquivos junto com o ORB são responsáveis pelo estabelecimento da comunicação entre o cliente e o servidor.

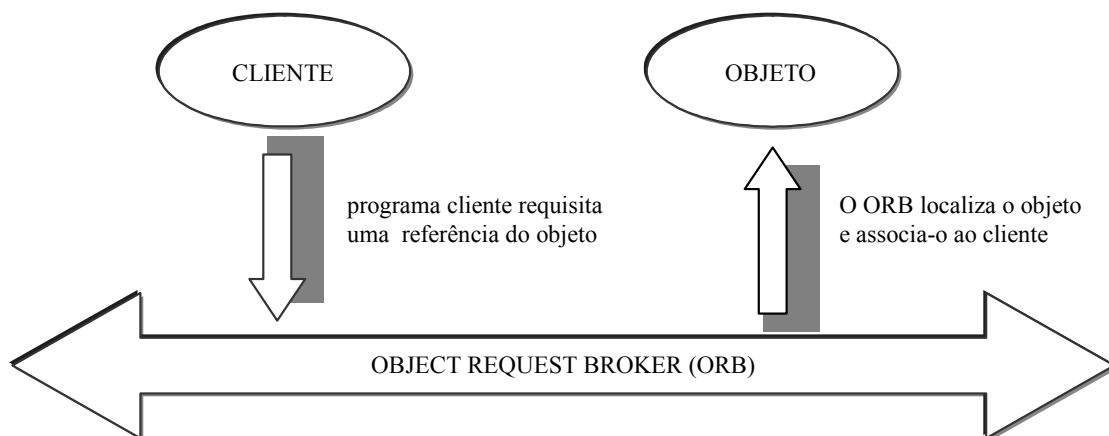
Essa comunicação ocorre da seguinte forma: o cliente acessa os serviços através do *stub* que utiliza funções pré-definidas do ORB para chegar ao servidor, sendo que quem recebe a solicitação do pedido é o *skeleton*, onde o mesmo é responsável por chamar o método correspondente ao serviço que o cliente solicitou e devolvê-lo depois de executá-lo.

Para um melhor entendimento de como o CORBA estabelece a comunicação entre dois software se torna importante conhecer os principais elementos que constituem a sua arquitetura. Nesta seção serão apresentados os componentes que estruturam a arquitetura CORBA, com uma breve descrição de cada um deles, utilizando as seguintes referências [TEIX02]. Na Figura 3.2 mostra-se a estrutura da arquitetura CORBA.



**Figura 3.2:** Estrutura da 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 [MOWB97]. Como na Figura 3.3:



**Figura 3.3:** Integração de objetos no CORBA

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 [BORL04].

*Stubs*: São arquivos gerados pelo compilador IDL (Interface Definition Language) da linguagem correspondente para dar acesso a serviços definidos pela interface em IDL, ou seja, Stubs são interfaces estáticas para os serviços oferecidos 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. Geralmente, são funções que inicializam o ORB, inicializar o adaptador de objetos, para conversão de strings em referência de objetos, dentre outras.

### 3.2.4. *Framework*

Um *framework* é um projeto de software reutilizável, composto por um conjunto de classes cooperativas, para uma família de problemas relativos a um domínio. [FAYA99a] [FAYA99b].

Os benefícios primários dos *frameworks* resultam da modularidade, reusabilidade, extensibilidade e inversão de controle que provêm aos desenvolvedores de software.

- *Modularidade* – *frameworks* aumentam a modularidade através do encapsulamento de detalhes de implementação voláteis atrás de uma interface estável. A modularidade ajuda melhorar a qualidade do software diminuindo o esforço requerido para entender e os manter.
- *Reusabilidade* – as interfaces estáveis providas pelo *framework* aumentam a reusabilidade através da definição de componentes genéricos que podem ser reaplicados para criação de novas aplicações. O reuso de componentes *frameworks* podem render melhoras substanciais na produtividade de programadores, tanto como aumentar a qualidade, performance, confiança e interoperabilidade do software.
- *Extensibilidade* – um *framework* aumenta a extensibilidade provendo explicito métodos *hooks* que permitem as aplicações estenderem suas interfaces estáveis. Métodos *hooks* sistematicamente separam interfaces estáveis e comportamentos de uma aplicação a partir da variação requerida pela instanciação de uma aplicação em um contexto particular.
- *Inversão de Controle* – permite que os *frameworks* determinem quais métodos dentro de uma especifica aplicação serão invocados em resposta a um evento externo.

### 3.3. Proposta de um *framework* para desenvolvimento de software

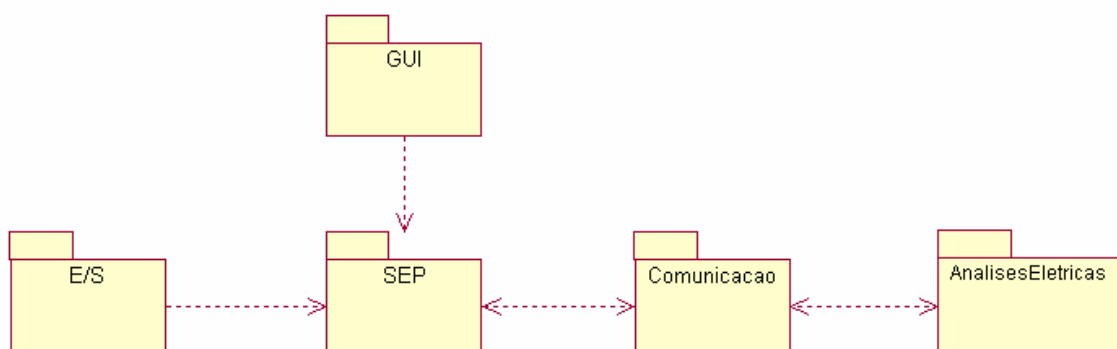
#### 3.3.1. Aspectos gerais

Entende-se um componente como a implementação física de um conjunto de outros elementos lógicos, como classes e colaborações [BOOC99]. O *framework* proposto é composto de 2 componentes, sendo o primeiro correspondente aos elementos que compõem um sistema elétrico de potência e o segundo correspondente às análises elétricas a serem futuramente implementadas; os que são mostrados na Figura 3.4.



**Figura 3.4:** Componentes principais do *framework*

É sobre este *framework* que é construído um conjunto de livrarias reutilizável, que de agora em diante será denominado como aplicação, para o desenvolvimento e implementação das metodologias elétricas de interesse. Um diagrama que representa a arquitetura deste conjunto de livrarias de forma resumida é mostrado na Figura 3.5.



**Figura 3.5:** Componentes principais da aplicação

Uma descrição da aplicação já incorpora o detalhamento do *framework*, logo para fins didáticos, serão detalhadas apenas as partes mais importantes da aplicação.

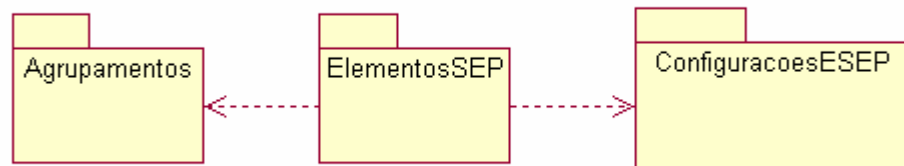
### 3.3.2. Implementação de uma aplicação baseada no *framework*

A aplicação (conjunto de livrarias) que será detalhada no decorrer do presente item serviu como base para a implementação das seguintes metodologias: fluxo de potência, estabilidade transitória, melhoria do nível de segurança dinâmica e o fluxo de potência ótimo; aos quais consideram os seguintes dispositivos físicos: gerador, carga, compensadores de reativos, SVC, linha, transformador, etc.

Na Figura 3.5, foram apresentados os componentes principais que compõe a aplicação, os quais são descritos a seguir:

*SEP: Sistema elétrico de potência.*

Este componente contém principalmente os dispositivos físicos existentes num sistema elétrico de potência (barras, geradores, linhas, transformadores, etc), assim como os diversos agrupamentos destes (áreas, zonas, etc). Na Figura 3.8 são apresentados os componentes que formam o SEP.



**Figura 3.6:** Componentes principais do componente SEP

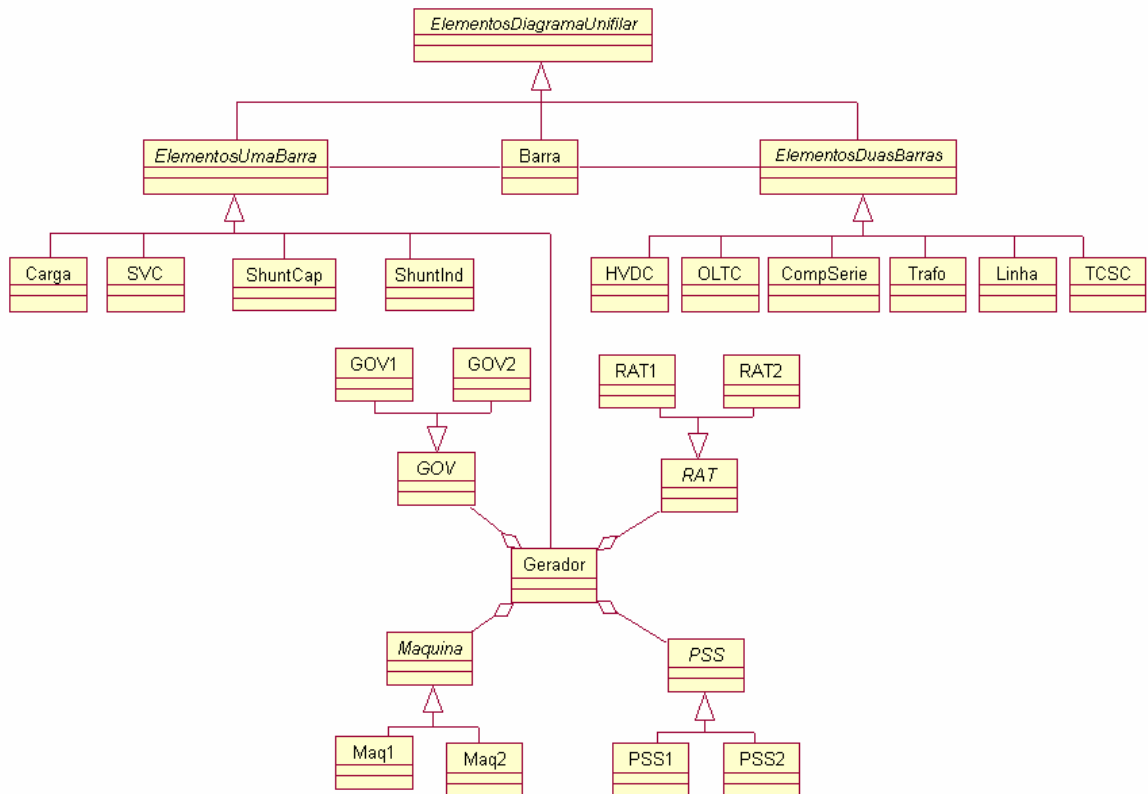
Um sistema elétrico de potência é composto fisicamente por um conjunto de barras, de elementos conectados a uma barra (geradores, cargas, shunts, etc), e de elementos conectados a duas barras (linhas, transformadores, ULTC, etc), assim como por elementos adicionais que são parte de alguns dos elementos primeiramente mencionados, como por exemplo, o AVR e o PSS, elementos internos do gerador. Os modelos correspondentes a todos estes elementos se encontram no componente ElementosSEP. Cada elemento físico pode ser abstraído (modelado) como uma classe, então ElementosSEP contém um conjunto de classes, as quais mantêm um conjunto de relações que serão descritas a seguir.



Uma classe “Gerador”, uma classe “Carga”, e todas aquelas correspondentes a elementos que se conectam a uma barra, têm muitas propriedades e comportamento em comum, isto no POO pode ser representado com a utilização de classe adicional (“ElementosUmaBarra”), que agrupe essas características comuns em uma relação de herança. Seguindo o mesmo critério as classes “Linha”, “HVDC”, e todas aquelas correspondentes a elementos que se conectam a duas barras, são herdadas de uma classe chamada “ElementosDuasBarras”. As classes “ElementosUmaBarra”, “ElementosDuasBarras” e a classe “Barra” são herdadas de uma classe base chamada ElementosDiagramaUnifilar.

Um gerador fisicamente é composto de uma máquina, e dispositivos de controle, como o estabilizador de tensão, potência e / ou velocidade. Esta relação física, no POO pode ser modelada como uma relação de agregação (todo parte) entre as classes “Gerador”, “Maquina”, “AVR”, “PSS” e “GOV”.

Todos as relações entre as classes que compõem o componente ElementosSEP pode ser observada na Figura 3.7:



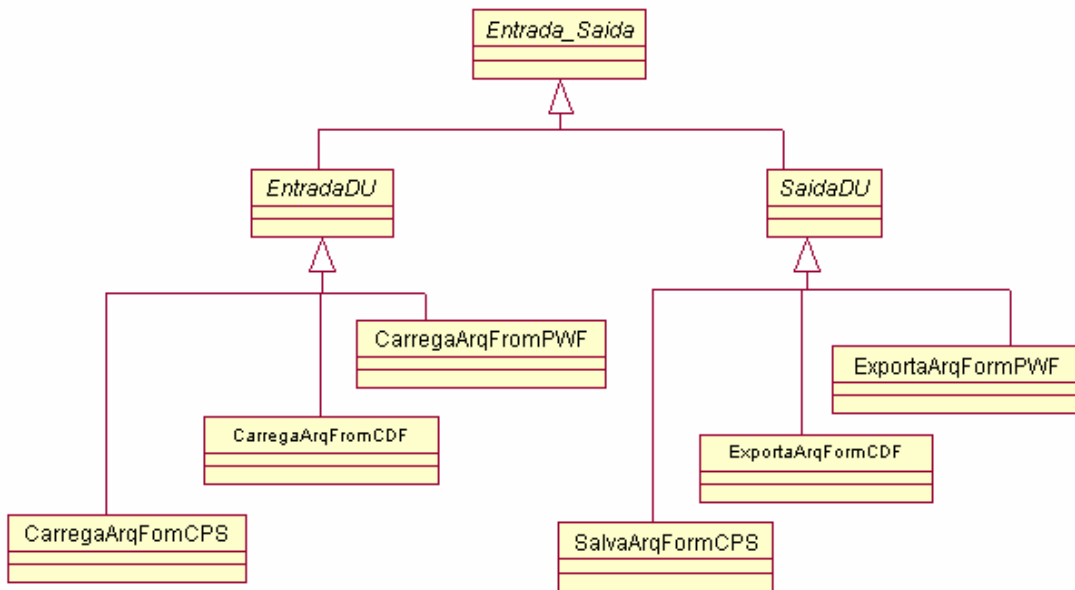
**Figura 3.7:** Diagrama de classes do componente ElementosSEP

Este componente foi completamente implementado em Java visando aproveitar o suporte nativo desta linguagem de programação ao POO.

*E/S: Entrada Saída*

Este componente contém as classes encarregadas de gerenciar a persistência, carregamento, exportação e importação dos dados dos elementos que compõe o Sistema Elétrico de Potência. Escolheu-se armazenar os dados em arquivos textos pela simplicidade na implementação, mas dada à arquitetura atual a atualização para forma de armazenamento em banco de dados representará um impacto mínimo nos demais componentes.

Todos as relações entre as classes que compõem o componente E/S pode ser observada na Figura 3.8:



**Figura 3.8:** Diagrama de classes do componente E/S

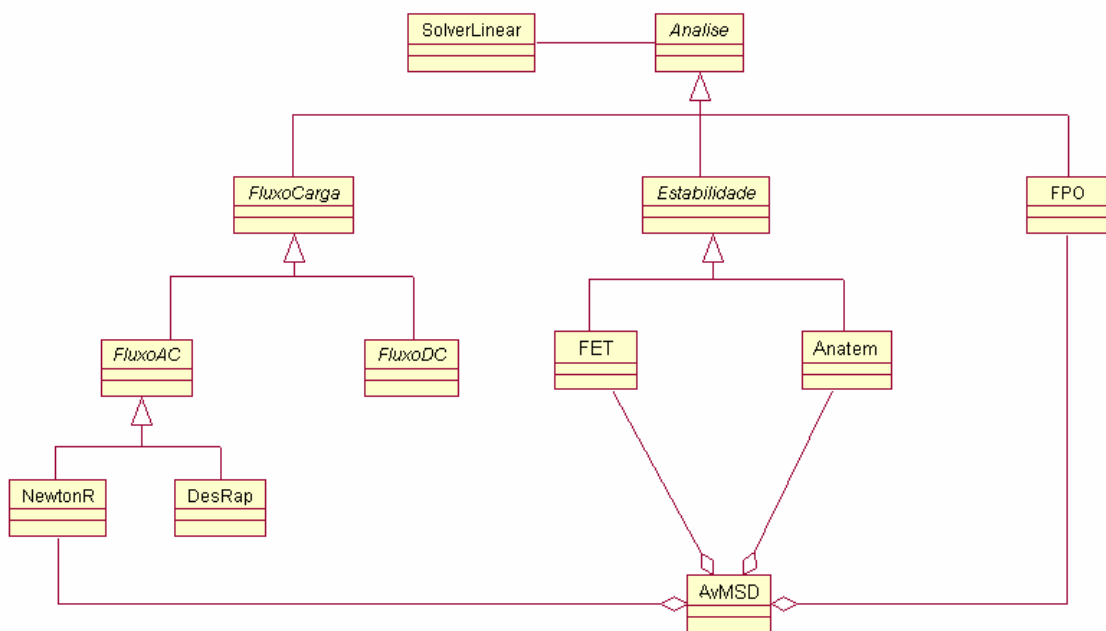
Este componente dá suporte a 3 formatos de arquivos texto: o “CPS”, que é um formato próprio, o “CDF”, que é um formato amplamente conhecido e o “PWF”, que é um formato proprietário de um grupo de pesquisa denominado CEPEL.

Este componente foi implementado em Java, visando aproveitar a relativa facilidade de implementação para gerenciamento de arquivo proporcionados pela linguagem de programação.

### *Análises Eléctricas*

Assim como a análise de fluxo de potência precisa resolver um sistema de equações do tipo  $Ax = b$ ; muitas das varias análises eléctricas precisam de metodologias matemáticas. Uma análise eléctrica, no POO, pode ser representada como uma classe. As diversas metodologias matemáticas utilizadas nos cálculos eléctricos, também podem ser modeladas como classes.

Outra característica importante a mencionar é que as diversas análises eléctricas trabalham sobre o mesmo sistema eléctrico de potência, recebendo dele primeiramente só os dados necessários para serem processados gerando resultados que deverão ser atualizados no sistema eléctrico de potência.



**Figura 3.9:** Diagrama de classes do componente AnálisesElétricas

Na Figura 3.9 se apresenta o diagrama de classes do componente Análises Eléctricas. Cada uma das análises é um serviço remoto, tendo a possibilidade de interagir entre elas, ou trabalhar simultaneamente, característica que é aproveitada, por exemplo,

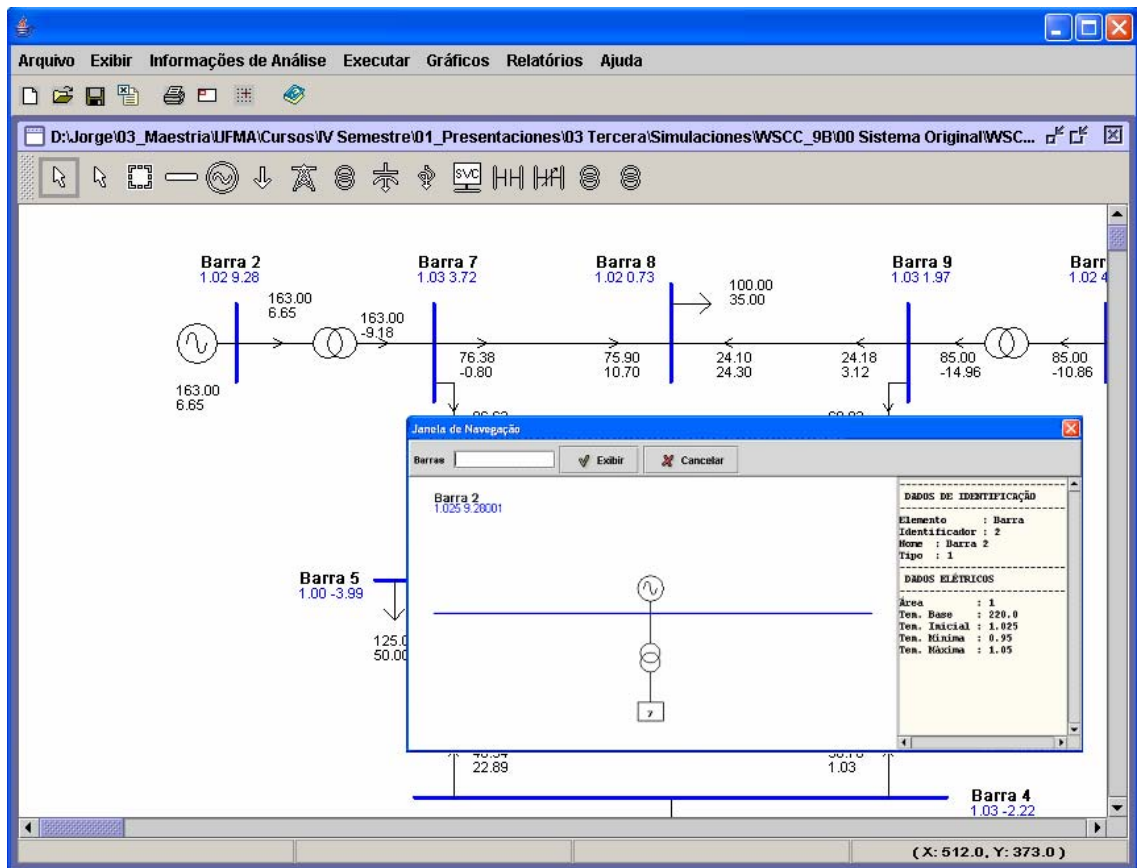
na resolução de problemas de tipo SIMD ou MIMD (*multiple instruction multiple data*). Este componente foi implementado em C++ visando aproveitar o suporte nativo desta linguagem de programação as operações matemáticas e ao mesmo tempo ao POO.

### *Comunicação*

Este componente é responsável por estabelecer a comunicação entre os componentes SEP e AnalisesEletricas, onde os mesmos foram implementados em linguagens diferentes, o primeiro em Java e o segundo em C++ , conforme a característica de cada componente. Tendo em vista que componentes desenvolvidos em linguagens diferentes não podem se comunicar diretamente um com outro e que era necessário uma forma de processamento distribuído para o desenvolvimento de uma análise elétrica que requer muito tempo computacional se fez necessário o uso de uma camada intermediária (*middleware*) para tal fim, denominada CORBA.

### Interface Gráfica ( GUI )

Este componente contém as classes encarregadas de apresentar ao usuário uma forma fácil, amigável e intuitiva na criação e edição dos diversos elementos que compõe um Sistema Elétrico de Potência, assim como a possibilidade de realizar as diversas análises implementadas. A implementação deste componente é visualizada na figura 3.10.



**Figura 3.10:** Implementação do componente GUI

O componente GUI foi completamente implementado em Java, visando aproveitar as livrarias de computação gráfica proporcionadas pela linguagem de programação. Uma completa explicação de todas as funcionalidades implementadas neste componente pode se encontrar em [SILV04].

### 3.4. Metodologias aplicadas na avaliação do custo da melhoria da segurança dinâmica.

O problema de interesse no presente trabalho é a quantificação econômica do custo da melhoria da segurança dinâmica nos sistemas elétricos de potência. A importância deste problema foi comentada no primeiro capítulo. Os conceitos e metodologias associadas a esta análise foram comentados no segundo capítulo, e as ferramentas computacionais disponíveis (ou escolhidas) nos primeiros três itens deste capítulo. Uma metodologia relacionada a este problema é apresentada na Figura 3.11.

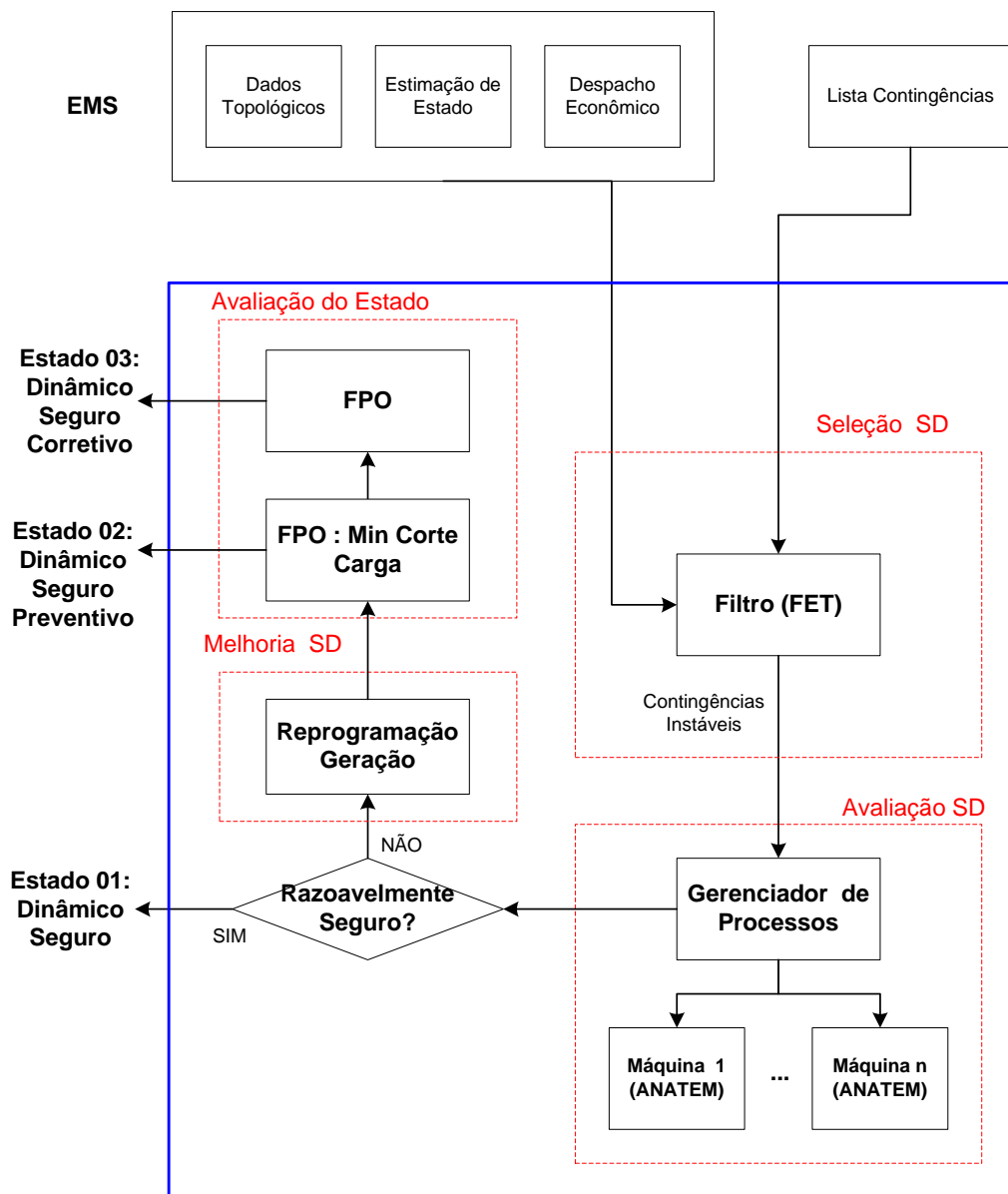


Figura 3.11: Metodologia para a avaliação do custo da melhoria da segurança dinâmica

Na Figura 3.11 se distinguem 4 blocos principais na metodologia: Seleção da SD, Avaliação da SD, Melhoria da SD e Avaliação do Estado; as quais são descritas a continuação.

#### **3.4.1. Seleção de contingências**

Dada uma lista de prováveis contingências e uma condição de operação em regime permanente, este bloco é o encarregado de selecionar (filtrar) de uma maneira rápida só aquelas contingências que poderiam levar a instabilidade o sistema elétrico.

Entre as diversas metodologias existentes para a realização da Seleção de Contingências dinâmicas, predominam as baseadas na FET. Resumindo as características apresentadas no capítulo 2, pode-se dizer que estas metodologias utilizam o modelo clássico do gerador, e ante uma falta ou contingência, verificam se a energia cinética ganha pelo sistema ( $V$ ) no período sob-falta é suficiente ou não para levá-lo a instabilidade. Para isto é preciso conhecer a energia máxima para o qual o sistema ainda é estável ( $V_{cr}$ ), a qual corresponde a um UEP (*unstable equilibrium point*). É no cálculo do UEP que as diversas metodologias diferem, sendo as mais utilizadas atualmente as chamadas de PEBS (*potential energy boundary surface*) e BCU (*boundary of stability based region controlling unstable equilibrium point*).

Uma das maiores vantagens do PEBS é que ele evita o cálculo do UEP, assumindo que a  $V_{cr}$  é aquela energia onde a trajetória da falta cruza a linha ortogonal às curvas equipotenciais que contém os diferentes UEPs. O método BCU utiliza inicialmente a metodologia PEBS, para logo resolver um sistema reduzido gradiente e determinar o gradiente mínimo, para encontrar em seguida o UEP de controle, mas apresenta problemas de convergência frente a algumas configurações de alguns sistemas elétricos. Devido a isto se decidiu utilizar uma metodologia PEBS no presente bloco.

#### **3.4.2. Avaliação de contingências**

Dada uma lista de prováveis contingências e uma condição de operação em regime permanente, o bloco correspondente à avaliação de contingências é o encarregado de avaliar a estabilidade transitória da maneira mais exata possível para cada uma das contingências catalogadas como instáveis pelo bloco de seleção.

Entre as diversas metodologias existentes para a realização da avaliação de contingências dinâmicas, predominam as baseadas na simulação no domínio do tempo. Entre os programas que possam fazer uma análise de estabilidade transitória com o maior detalhamento possível tem-se disponível o ANATEM [CEPE01]. Entre as principais vantagens do ANATEM pode se mencionar que inclui uma modelagem para todos os elementos elétricos existentes num sistema real como o SIN, além de incluir técnicas de esparsidade e pode-se utilizar em “batch”. Uma das principais desvantagens do ANATEM é o tempo de simulação, oito minutos em média por contingência no SIN (Sistema Interligado Nacional Brasileiro).

A estrutura cliente – servidor especifica a existência de um conjunto de processos servidores, que gerenciam o acesso dos clientes a um determinado tipo de recursos. A análise da estabilidade transitória pode ser modelada como um serviço, que pode estar disponível em vários processos servidores, onde cada um deles poderia residir numa máquina diferente. O ANATEM pode ser chamado dentro deste processo servidor, sendo o número de avaliações das contingências proporcional ao número de servidores disponíveis, conseguindo avaliar várias contingências em paralelo, reduzindo o tempo total de processamento.

### **3.4.3. Melhoria da segurança dinâmica**

Dada uma avaliação de contingências dinâmicas, este bloco é o encarregado de propor, caso seja necessário, uma ação preventiva para melhorar os índices de estabilidade transitória. As medidas preventivas consideradas neste trabalho são baseadas numa reprogramação da geração.

Em função da contingência catalogada como mais severa, um fator de correção e as características dinâmicas dos geradores, são calculados novos limites máximos de geração, conseguindo um aumento da MET, a fim de assegurar a estabilidade angular do sistema. O fator de correção ( $f_c$ ) é uma quantificação do nível de melhoria que se pretende alcançar, sendo que à medida que este aumenta, os limites de geração diminuem.



Em [BEDR03] se apresenta uma 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. O cálculo da nova geração utiliza as seguintes expressões:

$$P_{1,novo} = \frac{(P_{1,anti} - B)}{A} \quad (3.1)$$

$$P_{i,novo} = \frac{M_i}{M_1} P_{1,novo} - \frac{M_i}{M_1} P_{1,anti} - M_i (D_{wi,anti} - D_{w1,anti}) + P_{i,anti} \quad (3.2)$$

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

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

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:

$$P_i^{\max} = P_{i,anti} + fc(P_{i,novo} - P_{i,anti}) \quad (3.3)$$

Onde:

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

$fc$  Fator de correção

#### 3.4.4. Avaliação do estado de operação

O problema de corte de carga é resolvido mediante uma metodologia de otimização baseada em um algoritmo de fluxo de potência ótimo não-linear. O problema de fluxo de potência ótimo consiste na minimização do corte de carga sujeita as restrições de igualdade e desigualdade. A formulação matemática é apresentada no Apêndice B.

Para calcular o impacto técnico – econômico da segurança dinâmica no sistema foram formulados vários tipos de problemas de fluxo de potência ótimo não-lineares, por exemplo, despacho econômico, maximização do carregamento do sistema e minimização do desvio da magnitude da tensão. Todas as formulações matemáticas são apresentadas no Apêndice B.

Para resolver todos os problemas de fluxo de potência não lineares, foi utilizado o método de pontos interiores em função do um melhor desempenho computacional para problemas de grande porte, comparado com os métodos clássicos [TORR98] [MEHR92] [CARP93] [GOND96]. No Apêndice C é apresentado um resumo da teoria do método de pontos interiores.

# **4. APLICAÇÃO A SISTEMAS PRATICOS E ANÁLISE DE RESULTADOS**

## **4.1. Introdução**

A implementação da metodologia para a quantificação do impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica, descrita no capítulo anterior, é testada neste capítulo em 2 sistemas elétricos práticos: o WECC 3 geradores – 9 barras (WECC3) e uma configuração do sistema brasileiro de 44 geradores – 320 barras (Brasil44).

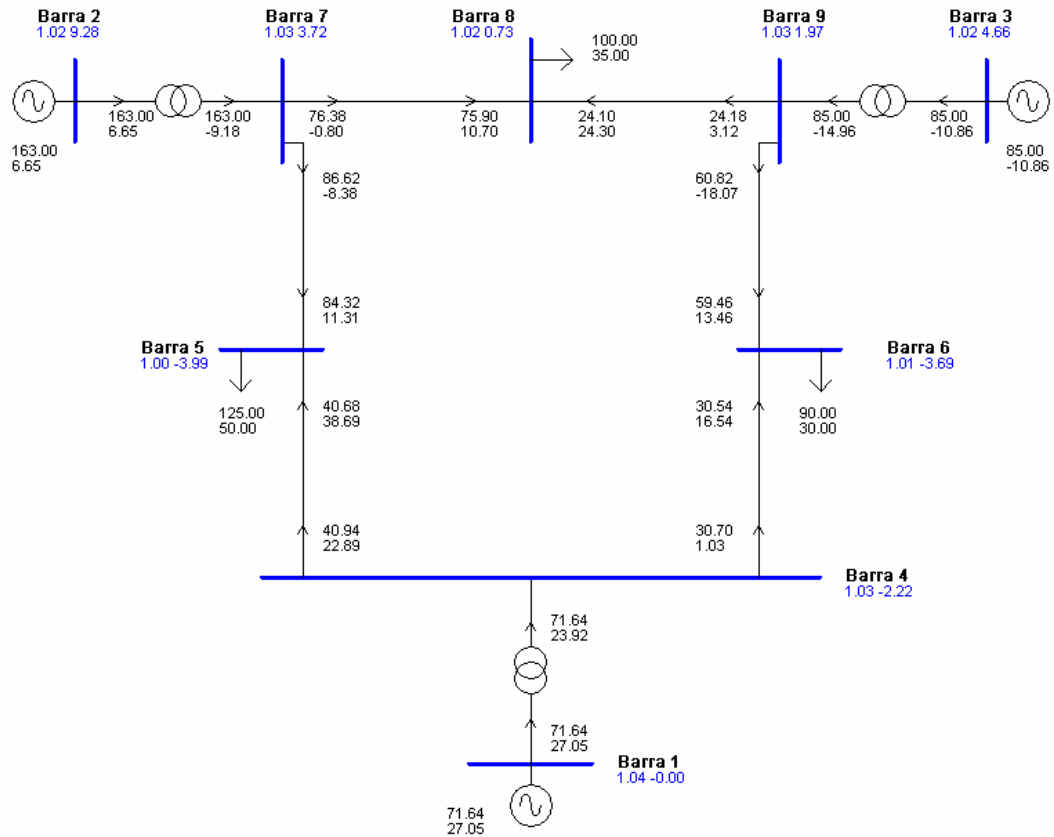
Para o sistema WECC3, são considerados dois cenários. O primeiro considera uma operação do sistema com mínimas perdas, e o segundo considera uma operação do sistema com mínimos desvios de tensão. Para o sistema Brasil44 é considerada uma operação do sistema com mínimas perdas.

Para uma dada lista de contingências é avaliada a segurança dinâmica e são analisados os efeitos da aplicação de vários fatores de melhoria, tanto no aspecto técnico como econômico.

Os respectivos dados dos sistemas mencionados, que serviram como base para as simulações, podem ser encontrados no Apêndice A.

## 4.2. Sistema WECC 3 geradores 9 barras

O estado inicial do sistema é o mostrado na Figura 4.1.



**Figura 4.1:** Estado inicial do sistema WECC 3 geradores - 9 barras

Um resumo das potências dos geradores, assim como suas respectivas curvas de custo, são mostradas na Tabela 4.1:

**Tabela 4.1:** Dados econômicos dos geradores do sistema WECC3

Gerador	Barra	$P_G$ (MW)	$P_G$ Max (MW)	$Q_G$ Max (Mvar)	$Q_G$ Min (Mvar)	Curva Custo (R\$/h)
1	1	71.44	110.00	9999.00	-9999.00	15 x $P_G$
2	2	163.00	163.00	9999.00	-9999.00	10 x $P_G$
3	3	85.00	85.00	9999.00	-9999.00	9 x $P_G$

As contingências a serem analisadas são mostradas na Tabela 4.2. Se distinguem 2 tipos de contingências, sendo que as do “tipo 1” são correspondentes à aplicação de um curto-circuito trifásico na barra especificada no instante  $t$  igual a 0 s. sendo eliminado no instante  $t$  igual a  $t_{cl}$  s. As contingências do “tipo 2” são correspondentes à aplicação de um curto-circuito trifásico num ramo próximo a barra inicial no instante  $t$  igual a 0 s. e eliminado com o desligamento do ramo no instante  $t$  igual a  $t_{cl}$  s. A lista de contingências considera todas as possíveis faltas tipo 1 e 2 no sistema elétrico, podendo ser reduzida utilizando a experiência do operador, mas para fins práticos neste trabalho todas foram consideradas. O tempo  $t_{cl}$  pode variar para cada contingência, mas para fins práticos neste trabalho um único é considerado. O tempo máximo de simulação é de 8 s.

**Tabela 4.2:** Lista de contingências dinâmicas para o sistema WECC3

<b>Id</b>	<b>Tipo</b>	<b>Barra Inicial</b>	<b>Barra Final</b>	<b>Circuito</b>
1	1	1		
2	1	2		
3	1	3		
4	1	4		
5	1	5		
6	1	6		
7	1	7		
8	1	8		
9	1	9		
10	2	4	5	1
11	2	4	6	1
12	2	5	7	1
13	2	6	9	1
14	2	7	8	1
15	2	8	9	1
16	2	1	4	1
17	2	2	7	1
18	2	9	3	1
19	2	5	4	1
20	2	6	4	1
21	2	7	5	1
22	2	9	6	1
23	2	8	7	1
24	2	9	8	1
25	2	4	1	1
26	2	7	2	1
27	2	3	9	1



**Tabela 4.3:** Análise de segurança dinâmica no sistema WECC3, para  $t_{cl}$  igual a 0.217 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.350 s, no cenário de mínimas perdas ativas.

No. Contingência	$t_{cl} = 0.217$ s.		$t_{cl} = 0.350$ s.	
	MET	Anatem	MET	Anatem
1	2.3826	Instável	0.1898	Instável
2	0.4444	Instável	<b>-3.4729</b>	Instável
3	1.3808	Estável	-2.1389	Instável
4	2.2020	Instável	-0.3740	Instável
5	2.4162	Estável	1.0976	Instável
6	2.6612	Estável	1.5766	Instável
7	0.5446	Instável	-3.3987	Instável
8	1.8666	Estável	-0.1945	Instável
9	1.3341	Estável	-2.3440	Instável
10	1.5017	Instável	-0.5848	Instável
11	1.4625	Instável	-0.6272	Instável
12	0.4865	Instável	-0.0617	Instável
13	0.8806	Estável	0.3886	Instável
14	-0.3277	Instável	-3.3071	Instável
15	1.6637	Estável	-0.3074	Instável
16	4.2848	Instável	3.5955	Instável
17	0.0613	Instável	0.3273	Instável
18	-0.5400	Instável	-1.5284	Instável
19	1.7337	Estável	0.7842	Instável
20	1.8840	Estável	1.0882	Instável
21	<b>-0.5587</b>	Instável	-3.3972	Instável
22	0.4755	Instável	-2.2796	Instável
23	1.4816	Instável	-0.4147	Instável
24	0.5847	Instável	-2.3427	Instável
25	4.6846	Instável	3.8334	Instável
26	-0.2523	Instável	-0.6462	Instável
27	-0.2403	Instável	-0.5633	Instável

**Tabela 4.4:** Resumo da eficiência da seleção dinâmica de contingências no sistema WECC3, para  $t_{cl}$  igual a 0.217 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.350 s., no cenário de mínimas perdas ativas.

$t_{cl} = 0.217$ s.				$t_{cl} = 0.350$ s.			
MET		Anatem		MET		Anatem	
Estável	22	Estável	9	Estável	9	Estável	0
		Instável	13			Instável	9
Instável	5	Estável	0	Instável	18	Estável	0
		Instável	5			Instável	18
Total		27		Total		27	

Na Tabela 4.5 são apresentados os tempos totais para a avaliação da segurança dinâmica no ambiente distribuído, sendo preciso lembrar que a seleção de contingências dinâmicas utiliza só um serviço, mesmo que estejam bem disponíveis; já a avaliação de contingências dinâmicas utiliza o máximo de serviços disponíveis.

**Tabela 4.5:** *Speed-up* do ambiente distribuído no sistema WECC3, para  $t_{cl}$  igual a 0.217 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.350 s., no cenário de mínimas perdas ativas.

No. serviços disponíveis	$t_{cl} = 0.217$ s.		$t_{cl} = 0.350$	
	Tempo (s)	<i>speed-up</i>	Tempo (s)	<i>speed-up</i>
1	38.4	1.00	22.8	1.00
2	28.2	1.36	20.4	1.12
4	21.6	1.78	17.7	1.29

Das Tabelas 4.4 e 4.5 pode-se observar que para um sistema com um nível menor de segurança o tempo de processamento total da AvSD é menor.

Para os dois tempos de eliminação da falta analisados o sistema é inseguro. É o operador quem baseado na sua experiência e na probabilidade de ocorrência das faltas instáveis quem decidira a aplicação de uma medida de controle preventivo.

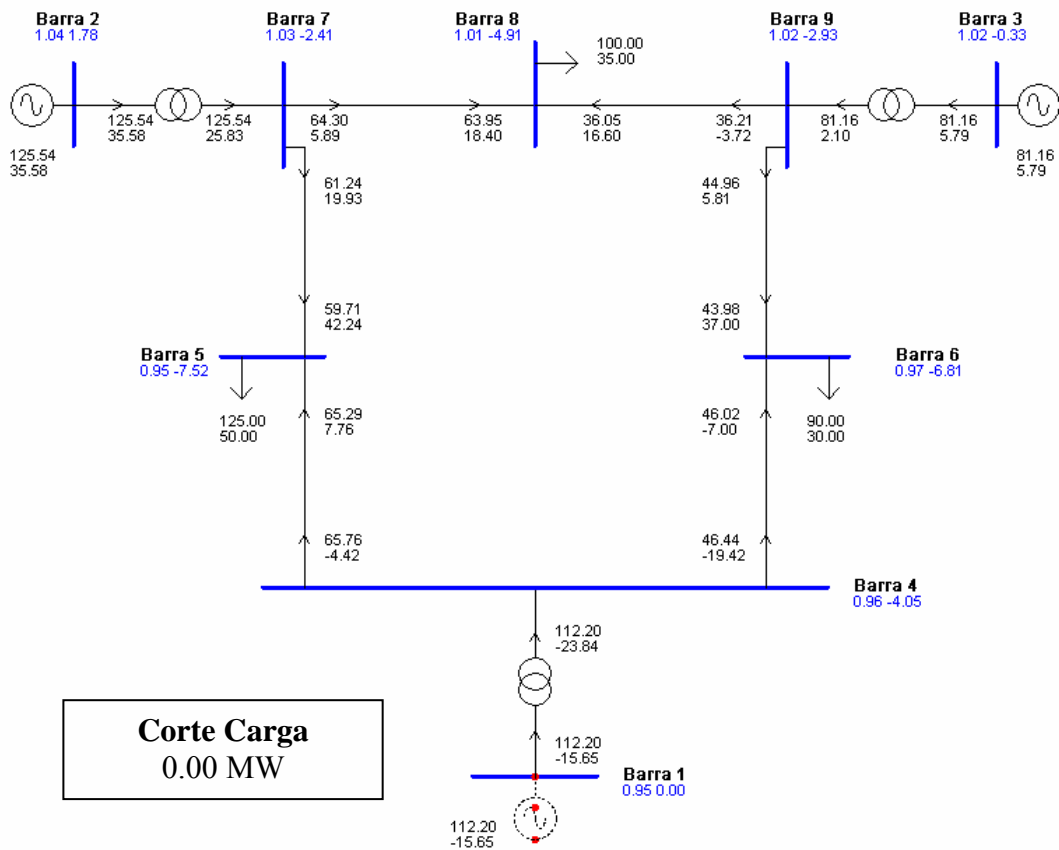
A análise da melhoria dos índices da segurança dinâmica foi efetuada para a configuração do sistema com um nível menor de segurança dinâmica ( $t_{cl}$  igual a 0.350 s.) e um fator de correção ( $fc$ ) igual a 20 %. Os resultados são apresentados na Tabela 4.6.

**Tabela 4.6:** Novos limites de geração no sistema WECC3 para  $t_{cl}$  igual a 0.350 s. e  $fc$  igual a 20%, no cenário de mínimas perdas ativas.

Gerador	$P_G$ atual (MW)	$P_G$ máx atual (MW)	$P_G$ máx corrigido (MW)
1	71.44	110.00	110.000
2	163.00	163.00	125.540
3	85.00	85.00	81.164

O gerador 1 está conectado a barra slack, portanto seu limite de potência ativa não foi alterado. Modificando a potência ativa nos geradores 2 e 3 para seus novos valores máximos é analisada a factibilidade do sistema com a utilização de um fluxo de potência ótimo tendo como função objetivo a minimização do corte de carga. Os resultados podem ser visualizados na Figura 4.3.





**Figura 4.3:** Estado de operação do sistema WECC3, aplicando um  $fc$  igual a 20% e minimizando corte de carga, para o cenário de mínimas perdas ativas

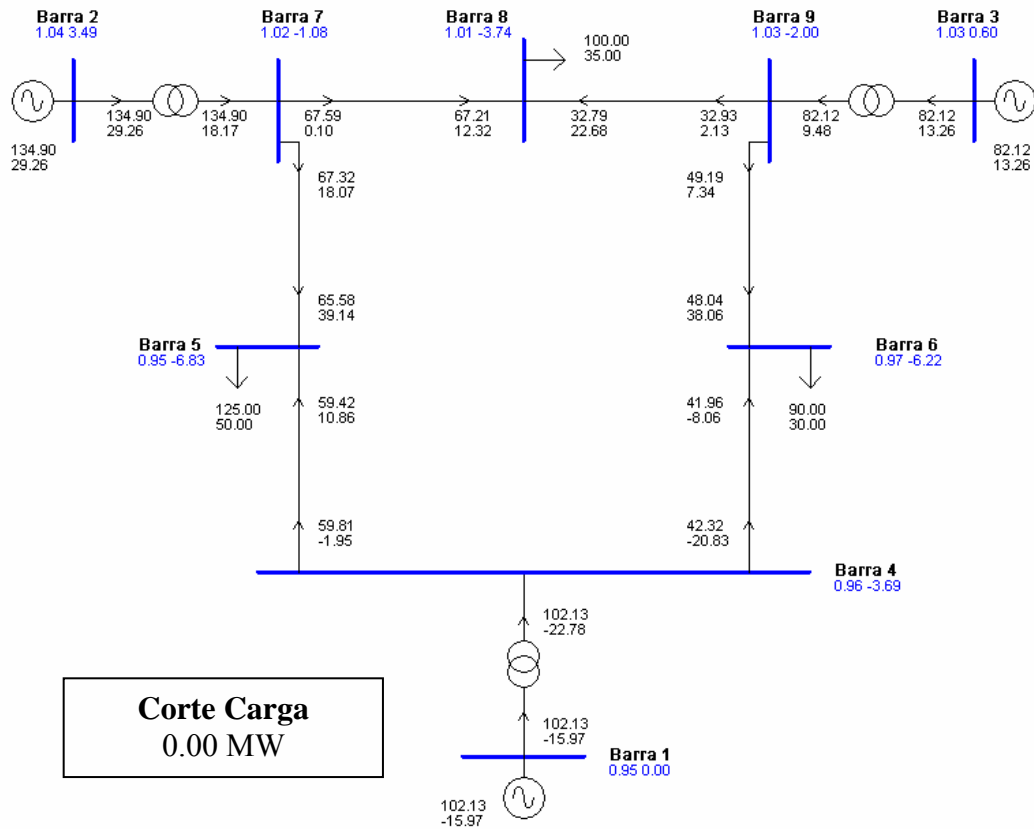
Embora para os novos limites de geração não exista corte de carga no sistema, o gerador 1 ultrapassou seus limites máximos desligando-se e ocasionando que o sistema não seja factível. Portanto não é possível aplicar uma melhoria com um  $fc$  igual a 20%.

Na Tabela 4.7 são apresentados os novos limites de geração considerando um  $fc$  de 15%.

**Tabela 4.7:** Novos limites de geração no sistema WECC3 para  $tcl$  igual a 0.350 s. e  $fc$  igual a 15%, no cenário de mínimas perdas ativas.

Gerador	$P_G$ atual (MW)	$P_G$ máx atual (MW)	$P_G$ máx corrigido (MW)
1	71.44	110.00	110.000
2	163.00	163.00	134.905
3	85.00	85.00	82.123

O resultado de uma análise de corte de carga para os limites de geração apresentados na Tabela 4.7 é mostrado na Figura 4.4.



**Figura 4.4:** Estado de operação do sistema WECC3, aplicando um  $fc$  igual a 15% e minimizando corte de carga, para o cenário de mínimas perdas ativas.

Sendo que não existe corte de carga e a potência gerada na barra slack é menor que a máxima permitida, o sistema é considerado factível.

O novo estado de operação do sistema minimizando as perdas ativas e levando em conta as correções nos limites de geração para um fator de correção de 15 % é mostrado na Figura 4.5.

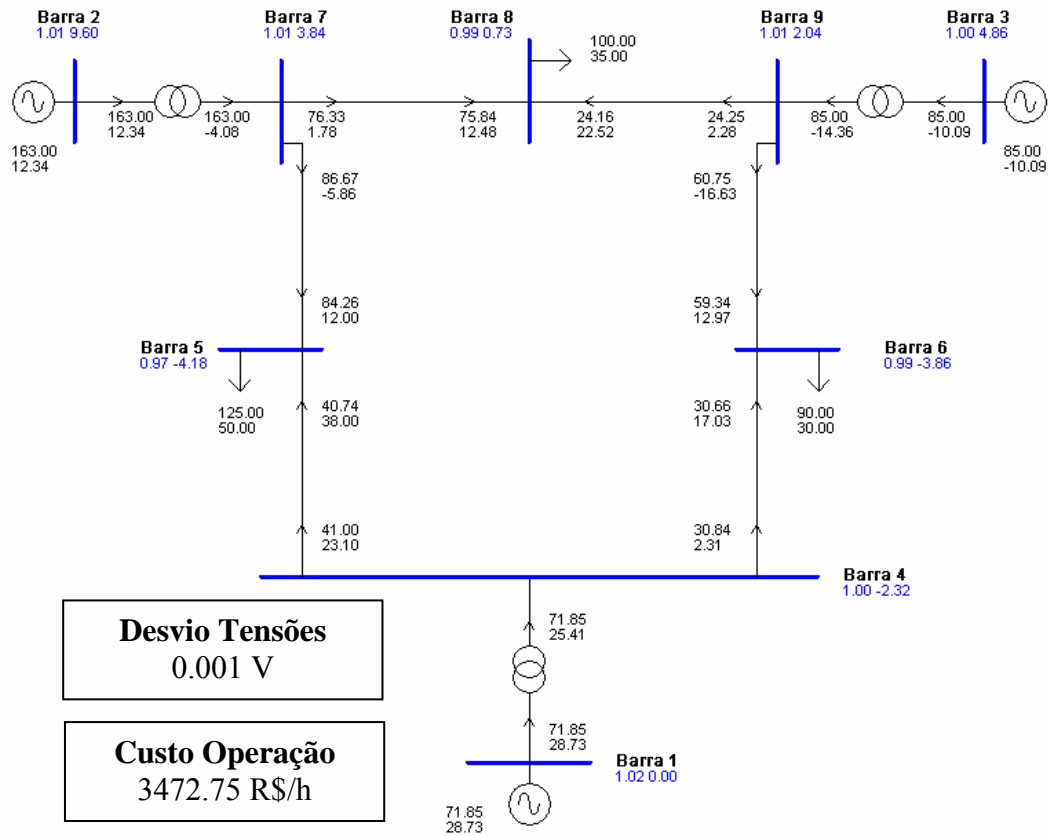


**Tabela 4.8:** Impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica no sistema WECC3, no cenário de mínimas perdas ativas para um  $t_{cl}$  de 0.350 s.

		<b>Fator de correção (fc)</b>				
		<b>0%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>	<b>15%</b>	<b>20%</b>
<b>P máx gerador 1</b>	(MW)	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
<b>P máx gerador 2</b>	(MW)	163.00	153.64	144.27	134.91	125.54
<b>P máx gerador 3</b>	(MW)	85.00	84.04	83.08	82.12	81.16
<b>Corte carga</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>PG1<sub>MinCC</sub></b>	(MW)	71.44	82.03	92.08	102.10	112.20
<b>Factível</b>		Sim	Sim	Sim	Sim	Não
<b>PG1<sub>MinPerdas</sub></b>	(MW)	71.44	81.35	91.32	101.30	--
<b>MET mínima</b>	pu	-3.4729	-2.9888	-2.3871	-1.9758	--
<b>Perdas ativas</b>	(MW)	4.44	4.03	3.67	3.36	--
<b>Custo</b>	(R\$/h)	3 466.60	3 512.97	3 560.24	3 608.11	--

#### 4.2.2. Cenário de mínimos desvios de tensão

O estado de operação inicial correspondente ao cenário para uma condição de mínimo desvio de tensão no sistema elétrico em estudo é mostrado na Figura 4.6:



**Figura 4.6:** Estado de operação inicial do sistema WECC3 para o cenário de mínimo desvio de tensão.

Os resultados da avaliação da segurança dinâmica, para  $t_{cl} = 0.217$  s. e  $t_{cl} = 0.350$  s. são mostrados na Tabela 4.9. Pode-se observar que das contingências que o bloco da seleção determinou como instáveis ( $MET < 0$ ), todas continuaram sendo catalogadas como instáveis pelo bloco da avaliação. Um resumo da eficiência da seleção dinâmica de contingências é mostrado na Tabela 4.10.

**Tabela 4.9:** Análise de segurança dinâmica no sistema WECC3, para  $t_{cl}$  igual a 0.217 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.350 s., no cenário de mínimo desvio de tensão.

No. Contingência	$t_{cl} = 0.217$ s.		$t_{cl} = 0.350$ s.	
	MET	Anatem	MET	Anatem
1	2.1813	Estável	-0.1247	Instável
2	0.3203	Instável	<b>-3.4436</b>	Instável
3	1.2205	Estável	-2.1571	Instável
4	1.993	Estável	-0.7024	Instável
5	2.2075	Estável	0.6807	Instável
6	2.4476	Estável	1.1322	Instável
7	0.4078	Instável	-3.3957	Instável
8	1.6678	Estável	-0.5462	Instável
9	1.167	Estável	-2.395	Instável
10	1.3423	Instável	-0.8598	Instável
11	1.3085	Instável	-0.8959	Instável
12	0.3607	Instável	-0.3112	Instável
13	0.7529	Instável	0.1076	Instável
14	-0.4041	Instável	-3.2768	Instável
15	1.4954	Instável	-0.6249	Instável
16	4.0789	Instável	2.9695	Instável
17	0.0555	Instável	0.3028	Instável
18	-0.5291	Instável	-1.4855	Instável
19	1.5708	Instável	0.4369	Instável
20	1.7281	Instável	0.7351	Instável
21	<b>-0.6635</b>	Instável	-3.3968	Instável
22	0.3363	Instável	-2.3543	Instável
23	1.3172	Instável	-0.7138	Instável
24	0.4608	Instável	-2.3706	Instável
25	4.4754	Instável	3.1421	Instável
26	-0.2511	Instável	-0.6453	Instável
27	-0.2348	Instável	-0.564	Instável

**Tabela 4.10:** Resumo da eficiência da seleção dinâmica de contingências no sistema WECC3, para  $t_{cl}$  igual a 0.217 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.350 s., no cenário de mínimo desvio de tensão.

$t_{cl} = 0.217$ s.				$t_{cl} = 0.350$ s.			
MET		Anatem		MET		Anatem	
Estável	22	Estável	7	Estável	8	Estável	0
		Instável	15			Instável	8
Instável	5	Estável	0	Instável	19	Estável	0
		Instável	5			Instável	19
Total		27		Total		27	

Na Tabela 4.11 são apresentados os tempos totais para avaliação da segurança dinâmica no ambiente distribuído.

**Tabela 4.11:** *Speed-up* do ambiente distribuído no sistema WECC3, para  $t_{cl}$  igual a 0.217 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.350 s., no cenário de mínimo desvio de tensão.

No. serviços disponíveis	$t_{cl} = 0.217$ s.		$t_{cl} = 0.350$ s.	
	Tempo (s)	<i>speed-up</i>	Tempo (s)	<i>speed-up</i>
1	44.47	1.00	24.14	1.00
2	35.22	1.26	20.71	1.17
4	28.53	1.56	19.82	1.22

Das Tabelas 4.10 e 4.11 pode-se observar que para um sistema com um nível menor de segurança o tempo de processamento total da AvSD é menor.

Um resumo para diversos fatores de correção ( $fc$ ) é apresentado na Tabela 4.12.

**Tabela 4.12:** Impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica no sistema WECC3, no cenário de mínimo desvio de tensão para um  $t_{cl}$  de 0.35 s.

		Fator de correção ( $fc$ )				
		0%	5%	10%	15%	20%
<b>P máx gerador 1</b>	(MW)	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
<b>P máx gerador 2</b>	(MW)	163.00	153.25	143.49	133.74	123.99
<b>P máx gerador 3</b>	(MW)	85.00	82.47	79.94	77.41	74.88
<b>Corte carga</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>PG1<sub>MinCC</sub></b>	(MW)	71.85	83.90	95.80	107.80	119.70
<b>Factível</b>		Sim	Sim	Sim	Sim	Não
<b>PG1<sub>MinPerdas</sub></b>	(MW)	71.85	83.60	95.50	107.4	--
<b>MET mínima</b>	pu	-0.6635	-0.4314	-0.3405	-0.2571	--
<b>Desvio tensão</b>	pu	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	--
<b>Custo</b>	(R\$/h)	3 472.75	3 528.70	3 586.90	3 645.09	--

Na Tabela 4.12 observa-se que à medida que o  $fc$  é incrementado as potências máximas dos geradores 2 e 3 diminuem ocasionando uma maior geração no gerador 1, ultrapassando seu limite máximo para um  $fc$  de 20%. Isto indica que existe um limite na aplicação de uma medida de controle baseada na reprogramação da geração.

Na Tabela 4.12 pode-se observar também que à medida que o  $fc$  é incrementado a MET diminui, melhorando o nível de segurança dinâmica do sistema, aumentando-se também o custo de operação do sistema.

### 4.3. Sistema brasileiro 44 geradores 320 barras

#### 4.3.1. Cenário de mínimas perdas ativas

Os dados dos geradores, assim como do estado de operação inicial correspondente ao cenário para uma condição de mínimas perdas ativas do sistema elétrico em estudo é mostrado na Tabela 4.13:

**Tabela 4.13:** Geração inicial e curva de custo dos geradores do sistema Brasil44.

Gerador	Barra	Tensão	Ângulo	$P_G$ Max (MW)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MVar)	Curva de Custo (R\$/h)
1	2	0.959	-8.279	378.000	378.00	206.01	10.0 x $P_G$
2	3	1.150	15.802	401.999	402.00	657.10	11.0 x $P_G$
3	4	1.150	36.240	365.000	365.00	261.76	10.0 x $P_G$
4	5	1.149	47.285	98.000	98.00	79.14	11.0 x $P_G$
5	7	1.150	53.681	0.000	0.00	222.11	0.00 x $P_G$
6	8	1.104	3.558	1642.000	1642.00	900.00	11.0 x $P_G$
7	9	0.900	-3.026	1425.999	1426.00	-171.27	10.0 x $P_G$
8	11	0.923	14.684	1035.999	1036.00	-299.41	11.0 x $P_G$
9	12	0.901	20.767	1200.998	1201.00	-83.13	10.0 x $P_G$
10	14	0.962	64.568	208.000	208.00	119.93	11.0 x $P_G$
11	29	0.915	67.601	129.000	129.00	25.94	10.0 x $P_G$
12	41	0.901	63.477	109.000	109.00	-49.36	11.0 x $P_G$
13	42	1.150	49.635	0.000	0.00	430.83	0.00 x $P_G$
14	45	0.908	65.007	342.000	342.00	25.33	11.0 x $P_G$
15	47	0.917	65.578	87.000	87.00	5.90	10.0 x $P_G$
16	50	0.926	0.000	1100.000	763.81	-600.00	12.5 x $P_G$
17	51	0.901	-0.511	1157.000	1157.00	-129.97	10.0 x $P_G$
18	52	0.901	-0.143	2706.999	2707.00	-255.81	11.0 x $P_G$
19	53	0.904	-2.649	1014.000	1014.00	-132.23	10.0 x $P_G$
20	54	0.970	11.928	536.000	536.00	51.90	11.0 x $P_G$
21	55	1.145	14.656	221.000	221.00	282.05	10.0 x $P_G$
22	56	0.916	20.994	347.000	347.00	80.46	11.0 x $P_G$
23	57	0.902	47.052	0.000	0.00	-206.83	0.00 x $P_G$
24	58	0.902	46.444	0.000	0.00	-199.40	0.00 x $P_G$
25	59	0.900	66.097	148.000	148.00	-22.12	10.0 x $P_G$
26	60	0.902	41.296	781.000	781.00	-114.55	11.0 x $P_G$
27	61	0.904	44.522	170.000	170.00	-55.79	10.0 x $P_G$
28	62	0.916	39.191	152.000	152.00	18.64	11.0 x $P_G$
29	63	0.900	25.636	772.000	772.00	-391.41	10.0 x $P_G$
30	64	1.132	55.785	65.000	65.00	103.19	11.0 x $P_G$



Gerador	Barra	Tensão	Ângulo	$P_G$ Max (MW)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MVar)	Curva de Custo (R\$/h)
31	65	0.904	39.553	133.000	133.00	-10.70	10.0 x $P_G$
32	66	0.954	12.852	950.000	950.00	156.70	11.0 x $P_G$
33	67	0.900	23.573	592.000	592.00	-355.72	10.0 x $P_G$
34	68	0.908	41.692	110.000	110.00	-17.51	11.0 x $P_G$
35	69	0.902	63.702	50.000	50.00	-58.01	10.0 x $P_G$
36	71	0.902	37.786	360.000	360.00	-34.78	11.0 x $P_G$
37	72	1.044	51.905	240.000	240.00	115.25	10.0 x $P_G$
38	73	0.902	50.705	0.000	0.00	-50.68	0.00 x $P_G$
39	74	0.900	72.878	0.000	0.00	-156.19	0.00 x $P_G$
40	75	1.014	15.312	179.000	179.00	78.08	11.0 x $P_G$
41	76	0.912	13.992	268.000	268.00	-73.64	10.0 x $P_G$
42	121	0.906	-8.346	150.000	150.00	-196.90	11.0 x $P_G$
43	856	0.902	62.424	75.000	75.00	24.56	10.0 x $P_G$
44	857	0.901	65.017	205.000	205.00	41.78	11.0 x $P_G$

As perdas ativas do sistema são de 0.00 MW, isto devido a não consideração das resistências em função de seus valores (muito pequenos). O custo de operação do sistema é de 207 976.53 reais por hora.

A lista de contingências consideradas para a ASD é gerada automaticamente, em função do número de barras e de ramos. As primeiras 320 contingências são do tipo curto-circuito trifásico em cada uma das barras; as seguintes 470 contingências são do tipo curto-circuito trifásico na barra inicial em cada um dos ramos; as últimas 470 contingências são do tipo curto-circuito trifásico na barra final em cada um dos ramos existentes; totalizando 1260 contingências.

Os resultados da avaliação da segurança dinâmica, para  $t_{cl}$  igual a 0.050 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.100 s. são mostrados na Tabela 4.14. Um resumo da eficiência da seleção dinâmica de contingências é mostrado na Tabela 4.15.

**Tabela 4.14:** Análise de segurança dinâmica no sistema Brasil44 para  $t_{cl}$  igual a 0.050 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.100 s., no cenário de mínimas perdas ativas.

No. Contingência	$t_{cl} = 0.050$ s.		$t_{cl} = 0.100$ s.	
	MET	Anatem	MET	Anatem
541	-35.38	Estável	-26.17	Estável
581	-34.72	Instável	-51.53	Instável
582	-34.70	Instável	-52.01	Instável
540	-34.33	Estável	-25.42	Instável
183	-34.09	Estável	-25.99	Instável
539	-34.06	Estável	-25.63	Instável
580	-33.80	Instável	-67.33	Instável
1006	-33.79	Estável	-24.56	Instável
739	-33.63	Instável	-36.29	Instável
1007	-33.41	Instável	-26.63	Estável
213	-33.26	Estável	-48.50	Estável
1172	-33.11	Estável	-47.85	Estável
214	-32.83	Estável	-65.45	Instável
578	-32.63	Estável	-48.84	Estável
740	-32.42	Instável	-33.81	Instável
538	-32.20	Instável	-27.13	Instável
579	-32.14	Instável	-36.27	Instável
216	-31.94	Estável	-53.89	Estável
585	-31.94	Estável	-53.72	Estável
586	-31.94	Estável	-53.16	Instável
587	-31.94	Estável	-49.98	Instável
588	-31.94	Estável	-52.20	Instável
589	-31.94	Estável	-52.22	Instável
1051	-31.94	Estável	-47.97	Instável
1179	-31.94	Estável	-54.27	Estável

**Tabela 4.15:** Resumo da eficácia da seleção dinâmica de contingências no sistema Brasil44, para  $t_{cl}$  igual a 0.050 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.100 s., no cenário de mínimas perdas ativas.

$t_{cl} = 0.050$ s.				$t_{cl} = 0.100$ s.			
MET		Anatem		MET		Anatem	
Estável	481	Estável	438	Estável	548	Estável	485
		Instável	43			Instável	63
Instável	779	Estável	650	Instável	712	Estável	569
		Instável	129			Instável	143
Total		1260		Total		1260	

Na Tabela 4.16 são apresentados os tempos totais para a avaliação da segurança dinâmica.

**Tabela 4.16:** *Speed-up* do ambiente distribuído no sistema Brasil44, para  $t_{cl}$  igual a 0.05 s. e  $t_{cl}$  igual a 0.100 s., no cenário de mínimas perdas ativas.

No. serviços disponíveis	$t_{cl} = 0.050$ s.		$t_{cl} = 0.100$ s.	
	Tempo (min)	<i>speed-up</i>	Tempo (min)	<i>speed-up</i>
1	91.730	1.00	106.715	1.00
2	62.865	1.46	68.857	1.55

Um resumo da variação dos limites máximos para diversos fatores de correção (fc) é apresentado na Tabela 4.17.

**Tabela 4.17:** Variações dos limites de geração ativa no sistema Brasil44 no cenário de mínimas perdas ativas, para um  $t_{cl}$  de 0.100 s.

		Fator de correção (fc)		
		0%	10%	15%
<b>P máx gerador 1</b>	(MW)	378.00	376.99	375.47
<b>P máx gerador 2</b>	(MW)	402.00	400.88	399.20
<b>P máx gerador 3</b>	(MW)	365.00	363.19	360.49
<b>P máx gerador 4</b>	(MW)	98.00	97.58	96.95
<b>P máx gerador 5</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>P máx gerador 6</b>	(MW)	1642.00	1637.17	1629.95
<b>P máx gerador 7</b>	(MW)	1426.00	1421.61	1415.04
<b>P máx gerador 8</b>	(MW)	1036.00	1032.89	1028.24
<b>P máx gerador 9</b>	(MW)	1201.00	1197.21	1191.54
<b>P máx gerador 10</b>	(MW)	208.00	207.49	206.73
<b>P máx gerador 11</b>	(MW)	129.00	128.72	128.30
<b>P máx gerador 12</b>	(MW)	109.00	108.85	108.62
<b>P máx gerador 13</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>P máx gerador 14</b>	(MW)	342.00	341.11	339.78
<b>P máx gerador 15</b>	(MW)	87.00	86.73	86.33
<b>P máx gerador 16</b>	(MW)	1100.00	1100.00	1100.00
<b>P máx gerador 17</b>	(MW)	1157.00	1153.55	1148.40
<b>P máx gerador 18</b>	(MW)	2707.00	2700.58	2690.97
<b>P máx gerador 19</b>	(MW)	1014.00	1010.62	1005.57
<b>P máx gerador 20</b>	(MW)	536.00	534.14	531.35
<b>P máx gerador 21</b>	(MW)	221.00	220.18	218.95
<b>P máx gerador 22</b>	(MW)	347.00	345.89	344.23
<b>P máx gerador 23</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>P máx gerador 24</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>P máx gerador 25</b>	(MW)	148.00	147.44	146.60
<b>P máx gerador 26</b>	(MW)	781.00	705.66	603.55
<b>P máx gerador 27</b>	(MW)	170.00	169.66	169.15
<b>P máx gerador 28</b>	(MW)	152.00	151.73	151.32
<b>P máx gerador 29</b>	(MW)	772.00	770.38	767.95
<b>P máx gerador 30</b>	(MW)	65.00	64.86	64.65

		Fator de correção (fc)		
		0%	10%	15%
<b>P máx gerador 31</b>	(MW)	133.00	132.56	131.90
<b>P máx gerador 32</b>	(MW)	950.00	948.49	946.23
<b>P máx gerador 33</b>	(MW)	592.00	590.74	588.85
<b>P máx gerador 34</b>	(MW)	110.00	109.82	109.55
<b>P máx gerador 35</b>	(MW)	50.00	49.57	48.93
<b>P máx gerador 36</b>	(MW)	360.00	359.17	357.93
<b>P máx gerador 37</b>	(MW)	240.00	239.61	239.02
<b>P máx gerador 38</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>P máx gerador 39</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>P máx gerador 40</b>	(MW)	179.00	178.71	178.28
<b>P máx gerador 41</b>	(MW)	268.00	267.44	266.60
<b>P máx gerador 42</b>	(MW)	150.00	149.70	149.25
<b>P máx gerador 43</b>	(MW)	75.00	74.74	74.36
<b>P máx gerador 44</b>	(MW)	205.00	204.54	203.85

Um resumo para diversos fatores de correção( $fc$ ) é apresentado na Tabela 4.18.

**Tabela 4.18:** Impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica no sistema Brasil44, no cenário de mínimas perdas ativas para um  $t_{cl}$  de 0.100 s.

		Fator de correção (fc)		
		0%	10%	15%
<b>Corte carga</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>PG16<sub>MinCC</sub></b>	(MW)	763.81	888.61	1064.75
<b>Factível</b>		Sim	Sim	Sim
<b>PG16<sub>MinPerdas</sub></b>	(MW)	763.81	888.61	1064.75
<b>MET mínima</b>	pu	-67.33	-67.24	-67.09
<b>Perdas ativas</b>	(MW)	0.00	0.00	0.00
<b>Custo</b>	(R\$/h)	207 976.53	208 188.79	208 490.50

# 5. CONCLUSÕES

## 5.1. Conclusões

As conclusões do presente trabalho são as seguintes:

A utilização do paradigma de orientação a objetos no desenvolvimento de software a ser aplicado no setor elétrico permite uma melhor representação dos diversos componentes de um sistema elétrico de potência. A implementação computacional das diversas funções de análise dos sistemas de potência também pode ser facilitada com a adoção desse paradigma o qual também possibilita reutilização de código fonte e uso de uma documentação padrão. Esses aspectos são importantes para o desenvolvimento de software em equipe.

A utilização de um *framework* como base na implementação de diversas análises elétricas (fluxo de potência, fluxo de potência ótimo, estabilidade transitória), permite uma utilização conjunta e integrada das mesmas para a resolução de problemáticas diferentes as quais foram projetadas.

Neste trabalho o *framework* proposto foi adotado para implementar uma aplicação integrada para a quantificação econômica da melhoria da segurança dinâmica. Esta função pode ser considerada um serviço ancilar dos sistemas de potência em mercados elétricos competitivos tal como demonstram os resultados de quantificação econômica do impacto e melhoria da segurança dinâmica. A implementação dessa função de melhoria considerou quatro blocos de cálculo: seleção dinâmica de contingências, avaliação dinâmica de contingências, controle preventivo e avaliação do estado de operação.

A utilização do PEBS no estágio da seleção dinâmica de contingências demonstrou uma rapidez e uma exatidão aceitáveis nos sistemas elétricos testados. Para o sistema WECC3, das contingências que foram catalogadas como estáveis, 26,22%

foram comprovadas como estáveis. Para as contingências que foram catalogadas como instáveis 100% foram comprovadas como instáveis. Para o sistema Brasil44, das contingências que foram catalogadas como estáveis 89,70 % foram comprovadas como estáveis e para as contingências que foram catalogadas como instáveis 18,24 % foram comprovadas como instáveis. A comprovação nos resultados de estabilidade transitória foi realizada com o software ANATEM.

No estágio da avaliação dinâmica exata de contingências considerou-se a utilização de um ambiente de processamento paralelo distribuído em conjunto com a arquitetura CORBA. Os resultados nos sistemas de teste mostraram uma economia importante de tempo computacional em comparação com processamento seqüencial.

Como medida de controle preventivo da segurança dinâmica foi utilizada uma correção nos limites máximos de geração ativa. Essa medida permitiu uma melhoria dos níveis de segurança dinâmica, sempre e quando a capacidade de geração remanescente permita satisfazer plenamente a demanda.

A utilização de um fluxo de potência ótimo não linear considerando o modelo de corrente alternada do sistema de transmissão e uma função objetivo de minimização de corte de carga, permitiu identificar com maior precisão se a capacidade de geração pode satisfazer ou não plenamente a demanda.

Conclui-se que a melhoria dos níveis de segurança dinâmica origina um aumento no custo de operação em regime permanente do sistema, o que é visualizado em diferentes cenários. Esse aumento de custo, resultado do sistema com controle preventivo, resultou ser menor que o custo de operação do sistema de potência pós-perturbação sem controle preventivo.

## **5.2. Aportes**

Os principais aportes do presente trabalho são os seguintes:

A proposta e implementação de um *framework* para desenvolvimento de software para sistemas elétricos de potência, utilizando conceitos de POO e sistemas distribuídos, que cumpre com os requerimentos atuais dos EMS ou empresas ligadas ao setor elétrico de potência.

A implementação de diversas metodologias, que utilizadas numa ordem correta, considerando o *framework* proposto, permitem avaliar o impacto econômico da melhoria da segurança dinâmica, considerando diferentes cenários.

### **5.3. Trabalhos Futuros**

Diversos trabalhos futuros podem ser definidos a partir dos resultados obtidos na pesquisa:

Uso de técnicas probabilísticas e de inteligência artificial para a identificação das prováveis contingências relativas ao ponto de operação atual, que permitam uma criação mais adequada de uma lista de contingências de provável ocorrência.

A utilização seqüencial de diversos filtros na etapa de seleção de contingências dinâmicas, de modo que cada um deles reduza o número de contingências instáveis que serão analisadas.

A inclusão de análise de segurança estática e análise de segurança de tensão que possibilite um esquema completo de análise de segurança em sistemas de potência.

A inclusão de elementos FACTS e elos de corrente continua nas diversas metodologias implementadas.

# APÊNDICES



# A. Dados dos sistemas teste

## A.1 Nomenclatura

### *Dados das barras*

B	Número da barra
Nome	Nome da barra
T	Tipo da barra
$V_m$	Módulo da tensão (p.u.)
$V_a$	Ângulo da tensão (graus)
$P_D$	Potência ativa de carga (MW)
$Q_D$	Potência reativa de carga (MVAR)
$P_G$	Geração de potência ativa (MW)
$Q_G$	Geração de potência reativa (MVAR)
$G_S$	Condutância shunt (MW para $V = 1.0$ p.u.)
$B_S$	Susceptância shunt (MVAR para $V = 1.0$ p.u.)
kV	Tensão base (kV)

### *Dados dos ramos*

$N_I$	Número da barra de saída
$N_F$	Número da barra de chegada
T	Tipo do ramo ( 1= transformador, 0 = linha )
R	Resistência (p.u.)
X	Reatância (p.u.)
B	Susceptância total da linha (p.u.)
MVA	Máxima capacidade de transferência da potência aparente (MVA)
Tap	Tap do transformador
Des	Ângulo de defasagem do transformador em fase

### *Dados dos geradores modelo clássico*

N	Número do gerador
Barra	Nome da barra
$X_d$	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)

## A.2 Sistema WECC 3 geradores 9 barras

### *Dados das barras*

<b>B</b>	<b>Nome</b>	<b>T</b>	<b>V<sub>m</sub></b>	<b>V<sub>a</sub></b>	<b>P<sub>D</sub></b>	<b>Q<sub>D</sub></b>	<b>P<sub>G</sub></b>	<b>Q<sub>G</sub></b>	<b>G<sub>S</sub></b>	<b>B<sub>S</sub></b>	<b>kV</b>
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*

<b>N<sub>I</sub></b>	<b>N<sub>F</sub></b>	<b>T</b>	<b>R</b>	<b>X</b>	<b>B</b>	<b>MVA</b>	<b>Tap</b>	<b>Des</b>
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		
8	9	0	0.0119	0.1008	0.2090	30.0		
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		
9	6	0	0.0390	0.1700	0.3580	50.0		
5	4	0	0.0100	0.0850	0.1760	100.0		
6	4	0	0.0170	0.0920	0.1580	100.0		
4	1	1	0.0000	0.0576	0.0000	300.0	1.0000	0.00

### *Dados dos geradores modelo clássico*

<b>N</b>	<b>Barra</b>	<b>X<sub>d</sub></b>	<b>H</b>	<b>D</b>	<b>MVA</b>
1	Barra 1	0.0608	23.64	0.0	100.0
2	Barra 2	0.1198	6.40	0.0	100.0
3	Barra 3	0.1813	3.01	0.0	100.0

### A.3 Sistema brasileiro 44 geradores 320 barras

*Dados dos geradores modelo clássico*

<b>N</b>	<b>Barra</b>	<b>Xd</b>	<b>H</b>	<b>D</b>	<b>MVA</b>
1	VGRDINT	0.0800	16.92	0.0	100.0
2	JAGRINT	0.0620	19.00	0.0	100.0
3	TMARINT	0.0637	23.88	0.0	100.0
4	SGRDINT	0.1786	6.88	0.0	100.0
5	IPATINT	0.4000	2.00	0.0	100.0
6	ITUMINT	0.0142	78.65	0.0	100.0
7	MARIINT	0.0217	76.72	0.0	100.0
8	ESTRINT	0.0317	54.00	0.0	100.0
9	FURNINT	0.0226	65.44	0.0	100.0
10	FUNLINT	0.1437	7.74	0.0	100.0
11	FONTINT	0.2857	4.53	0.0	100.0
12	MASCINT	0.3047	2.59	0.0	100.0
13	NEVSINT	0.3450	2.37	0.0	100.0
14	NPECINT	0.0843	14.36	0.0	100.0
15	PPASINT	0.3273	4.34	0.0	100.0
16	SSIMERM	0.0147	105.72	0.0	100.0
17	AVERERM	0.0173	66.30	0.0	100.0
18	ISOLERM	0.0091	130.80	0.0	100.0
19	JUPIERM	0.0172	70.56	0.0	100.0
20	CAPIERM	0.0421	40.00	0.0	100.0
21	PROMERM	0.1667	15.93	0.0	100.0
22	XAVAERM	0.0575	21.56	0.0	100.0
23	TSULERM	0.1504	5.85	0.0	100.0
24	SANGERM	0.1504	5.85	0.0	100.0
25	IPOMERM	0.1739	9.30	0.0	100.0
26	HBORERM	0.0383	33.28	0.0	100.0
27	PIRAERM	0.1200	9.76	0.0	100.0
28	GOVPERM	0.0911	6.44	0.0	100.0
29	FAREERM	0.0361	37.20	0.0	100.0
30	JLA1ERM	0.1351	3.54	0.0	100.0
31	PFUNERM	0.0984	11.30	0.0	100.0
32	SOSOERM	0.0304	39.48	0.0	100.0
33	SSANERM	0.0428	28.64	0.0	100.0
34	PREAERM	0.2082	4.52	0.0	100.0
35	PMEDERM	0.0637	10.58	0.0	100.0
36	ITAUERM	0.0550	20.36	0.0	100.0
37	JLA2ERM	0.1006	9.68	0.0	100.0
38	GUARERM	0.3583	1.52	0.0	100.0
39	GRAJERM	0.1100	6.40	0.0	100.0
40	PEX1ERM	0.1750	4.96	0.0	100.0
41	PEX2ERM	0.1314	9.36	0.0	100.0
42	PCOL138	0.1786	5.10	0.0	100.0
43	SCRZPEQ	0.1947	4.13	0.0	100.0
44	SCRZGRD	0.1339	7.73	0.0	100.0

## B. Fluxo de potência ótimo

O objetivo principal do problema de fluxo de potência ótimo é determinar o estado de operação ótima de um sistema de potência em regime permanente. O Fluxo de potência ótimo pode ser modelado como um problema de programação não linear onde se minimiza ou maximiza uma função objetivo, sujeita a restrições técnicas e econômicas.

Neste apêndice são apresentadas as formulações matemáticas e as principais características dos problemas de fluxo de potência ótimo não-lineares: mínimo corte de carga, despacho econômico, máximo carregamento do sistema, mínimas perdas ativas e mínimo desvio da magnitude da tensão.

### B.1 Mínimo corte de carga

O problema de mínimo corte de carga é modelado em (B.1).

$$\text{Min } \lambda$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - P_{Gi} + (1 - \lambda) P_{Di} = 0 ; i = 1, \dots, nb$$

$$\sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - Q_{Gi} + (1 - \lambda) Q_{Di} = 0 ; i = 1, \dots, nb$$

$$P_G^{\min} \leq P_G \leq P_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.1})$$

$$Q_G^{\min} \leq Q_G \leq Q_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng$$

$$V^{\min} \leq V \leq V^{\max} ; i = 1, \dots, nb$$

$$QSh^{\min} \leq QSh \leq QSh^{\max} ; i = 1, \dots, nsh$$

$$Tap^{\min} \leq Tap \leq Tap^{\max} ; i = 1, \dots, nt$$

$$0 \leq \lambda \leq 1$$

em que  $\lambda$  é a porcentagem de corte carga do sistema,  $P_{Di}$ ,  $Q_{Di}$  são as potências ativas e reativas da barra  $i$ ;  $V_i$ ,  $\delta_i$  são a magnitude e ângulo da tensão na barra  $i$ ;  $Y_{ij}$ ,  $\theta_{ij}$  são a magnitude e fase do elemento  $ij$  da matriz admitância;  $nb$ ,  $ng$ ,  $nsh$  e  $nt$  são respectivamente o numero de barras, geradores, compensadores estáticos e transformadores;  $P_G^{max}$ ,  $P_G^{min}$  são a máxima e mínima capacidade de geração de potência ativa do gerador;  $Q_G^{max}$ ,  $Q_G^{min}$  são a máxima e mínima capacidade de geração de potência reativa do gerador;  $V^{max}$ ,  $V^{min}$  são a máxima e mínima tensão ( $\pm 5\%$  da tensão nominal);  $QSh^{max}$ ,  $QSh^{min}$  são as máxima e mínima capacidade de potência reativa do compensador estático;  $Tap^{max}$ ,  $Tap$ ,  $Tap^{min}$  são a máxima, atual e mínimo valor do tap no transformador, respectivamente.

A condição base para o problema de mínimo corte de carga é um sistema que não satisfaz os limites operacionais sem ter um corte de carga ou, no caso extremo, um sistema com o problema de fluxo de potência sem solução.

## B.2 Despacho econômico

O problema de despacho econômico é modelado em (B.2).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{Gi})$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - P_{Gi} + P_{Di} = 0 ; i = 1, \dots, nb$$

$$\sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - Q_{Gi} + Q_{Di} = 0 ; i = 1, \dots, nb$$

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} ; i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.2})$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G \leq Q_G^{max} ; i = 1, \dots, ng$$

$$V^{min} \leq V \leq V^{max} ; i = 1, \dots, nb$$

$$QSh^{min} \leq QSh \leq QSh^{max} ; i = 1, \dots, nsh$$

$$Tap^{min} \leq Tap \leq Tap^{max} ; i = 1, \dots, nt$$

em que  $C_i(P_{Gi}) = a + bP_{Gi} + cP_{Gi}^2$ , é o custo para produzir potência ativa, na qual  $a$ ,  $b$  e  $c$  são coeficientes determinados pelas respectivas concessionárias geradoras.

### B.3 Máximo carregamento do sistema

O problema de máximo carregamento do sistema é modelado em (B.3).

$$\text{Max } \lambda$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - P_{Gi} + (1 + \lambda)P_{Di} = 0 ; i = 1, \dots, nb$$

$$\sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - Q_{Gi} + (1 + \lambda)Q_{Di} = 0 ; i = 1, \dots, nb$$

$$Q_G^{\min} \leq Q_G \leq Q_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.3})$$

$$V^{\min} \leq V \leq V^{\max} ; i = 1, \dots, nb$$

$$QSh^{\min} \leq QSh \leq QSh^{\max} ; i = 1, \dots, nsh$$

$$Tap^{\min} \leq Tap \leq Tap^{\max} ; i = 1, \dots, nt$$

$$\lambda \geq 0$$

em que  $\lambda$  representa o fator de carga que simula o incremento da carga em direção ao colapso de tensão do sistema. Entretanto, como na formulação inclui diversos limites operacionais, a solução não é um ponto de colapso de tensão. O ponto encontrado é o máximo carregamento que o sistema pode sustentar para satisfazer os limites operacionais.

## B.4 Mínimas perdas ativas

O problema de mínimas perdas ativas é modelado em (B.4).

$$\text{Min } V_{ns} \sum_{j=1}^{nb} V_j Y_{nsj} \cos(\theta_{nsj} + \delta_j - \delta_{ns}) + P_{Dns}$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - P_{Gi} + P_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \\ \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - Q_{Gi} + Q_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \end{aligned} \quad (\text{B.4})$$

$$Q_G^{\min} \leq Q_G \leq Q_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng$$

$$V^{\min} \leq V \leq V^{\max} ; i = 1, \dots, nb$$

$$QSh^{\min} \leq QSh \leq QSh^{\max} ; i = 1, \dots, nsh$$

$$Tap^{\min} \leq Tap \leq Tap^{\max} ; i = 1, \dots, nt$$

Em que  $ns$  é a barra referência.

## B.5 Mínimo desvio da magnitude da tensão

O problema de mínimo desvio da magnitude da tensão é modelado em (B.5).

$$\text{Min } \sum_{i=1}^{nb} (V_i^{esp} - V_i)^2$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - P_{Gi} + P_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \\ \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - Q_{Gi} + Q_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \end{aligned} \quad (\text{B.5})$$

$$Q_G^{\min} \leq Q_G \leq Q_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng$$

$$V^{\min} \leq V \leq V^{\max} ; i = 1, \dots, nb$$

$$QSh^{\min} \leq QSh \leq QSh^{\max} ; i = 1, \dots, nsh$$

$$Tap^{\min} \leq Tap \leq Tap^{\max} ; i = 1, \dots, nt$$

Em que  $V_i^{esp}$  é a magnitude da tensão especificada na barra  $i$  (normalmente é considerado 1 pu.).

Para todos os FPO, as variáveis de decisão são a magnitude e ângulo das tensões, geração de potência ativa e reativa, os taps dos transformadores, a potência reativa dos compensadores shunt e o fator de carga. [RID04b].



## C. Método de pontos interiores

Uma vez expresso um problema geral de otimização, o método é formalizado a partir da perturbação das condições de complementaridade e da modificação da condição relativa às restrições de desigualdade. As equações não lineares resultante são resolvidas via método de Newton. O sistema linear utilizado em cada iteração é de grande dimensão.

As características principais da resolução iterativa são apresentadas, e é formalizado um algoritmo geral para o método de Pontos Interiores Primal - Dual (MPI-PD) convencional, o qual será utilizado como base para as outras versões do MPI.

Adicionalmente, apresentam-se as principais características do sistema a ser resolvido. Outras características do processo são consideradas, como o ponto inicial, os critérios de convergência, etc.

### C.1 O problema original

A formulação dos FPO's pode ser reescrita como um problema de programação não linear padrão, dado pela expressão (C.1).

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x) \\ \text{s.a. } & \quad g(x) = 0 \\ & \quad h^l \leq h(x) \leq h^u \\ & \quad x^l \leq \hat{I}x \leq x^u \end{aligned} \quad (\text{C.1})$$

Onde  $x \in \mathfrak{R}^{nx}$  são as variáveis de decisão,  $f(x) : \mathfrak{R}^{nx} \rightarrow \mathfrak{R}$  é a função objetivo,  $g(x) : \mathfrak{R}^{nx} \rightarrow \mathfrak{R}^{ndg}$  são as restrições de igualdade,  $h(x) : \mathfrak{R}^{nx} \rightarrow \mathfrak{R}^{ndh}$  são as restrições de desigualdade,  $h^u$  e  $h^l$  são os limite superior e inferior de  $h(x)$ , respectivamente e  $Ix : \mathfrak{R}^{nx} \rightarrow \mathfrak{R}^{ndx}$  é um sub vetor de  $x$  que tem limites  $x^u$  e  $x^l$  limite superior e inferior, respectivamente.

O primeiro passo na derivação do método de pontos interiores é a transformação de todas as restrições de desigualdade no problema (C.1) em restrições de igualdade, usando as variáveis de folga  $s$ , apresentada na expressão (C.2).

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f(x) \\
 \text{s.a.} \quad & g(x) = 0 \\
 & -s_1 - s_2 - h^l + h^u = 0 \\
 & -h(x) - s_2 + h^u = 0 \quad (\text{C.2}) \\
 & -s_3 - s_4 - x^l + x^u = 0 \\
 & -\hat{I}x - s_4 + x^u = 0 \\
 & s_1, s_2, s_3, s_4 \geq 0
 \end{aligned}$$

A adição das variáveis de folga  $s$  modifica a dimensão do problema de otimização, incrementando o número de variáveis. Entretanto, o problema original é transformado num problema de otimização restrito exclusivamente a restrições de igualdade. Com esta metodologia, a utilização de funções de penalidade e a determinação do conjunto de restrições de desigualdade ativas na solução deixam de ser necessárias.

As condições de não negatividade ( $s_1, s_2, s_3, s_4 \geq 0$ ) da expressão (C.2) podem ser incorporadas na função objetivo original como termos de barreira logarítmica, como é apresentado na expressão (C.3).

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f(x) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndh} (\ln s_{1j} + \ln s_{2j}) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndx} (\ln s_{3j} + \ln s_{4j}) \\
 \text{s.a.} \quad & g(x) = 0 \\
 & -s_1 - s_2 - h^l + h^u = 0 \quad (\text{C.3}) \\
 & -h(x) - s_2 + h^u = 0 \\
 & -s_3 - s_4 - x^l + x^u = 0 \\
 & -\hat{I}x - s_4 + x^u = 0
 \end{aligned}$$

Onde  $\mu^k > 0$  é o parâmetro de barreira que decresce em forma monótona para zero no processo iterativo. A seqüência de parâmetros  $\{\mu^k\}_{k=0}^{\infty}$  gera uma seqüência de sub problemas dados por (C.3) e baseado no teorema de Fiacco e McCormick [FIAC68], se  $\mu^k \downarrow 0$  a seqüência  $\{x(\mu^k)\}_{k=0}^{\infty}$  de soluções de (C.3) tende à  $x^*$ , um

mínimo local de (C.2). A função Lagrangana  $L$  do problema de programação não linear com restrições de igualdade (C.3), é mostrada na expressão (C.4).

$$\begin{aligned}
L = & f(x) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndh} (\ln s_{1j} + \ln s_{2j}) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndx} (\ln s_{3j} + \ln s_{4j}) \\
& - y^T g(x) - z_1^T (-s_1 - s_2 - h^l + h^u) - z_2^T (-h(x) - s_2 + h^u) \quad (C.4) \\
& - z_3^T (-s_3 - s_4 - x^l + x^u) - z_4^T (-\hat{I}x - s_4 + x^u)
\end{aligned}$$

Onde  $y \in \mathcal{R}^{ndg}$ ,  $z_1 \in \mathcal{R}^{ndh}$ ,  $z_2 \in \mathcal{R}^{ndh}$ ,  $z_3 \in \mathcal{R}^{ndx}$  e  $z_4 \in \mathcal{R}^{ndh}$ , são os vetores multiplicadores de Lagrange e são chamadas variáveis duais. Um ponto mínimo local  $x^*$  do problema (C.3) pode ser calculado em termos do ponto estacionário da função Lagrangana, no qual deve satisfazer as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem de Karush – Kuhn – Tucker (KKT), apresentada na expressão (C.5).

$$\begin{aligned}
\nabla_{s_1} L = & -\mu^k S_1^{-1} e + z_1 & = 0 & \text{(a)} \\
\nabla_{s_2} L = & -\mu^k S_2^{-1} e + z_1 + z_2 & = 0 & \text{(b)} \\
\nabla_{s_3} L = & -\mu^k S_3^{-1} e + z_3 & = 0 & \text{(c)} \\
\nabla_{s_4} L = & -\mu^k S_4^{-1} e + z_3 + z_4 & = 0 & \text{(d)} \\
\nabla_{z_3} L = & s_3 + s_4 + x^l - x^u & = 0 & \text{(e)} \\
\nabla_{z_4} L = & \hat{I}x + s_4 - x^u & = 0 & \text{(f)} \\
\nabla_{z_1} L = & s_1 + s_2 + h^l - h^u & = 0 & \text{(g)} \\
\nabla_{z_2} L = & h(x) + s_2 - h^u & = 0 & \text{(h)} \\
\nabla_x L = & \nabla f(x) - Jg(x)^T y + Jh(x)^T z_2 + \hat{I}^T z_4 & = 0 & \text{(i)} \\
\nabla_y L = & -g(x) & = 0 & \text{(j)}
\end{aligned} \tag{C.5}$$

Onde  $\nabla f(x) \in \mathcal{R}^{nx}$  é o gradiente de  $f(x)$ ;  $Jg(x) \in \mathcal{R}^{ndg \times nx}$  é o jacobiano da restrição de igualdade  $g(x)$ ;  $Jh(x) \in \mathcal{R}^{ndh \times nx}$  é o jacobiano da restrição de desigualdade de  $h(x)$ ;  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  e  $S_4$  são matrizes diagonais definidas pelas componentes  $s_1$ ,  $s_2$ ,  $s_3$  e  $s_4$ , respectivamente.  $e$  é um vetor de uns (1's) com dimensão apropriada. As equações (e)-(h) e (j) da expressão (C.5) junto com as condições de não negatividade ( $s_1, s_2, s_3, s_4 \geq 0$ ) asseguram a factibilidade primal, A equação (i) da expressão (C.5) junto com as condições de não negatividade ( $z_1, (z_1 + z_2), z_3, (z_3 + z_4) \geq 0$ ) asseguram a factibilidade dual, enquanto as equações (a)-(d) da expressão (C.5) são as perturbações ( $\mu^k \neq 0$ ) das condições de complementaridade ( $\mu^k = 0$ ).

O sistema de equações (C.5) é não linear e de grande porte. Por conseguinte, é utilizado o método de Newton de resolução de sistemas de equações não lineares para obter a sua solução. O método de Newton consiste num processo iterativo, no qual aproxima-se um ponto inicial  $(x^0, s_i^0, y^0, z_i^0)$  ao ponto solução  $(x^*, s_i^*, y^*, z_i^*)$  através de uma seqüência de pontos  $(x^k, s_i^k, y^k, z_i^k)$ . A seqüência de pontos até a solução é a trajetória ou caminho percorrido durante o processo iterativo.

Por simplicidade na notação, consideremos as equações a serem resolvidas (C.5) representadas como (C.6).

$$F(w) = 0 \quad (C.6)$$

Em que

$$F(w) = \begin{bmatrix} -\mu^k S_1^{-1} e + z_1 \\ -\mu^k S_2^{-1} e + z_2 + z_1 \\ -\mu^k S_3^{-1} e + z_3 \\ -\mu^k S_4^{-1} e + z_3 + z_4 \\ s_3 + s_4 + x^l - x^u \\ \hat{I}x + s_4 - x^u \\ s_1 + s_2 + h^l - h^u \\ h(x) + s_2 - h^u \\ \nabla f(x) - Jg(x)^T y + Jh(x)^T z_2 + \hat{I}^T z_4 \\ -g(x) \end{bmatrix}, \quad w = \begin{bmatrix} s_1 \\ s_2 \\ s_3 \\ s_4 \\ z_3 \\ z_4 \\ z_1 \\ z_2 \\ x \\ y \end{bmatrix}$$

O método de Newton é um método de ascendência, com uma direção de busca desde um ponto da trajetória  $w^k$  definida pela equação (C.7).

$$J_F(w^k) \Delta w^k = -F(w^k) \quad (C.7)$$

em que  $\Delta w = [\Delta s_1 \ \Delta s_2 \ \Delta s_3 \ \Delta s_4 \ \Delta z_3 \ \Delta z_4 \ \Delta z_1 \ \Delta z_2 \ \Delta x \ \Delta y]^T$ ,  $J_F(w^k)$  é o jacobiano de  $F(w)$  e  $\Delta w^k$  é o vetor de direções do método Newton. Os elementos da matriz  $J_F(w^k)$  são formados pelas derivadas parciais de segunda ordem da expressão (C.5).

As condições necessárias para a utilização do método de Newton são:

Existência de um ponto ótimo  $(x^*, s_i^*, y^*, z_i^*)$ , solução do sistema de (C.5) que satisfaça as condições de KKT.

Existência e continuidade das segundas derivadas parciais locais no ponto ótimo.

Regularidade: O conjunto das restrições de igualdade e restrições de desigualdade no limite, no ponto ótimo, é linearmente independente.

A matriz Hessiana reduzida da função Lagrangiana dada por  $N^{*T}\nabla_x L N^*$  deve ser definida positiva. Em que  $N^*$  é uma base para o espaço nulo das matrizes jacobianas das restrições de igualdade e de desigualdade,  $Jg(x)$  e  $Jh(x)$  respectivamente.

Existência de complementaridade estrita  $(s_1 z_1, s_2(z_1 + z_2), s_3 z_3, s_4(z_3 + z_4) \geq 0)$ , no ponto ótimo.

As condições teóricas para a utilização do método de Newton geralmente não são avaliadas nas aplicações reais para sistemas de potência de grande porte devido à complexidade de cálculo. Assim, não é garantido que o ponto ótimo obtido seja um ótimo global. Mesmo assim, o processo de otimização fornece, em geral, soluções melhores do que a heurística. A fim de dar continuidade à análise teórica do MPI, são considerados satisfeitas as condições para a aplicação do método de Newton para resolução iterativa de equações não lineares.

## **C.2 Método de pontos interiores primal – dual**

Mesmo que o sistema de KKT (C.5) seja um sistema de equações não lineares, a sua solução é geralmente aproximada por uma única iteração do método de Newton (MN) (a direção de Newton é somente uma medida para seguir um trajeto de minimizar, parametrizada por  $\mu^k$ ). Aplicando o MN para resolver o sistema (C.5), o seguinte sistema de equações é obtido.

$$\begin{bmatrix}
\frac{\mu}{s_1^2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\
0 & \frac{\mu}{s_2^2} & 0 & 0 & 0 & 0 & I & I & 0 & 0 \\
0 & 0 & \frac{\mu}{s_3^2} & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & \frac{\mu}{s_4^2} & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & \hat{I} & 0 \\
I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Jh \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \hat{I}^T & 0 & Jh^T & H_L & -Jg^T \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Jg & 0
\end{bmatrix}
\times
\begin{bmatrix}
\Delta s_1 \\
\Delta s_2 \\
\Delta s_3 \\
\Delta s_4 \\
\Delta z_3 \\
\Delta z_4 \\
\Delta z_1 \\
\Delta z_2 \\
\Delta x \\
\Delta y
\end{bmatrix}
=
\begin{bmatrix}
\mu s_1^{-1} e^{-z_1} \\
\mu s_2^{-1} e^{-z_2 - z_1} \\
\mu s_3^{-1} e^{-z_3} \\
\mu s_4^{-1} e^{-z_3 - z_4} \\
-s_3 - s_4 - x^l + x^u \\
-\hat{I}x - s_4 + x^u \\
-s_1 - s_2 - h^l + h^u \\
-h(x) - s_2 + h^u \\
-\nabla f(x) + Jg(x)^T y - Jh(x)^T z_2 - \hat{I}^T z_4 \\
g(x)
\end{bmatrix} \quad (C.8)$$

Em que

$$H_L = H_f(x^k) - \sum_{j=1}^{ndg} y_j^k H_{g_j}(x^k) + \sum_{j=1}^{ndh} z_{2j}^k H_{h_j}(x^k) \quad (C.9)$$

O cálculo de  $H_L$  precisa a matriz Hessiana da função objetivo  $H_f(x^k)$  a matriz Hessiana da restrições de igualdade  $H_g(x^k)$  e a matriz Hessiana da restrições de desigualdade  $H_h(x^k)$ .

A matriz do sistema linear (C.8) possui as seguintes propriedades: a) dimensões elevadas, 10 a 12 vezes a ordem do sistema elétrico; b) alta esparsidade, não só pela existência de numerosas sub-matrizes nulas, mas também pela esparsidade das matrizes não-nulas; c) matriz simétrica em elementos e em estrutura.

Atualização das variáveis primais e duais

Depois de resolver a equação (C.8), em cada iteração  $k$ , uma nova aproximação de todas as variáveis pode ser obtida como são mostradas nas expressões (C.10)

$$\begin{aligned}
 x^{k+1} &= x^k + \alpha_p^k \Delta x \\
 s_i^{k+1} &= s_i^k + \alpha_p^k \Delta s_i \quad i=1,2,3 \text{ e } 4 \\
 y^{k+1} &= y^k + \alpha_d^k \Delta y \\
 z_i^{k+1} &= z_i^k + \alpha_d^k \Delta z_i \quad i=1,2,3 \text{ e } 4
 \end{aligned} \tag{C.10}$$

Em que os escalares  $\alpha_p^k$  e  $\alpha_d^k \in (0,1]$ , são as longitudes de passo primal e dual, respectivamente em cada iteração  $k$ . A escolha das duas longitudes de passo tem que ser feita de forma apropriada.

#### Máxima longitude de passo primal e dual

A máxima longitude de passo primal e dual em cada iteração  $k$  no método de Newton são determinadas pela expressão (C.11).

$$\begin{aligned}
 \alpha_p^k &= \min \left\{ \gamma \cdot \min \left\{ \min_{\Delta s_1 < 0} \left( \frac{-s_1^k}{\Delta s_1} \right), \min_{\Delta s_2 < 0} \left( \frac{-s_2^k}{\Delta s_2} \right), \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. \min_{\Delta s_3 < 0} \left( \frac{-s_3^k}{\Delta s_3} \right), \min_{\Delta s_4 < 0} \left( \frac{-s_4^k}{\Delta s_4} \right) \right\}, 1.0 \right\} \\
 \alpha_d^k &= \min \left\{ \gamma \cdot \min \left\{ \min_{\Delta z_1 < 0} \left( \frac{-z_1^k}{\Delta z_1} \right), \min_{\Delta z_1 + \Delta z_2 < 0} \left( \frac{-(z_1^k + z_2^k)}{\Delta z_1 + \Delta z_2} \right), \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. \min_{\Delta z_3 < 0} \left( \frac{-z_3^k}{\Delta z_3} \right), \min_{\Delta z_3 + \Delta z_4 < 0} \left( \frac{-(z_3^k + z_4^k)}{\Delta z_3 + \Delta z_4} \right) \right\}, 1.0 \right\}
 \end{aligned} \tag{C.11}$$

O valor escalar  $\gamma \in (0,1)$  é um fator de segurança (*safety factor*) para assegurar que o próximo ponto satisfaça as condições de não negatividade; um valor típico é  $\gamma = 0.99995$ .

#### Redução do parâmetro de barreira

O valor residual da condição de complementaridade é chamado *gap de complementaridade*, e é calculado em cada iteração  $k$  pela expressão (C.12):

$$\rho^k = (z_1^k)^T s_1^k + (z_1^k + z_2^k)^T s_2^k + (z_3^k)^T s_3^k + (z_3^k + z_4^k)^T s_4^k \tag{C.12}$$

A seqüência  $\{\rho^k\}_{k=0}^{\infty}$  deve convergir a zero, e a relação entre o  $\rho^k$  e  $\mu^k$ , implícito nas condições (a)-(d) da expressão (C.5), sugere que  $\mu^k$  poderia ser reduzido em cada iteração  $k$  baseado no decréscimo do gap de complementaridade, dada pela expressão (C.13).

$$\mu^{k+1} = \max(\min(\beta^k \frac{\rho^k}{2(ndx + ndh)}, 0.9\mu^k), 0.05\mu^k) \quad (C.13)$$

Em que  $\beta^k \in (0,1)$  é o decréscimo esperado de  $\rho^k$ , mas não necessariamente realizado, e é chamado parâmetro de centralização e sua interpretação é: se  $\beta^k=1$ , o sistema KKT (C.5) define uma direção central, um passo Newton para um ponto no trajeto da barreira. No outro, se  $\beta^k=0$  dá a passo puro Newton, às vezes conhecido como a direção escala afim (*affim-scala*). Para compensar as duas metas gêmeas, de reduzir o  $\mu^k$  e melhorar a direção central,  $\beta^k$  é escolhido dinamicamente como  $\beta^{k+1} = \max\{0.95\beta^k, 0.1\}$ , com  $\beta^0 = 0.2$ .

#### Critérios de convergências

O processo do método de Newton é repetido até que os critérios de convergências, apresentados na expressão (C.14), sejam atingidos.

$$\begin{aligned} & \max\left(\|g(x^k)\|_{\infty}, \max_i \{x_i^l - x_i^k\}, \max_i \{x_i^k - x_i^u\}, \right. \\ & \quad \left. \max_i \{h_i^l - h_i(x^k)\}, \max_i \{h_i(x^k) - h_i^u\}\right) \leq 10^{-4} \\ & \frac{\|\nabla f(x^k) - Jg(x^k)^T y^k + Jh(x^k)^T z_2^k + \hat{I}^T z_4^k\|_{\infty}}{1 + \|x^k\|_2} \leq 10^{-4} \quad (C.14) \\ & \frac{\rho^k}{1 + \|x^k\|_2} \leq 10^{-4} \\ & \mu^k \leq 10^{-8} \end{aligned}$$

#### Algoritmo

O Método de Pontos Interiores Primal – Dual pode ser sintetizado no seguinte algoritmo:



- a) Inicializar os parâmetros  $\mu_0$ ,  $\beta_0$  e escolher um ponto inicial que cumpram com as condições de não-negatividade.
- b) Calcular os vetores  $\nabla f(x^0)$ ,  $g(x^0)$ ,  $h(x^0)$ ,  $Jg(x^0)$  e  $Jh(x^0)$ .
- c) Calcular o vetor da parte direita da expressão (C.8)
- d) Fazer  $k \leftarrow 0$
- e) Calcular a matriz  $H_L$  pela equação (C.9)
- f) Montar e resolver no ponto atual o sistema de equações (C.8).
- g) Calcular a máxima longitude de passo primal e dual usando a expressão (C.11).
- h) Atualização das variáveis primal e dual pela equação (C.10).
- i) Calcular os vetores  $\nabla f(x^{k+1})$ ,  $g(x^{k+1})$ ,  $h(x^{k+1})$ ,  $Jg(x^{k+1})$  e  $Jh(x^{k+1})$ .
- j) Calcular os parâmetros  $\mu^{k+1}$  e  $\rho^k$ .
- k) Calcular o vetor da parte direita da expressão (C.8).
- l) Fazer  $k \leftarrow k+1$ .
- m) Critérios de convergências (C.14).
- n) Ir para o passo (e.).

#### Ponto inicial

A solução do problema de otimização deve-se encontrar no interior ou na fronteira da região de convergência. O ponto inicial e a trajetória de convergência não possuem essa restrição. De fato, as condições de otimalidade são referidas ao ponto candidato ao ótimo, não sendo necessariamente satisfeitas durante o processo iterativo. A resolução iterativa determina uma seqüência de pontos que aproximam o ponto inicial á solução. Em particular, as equações que determinam a inclusão do ponto na região de convergência serão em geral satisfeitas apenas no final do processo iterativo. Esta é uma

importante vantagem na utilização das versões dos MPI para PNL. Os algoritmos lineares de Pontos Interiores requerem uma trajetória Interior á região formada pelas restrições de desigualdade. Por conseguinte, esses algoritmos necessitam da determinação de um ponto inicial interior a esta região. Embora o ponto inicial somente precisa manter as condições de não negatividade, o desempenho dos MPI pode melhorar se alguma iniciação heurística for usada. [TORR98]

### **C.3 Método de pontos interiores primal – dual preditor – corretor**

O cálculo de  $\Delta w^k$  da equação (C.8) envolve a fatoração de matriz quadrada da equação (C.8) e a solução de dois sistemas triangulares (*forward/backward*) que seguem depois da fatoração. Esta é a tarefa mais custosa em cada iteração  $k$  do processo do MPI.

Devido ao fato de que a fatoração ter maior custo computacional que a solução dos dois sistemas triangulares, o processo do algoritmo de pontos interiores pode ser melhorado se o número de fatorações é reduzido ao mínimo, assumindo o risco de um acréscimo no custo computacional em uma iteração.

Mehrotra [MEHR92], consegue obter melhores direções de busca  $\Delta w^k$  pela solução de dois sistemas de equações lineares em cada iteração  $k$ . Os dois sistemas de equações lineares, o qual define de passo preditor e passo corretor, respectivamente, precisam dos mesmos coeficientes da matriz quadrada da equação (C.8), apenas com dois diferentes vetores nos lados direitos da equação (C.8).

#### Passo Preditor

Mehrotra considera que primeiro deve-se calcular a direção affine-scale  $\Delta w^{af}$ , como é mostrado na equação (C.15).

$$\begin{bmatrix} D_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\ 0 & D_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & D_3 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & D_4 & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & \hat{I} & 0 \\ I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Jh & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \hat{I}^T & 0 & Jh^T & H_L & -Jg^T \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Jg & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta s_1 \\ \Delta s_2 \\ \Delta s_3 \\ \Delta s_4 \\ \Delta z_3 \\ \Delta z_4 \\ \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -z_1 \\ -z_2 - z_1 \\ -z_3 \\ -z_3 - z_4 \\ -s_3 - s_4 - x^l + x^u \\ -\hat{I}x - s_4 + x^u \\ -s_1 - s_2 - h^l + h^u \\ -h(x) - s_2 + h^u \\ -\nabla f(x) + Jg(x)^T y - Jh(x)^T z_2 - \hat{I}^T z_4 \\ g(x) \end{bmatrix} \quad (C.15)$$

Onde  $D_1 = S_1^{-1}Z_1$ ,  $D_2 = S_2^{-1}(Z_1 + Z_2)$ ,  $D_3 = S_3^{-1}Z_3$  e  $D_4 = S_4^{-1}(Z_3 + Z_4)$ ;  $Z_1, Z_2, Z_3$  y  $Z_4$  são matrizes diagonais definidas pelas componentes  $z_1, z_2, z_3$  e  $z_4$ , respectivamente. A direção afim-escala  $\Delta w^{af}$  é usada para aproximar os termos  $\Delta$  da parte direita do passo corretor e para estimar um valor do parâmetro de barreira (*barrier parameter*),  $\mu^{af}$ . Para estimar o valor  $\mu^{af}$ , o cálculo das longitudes de passo primal e dual na direção affine-scale,  $\alpha_p^{af}$  e  $\alpha_d^{af}$  são obtidos pela expressão (C.11)

Uma estimação do gap de complementaridade é calculada pela expressão (C.16):

$$\begin{aligned} \rho_{af} = & (z_1^k + \alpha_d^{af} \Delta z_1^{af})^T (s_1^k + \alpha_p^{af} \Delta s_1^{af}) + \\ & (z_1^k + \alpha_d^{af} \Delta z_1^{af} + z_2^k + \alpha_d^{af} \Delta z_2^{af})^T (s_2^k + \alpha_p^{af} \Delta s_2^{af}) + \\ & (z_3^k + \alpha_d^{af} \Delta z_3^{af})^T (s_3^k + \alpha_p^{af} \Delta s_3^{af}) + \\ & (z_3^k + \alpha_d^{af} \Delta z_3^{af} + z_4^k + \alpha_d^{af} \Delta z_4^{af})^T (s_4^k + \alpha_p^{af} \Delta s_4^{af}) \end{aligned} \quad (C.16)$$

Uma estimação do  $\mu^{af}$  é obtida da expressão (C.17).

$$\mu^{af} = \min \left\{ \left( \frac{\rho^{af}}{\rho^k} \right)^2, 0.2 \right\} \frac{\rho^{af}}{2(ndx + ndh)} \quad (C.17)$$

A escolha do  $\mu^{af}$  tem que ser pequena quando a direção affine-scale gera um grande decremento na complementaridade e é escolhido um valor maior de  $\mu^{af}$  no outro caso.

#### Passo Corretor

Com os resultados do passo preditor pode-se calcular a direção  $\Delta w$  da forma da equação (C.18), usando a mesma matriz quadrada da equação (C.15).

$$\times \begin{bmatrix} \Delta s_1 \\ \Delta s_2 \\ \Delta s_3 \\ \Delta s_4 \\ \Delta z_3 \\ \Delta z_4 \\ \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_1^{-1}(\mu^{af} e - \Delta S_1^{af} \Delta z_1^{af}) - z_1 \\ S_2^{-1}(\mu^{af} e - \Delta S_2^{af} (\Delta z_1^{af} + \Delta z_2^{af})) - z_2 - z_1 \\ S_3^{-1}(\mu^{af} e - \Delta S_3^{af} \Delta z_3^{af}) - z_3 \\ S_4^{-1}(\mu^{af} e - \Delta S_4^{af} (\Delta z_3^{af} + \Delta z_4^{af})) - z_3 - z_4 \\ -s_3 - s_4 - x^l + x^u \\ -\hat{I}x - s_4 + x^u \\ -s_1 - s_2 - h^l + h^u \\ -h(x) - s_2 + h^u \\ -\nabla f(x) + Jg(x)^T y - Jh(x)^T z_2 - \hat{I}^T z_4 \\ g(x) \end{bmatrix} \quad (C.18)$$

Onde  $\Delta S_1^{af}$ ,  $\Delta S_2^{af}$ ,  $\Delta S_3^{af}$  e  $\Delta S_4^{af}$  são matrizes diagonais definidas pelas componentes  $\Delta s_1^{af}$ ,  $\Delta s_2^{af}$ ,  $\Delta s_3^{af}$  e  $\Delta s_4^{af}$ , respectivamente. Os passos preditor (C.15) e corretor (C.18) são baseados nos mesmos elementos da fatoração da matriz  $J_F$ , o esforço adicional no método preditor-corretor é apenas a solução de um sistema linear adicional para o cálculo da direção affine-scale ( $\Delta w^{af}$ ).

#### Algoritmo

O Método de Pontos Interiores Primal – Dual pode ser sintetizado no seguinte algoritmo:

- a) Inicializar os parâmetros  $\mu^0$ ,  $\beta^0$  e escolher um ponto inicial que cumpra com as condições de não-negatividade.

- b) Calcular os vetores  $\nabla f(x^0)$ ,  $g(x^0)$ ,  $h(x^0)$ ,  $Jg(x^0)$  e  $Jh(x^0)$ .
- c) Calcular o vetor da parte direita da expressão (C.8)
- d) Fazer  $k \leftarrow 0$
- e) Calcular a matriz  $H_L$  pela equação (C.9)
- f) Montar e resolver no ponto atual o sistema de equações (C.15).
- g) Calcular  $\alpha_p^{af}$  y  $\alpha_d^{af}$ ,  $\rho^{af}$ , y  $\mu^{af}$ .
- h) Montar e resolver no ponto atual o sistema de equações (C.18).
- i) Calcular a máxima longitude de passo primal e dual usando a expressão (C.11).
- j) Atualização das variáveis primal e dual pela equação (C.10).
- k) Calcular os vetores  $\nabla f(x^{k+1})$ ,  $g(x^{k+1})$ ,  $h(x^{k+1})$ ,  $Jg(x^{k+1})$  e  $Jh(x^{k+1})$ .
- l) Calcular os parâmetros  $\mu^{k+1}$  e  $\rho^k$ .
- m) Calcular o vetor da parte direita da expressão (C.8).
- n) Facer  $k \leftarrow k+1$ .
- o) Critérios de convergências (C.14).
- p) Ir para o passo (e.).

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [AGOS02] M.N. Agostini, “Nova filosofia para o projeto de software para sistemas de energia elétrica usando modelagem orientada a objetos”, Tese de doutorado, UFSC, Florianópolis, 2002.
- [ALVA96] F. L. Alvarado, “Methods for the Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems”, Anais do Simposio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica, pp. 27-49, May 1996.
- [ALSA90] O. Alsac, J. Bright, M. Prais and B. Stott, “Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.5, no. 3, pp. 697-711, Aug. 1990.
- [ANDE02] P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Wiley-IEEE Press, 2002.
- [ANDE77] P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Iowa State University Press, USA, 1977.
- [APRI98] M. April, “Regulations Impact on Restructuring of electricity supply industry”, *IEEE Potentials*, vol. 16, no 5, pp. 11-13, Jan 1998.
- [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.
- [BAHB04] A.G. Bahbah and A.A. Girgis, “New method for generators' angles and angular velocities prediction for transient stability assessment of multimachine power systems using recurrent artificial neural network,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, no.2, pp. 1015-1022, May 2004.
- [BALU92] N. Balu et al., “On-line power system security analysis”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no.2, pp.262-282, Feb. 1992.

- [BEDR03] M.F. Bedriñana, “Aspectos Computacionais e de Mercado da Avaliação da Segurança Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência”, Tese de Mestrado, UFMA, Jul. 2003.
- [BOOC94] G. Booch. *Object-Oriented Analysis and Design*, 2nd Edition. Benjamin Cummings, 1994.
- [BOOC99] G. Booch, J. Rumbaugh, I. Jacobson, *The Unified Modeling Language Reference Manual*, Addison Wesley, 1999.
- [BORL04] Borland Software Corporation, VisiBroker® for C++: Programmer’s Guide, Version 4.0, Disponível em <[http:// info.borland.com / techpubs / books / vbcpp / vbcpp40 / programmers-guide / vbcp40programmers-guide.pdf](http://info.borland.com/techpubs/books/vbcpp/vbcpp40/programmers-guide/vbcp40programmers-guide.pdf)> acesso em : 10 de janeiro de 2005.
- [BURC85] R.C. Burchett, H.H Happ and D.R Vierath, “Quadratically Convergent Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 11, pp. 3267-3275, Nov. 1985.
- [CARP93] T.J. Carpenter, I.J. Lustig, J.M. Mulvey and D.F. Shanno, “Higher-order predictor-corrector interior point methods with applications to quadratic objectives”, *SIAM Journal on Optimization*, vol.3, no.4, pp.696-725, 1993.
- [CARP62] J. Carpentier, “Contribution to the Economic Dispatch Problem”, (in French) *Bulletin Society Française Electriciens*, vol. 3, pp. 431-447, Aug. 1962.
- [CEPE99] ANAREDE/CEPEL. Programa de Análise de Redes. Versão V07-08/99. Manual do Usuário. Agosto 1999.
- [CEPE01] ANATEM/CEPEL. Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos. Versão V09-12/01. Manual do Usuario. Dezembro 2001.
- [CHIA95] H.-D. Chiang, C.-C. Chu and G. Cauley, “Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications, and

- perspective,” *Proceedings of the IEEE*, vol.83, no.11, pp. 1497-1529, Nov. 1995.
- [COUL00] G. Coulouris, J. Dollimore and T. Kindberg, *Distributed Systems – Concepts and Design*. Addison-Wesley, 3rd. Ed., 2000.
- [DEIT01] H. M. Deitel, P. J. Deitel, *Java Como Programar*, 3 ed. Porto Alegre, Bookman, 2001.
- [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 Transactions on Power Systems*, vol.9, no.4, pp.1716-1722, Nov. 1994.
- [DETU99] E. De Tuglie, M. Dicorato, M. La Scala, “Dynamic Security Preventive Control in a Deregulated Electricity Market”, PSCC –Proceedings in Power Systems Computation Conference, pp.125-131, Jun. 1999.
- [DOMM68] H.W. Dommel and W.F. Tinney, “Optimal Power Flow Solutions”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866-1876, Oct. 1968.
- [DYLI74] T.E. DyLiacco, “Real-time Computer Control of Power System”, *Proceedings of the IEEE*, vol.62, pp.884-891, Jul. 1974.
- [EDWA96] A.R. Edwards, K.W. Chan, R.W. Dunn and A.R. Daniels, “Transient stability screening using artificial neural networks within a dynamic security assessment system,” *IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution*, vol.143, no.2, pp. 129-134, March. 1996.
- [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.
- [ERNS01] D. Ernst, D. Ruiz-Vega, M. Pavella, P.M. Hirsch and D. Sobajic, “A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and



- assessment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, no.3, pp. 435-443, Aug. 2001.
- [EVRA98] O. Evrard, A. Bihain, “Powerful tools for various types of dynamic studies of power systems”, *International Conference on Power System Technology*, POWERCON 98, vol. 1, pp. 1-6, Aug 1998.
- [FANG00] D.-Z. Fang, T.S. Chung, Y. Zhang and W. Song, “Transient stability limit conditions analysis using a corrected transient energy function approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, no.2, pp. 804-810, May 2000.
- [FANG94] D.-Z Fang, T.S. Chung and A.K. David, “Fast transient stability estimation using a novel dynamic equivalent reduction technique,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, no.2, pp. 995-1001, May 1994.
- [FAYA99a] M. E. Fayad, *Building Application Frameworks: Object-Oriented Foundations of Framework Design*, John Wiley & Sons, 1999.
- [FAYA99b] M. E. Fayad, *Domain-Specific Application Frameworks: Frameworks Experience by Industry*, John Wiley & Sons, 1999.
- [FIAC68] A.V. Fiacco and G.P. McCormick, *Nonlinear programming: Sequential unconstrained minimization techniques*, John Wiley & Sons, 1968.
- [FOUA81] A.A. Fouad, “Transient Energy Margin as a Tool for Dynamic Security Assessment”, *EPRI Report No. EL-1755*, Mar. 1981.
- [FOUA92a] A.A. Fouad and J. Tong, “Stability Constrained Optimal Rescheduling of Generation”, *PES Winter Meeting 92* 119-8 PWRS, 1992.
- [FOUA92b] A.A. Fouad and V. Vittal, *Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*, Prentice-Hall Inc. Englewood Cliffs, 1992.

- [FURL98] J. D. Furlan, *Modelagem de Objetos através de UML – The Unified Modeling Language*, São Paulo, Makron Books, 1998.
- [GRAN96] S. Granville, J.C.O. Mello and A.C.G. Melo, “Application of interior point methods to power flow unsolvability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 1096-1103, 1996.
- [GIRA81] T.C. Giras and S.N. Talukdar, “Quasi-Newton Method for Optimal Power Flows”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 59-64, Apr. 1981.
- [GOND96] J. Gondzio, “Multiple centrality corrections in a primal-dual method for linear programming”, *Computational Optimization and Applications*, vol. 6, pp. 137-156, 1996.
- [HUNE91] M. Huneault and F.D. Galiana, “A Survey of the Optimal Flow Literature”, *IEEE Transactions 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.
- [JACO92] I. Jacobson, *Object-Oriented Software Engineering*, Addison-Wesley, 1992.
- [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.
- [KARM84] N. Karmarkar, “A new polynomial-time algorithm for linear programming”, *Combinatorica*, vol. 4, pp. 373-395, 1984
- [KIMB48] E.W. Kimbark, *Power System Stability*, Vol.I: Elements of Stability Calculations, John Wiley and Sons Inc., 1948.

- [KLUM96] R.P. Klump, T.J. Overbye, J.D. Weber, "Development and application of a power system simulation environment", *IEEE 39th Midwest symposium on Circuits and Systems*, vol. 3, pp. 1097-1100, Aug. 1996.
- [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.
- [KUND04] P. Kundur et.al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19 , no: 3, pp:1387 – 1401, Aug. 2004
- [KUND94] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Text, 1994.
- [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.
- [KUO95] D.H Kuo and A. Bose, "A Generation Rescheduling Method to Increase the Dynamic Security of Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, no.1, pp.68-74, Feb. 1995.
- [LANG02] U. Lang and R. Schreiner, *Developing Secure Distributed System with CORBA*, Artech House Computing Library, Boston, London, 2002.
- [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 Transactions on Power Systems*, vol.9, no.4, pp.1716-1722, Nov. 1994.

- [MANS97a] Y. Mansour, E. Vaahedi and M.A. El-Sharkawi, "Dynamic security contingency screening and ranking using neural networks," *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol.8, no.4, pp. 942-950, July 1997.
- [MANS97b] Y. Mansour, A.Y. Chang, J. Tamby, E. Vaahedi, B.R. Corns and M.A. El-Sharkawi, "Large scale dynamic security screening and ranking using neural networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, no.2, pp. 954-960, May 1997.
- [MANZ99] A. Manzoni, A. S. Silva and I. C. Decker, "Power Systems Dynamics Simulation Using Object-Oriented Programming", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.14, no.1, pp.249-255, Feb. 1999.
- [MARI90] G.A. Maria, C. Tang and J. Kim, "Hybrid transient stability analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.5, no.2, pp. 384-393, May 1990.
- [MEHR92] S. Mehrotra, "On the implementation of a primal-dual interior point method", *SIAM Journal on Optimization*, vol. 2, pp. 575-601, 1992.
- [MONT83] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [MONT97] C. Montez, "Um modelo de programação para aplicações de Tempo Real em Sistemas Abertos", Monografia de Exame de Qualificação de Doutorado, UFSC, 1997.
- [MORI04] K. Morrison, L. Wang and P. Kundur, "Power System Security Assessment", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 5, pp. 30-39, Sept-Oct 2004.
- [MOWB97] T.J. Mowbray and W.A. Ruh, *Inside CORBA: Distributed Object Standards and Applications*, Addison-Wesley, 1997.
- [OMG04] OMG, *The Common Object Request Broker: Architecture and Specification*, <<http://www.omg.org / oma />> Acesso em: 10 janeiro 2005.

- [PALM03] R.B. Palma, L. D. Vargas, F. G. Flatow and N. S. Oyarce, “Object Oriented Platform for an Integrated Analysis of Energy and Transportation Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no 3, pp. 1062-1069, Aug 03.
- [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.
- [PAVE98] M. Pavella, “Generalized one-machine equivalents in transient stability studies,” *IEEE Power Engineering Review*, vol.18, no.1, pp. 50-52, Jan. 1998.
- [PERE03] L. Pereira, “Cascade to Black [system blackouts]”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no 3, pp. 54-57, May/Jun 04.
- [POPE97] A. Pope, *The CORBA Reference Guide: Understand the Common Object Request Broker Architecture*, Addison-Wesley, 1997.
- [QUIN00] V.H. Quintana, G.L. Torres and J. Medina-Palomo, “Interior-point methods and their applications to power systems: A classification of publications and software codes”, *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 170-176, Feb. 2000.
- [RID04a] M.J. Rider, C.A. Castro, V.L. Paucar and A.V. Garcia, “Higher Order Interior–Point Method for Minimising Load–Shedding in a Competitive Electric Power Market”, *IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, no. 4, pp. 433–440, Jul. 2004.
- [RID04b] M.J. Rider, C.A. Castro, M.F. Bedriñana and A.V. Garcia, “Towards a fast and robust interior point method for power system applications”, *IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, 151, no. 5, pp. 575–581, Set. 2004.

- [RUMB91] J. Rumbaugh, *Object-Oriented Modeling and Design*, Prentice Hall, 1991.
- [SAUE98] P.W. Sauer and M.A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall, 1998.
- [SAWN04] H. Sawney and B. Jeyasurya, "On-line Transient Stability Assessment using Artificial Neural Network," *Proc. of Large Engineering Systems Conference on Power Engineering - LESCOPE*, vol.1, pp.76-80, July 2004.
- [SELV05] M. P. Selvan and K. S. Swarup, "Object Methodology - Techtorial", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, no 1, pp. 18-29, Jan-Feb 2005.
- [SCHW00] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors and R.E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [SHIR96] D. Shirmohammadi, A. Vojdani, "An Overview of Ancillary Services", *Anais do Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica*, pp. 1-9, May 1996.
- [SILV04] O. Silva, "Proposta de software gráfico e interativo para simulação e análise de sistemas elétricos de potência", *Monografia, UFMA, São Luis*, 2004.
- [SOBA89] D.J. Sobajic and Y. Pao, "Artificial Neural-Net Based Dynamic Security Assessment for Electric Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.4, no.1, pp. 220-228, Feb. 1989.
- [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.
- [STTO79] B. Sttot and J.L. Marinho, "Linear Programming for Power-System Network Security Applications", *IEEE Transactions on Power*

- Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 837-848, May/Jun 1979.
- [SUN84] D.I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes and W.F. Tinney, "Optimal Power Flow by Newton Approach", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 10, pp. 2864-2880, Oct. 1984.
- [TASK04] U.S. Canada Power System Outage Task Force, "Final Report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations", Apr. 2004.
- [TAYL97] A. D. Taylor, *Object Technology A Management Guide*, 2<sup>nd</sup> ed., Addison Wesley, 1997.
- [TEIX02] M. M. Teixeira, *Desenvolvimento de Aplicações Distribuídas usando a Arquitetura CORBA*, Notas Didáticas, no 59, ICMC-USP, Nov. 2002.
- [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.
- [TORR98] G.L Torres and V.H. Quintana, "An interior-point method for non-linear optimal power flow using voltage rectangular coordinates", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1211-1218, Nov. 1998.
- [VANC99] T. Van Cutsem, C. Moisse and R. Mailhot, "Determination of secure operating limits with respect to voltage collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.14, no.1, pp.327-335, Feb. 1999.
- [VAAH96] E. Vaahedi, Y. Mansour, A.Y. Chang, B.R. Corns, E.K. Tse, "Enhanced "Second Kick" methods for on-line dynamic security assessment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, no.4, pp.1976-1982, Jul 1996.

- [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.
- [WEHE89] L. Wehenkel, T. Van Cutsem and M. Ribbens-Pavella, “An artificial intelligence framework for online transient stability assessment of power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.4, no.2, pp. 789-800, May 1989.
- [WEHE94] L. Wehenkel, M. Pavella, E. Euxibie and B. Heilbronn, “Decision tree based transient stability method a case study,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, no.1, pp. 459-469, Feb. 1994.
- [WORK88] Working Group on Dynamic Security Assessment – Power Systems Engineering Committee, “Dynamic security assessment practices in North America”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.3, no.3, pp.1310-1321, Aug. 1988.
- [XING02] W. Xingping, Z. Yang and W. Xiwei, “A New Generation EMS”, *Proceedings of International Conference on Power System Technology*, 2002. PowerCon 2002, Vol. 1, pp. 190-194, Oct. 2002.
- [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.
- [YOUR99] E. Yourdon, *Análise e Projeto orientado a Objetos*, Makron Books, 1999.
- [ZHU97] J. Zhu and D. Lubkeman, “Object-Oriented Development of Software Systems for Power System Simulations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, no.2, pp.1002-1007 May. 1997.



Rodriguez, Jorge Isaac Rodriguez

Integração de metodologias para avaliação do custo da segurança dinâmica em mercados elétricos / Jorge Isaac Rodriguez Rodriguez. – São Luís, 2005.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –Universidade Federal do Maranhão, 2005.

1. Energia Elétrica – Controle. 2. Computação Distribuída. 3. Estabilidade Transitória. I. Título.

CDU 621.316:004.7