

Protótipo para Melhoria da Segurança Dinâmica On-Line de Sistemas de Potência

V. Leonardo Paucar, UFMA

Resumo — Neste trabalho é desenvolvido um protótipo para à quantificação do impacto da melhoria da segurança dinâmica de sistemas elétricos. As metodologias implementadas 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 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. As medidas de controle preventivo são definidas ao estabelecer novos 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. O protótipo foi projetado utilizando metodologia orientada a objetos e uma arquitetura CORBA, e codificado nas linguagens C++ e Java. A implementação total das metodologias descritas foi testada com sucesso para diversos sistemas de elétricos.

Palavras-chave — Análise de estabilidade transitória, segurança dinâmica sistemas de potência, melhoria da segurança dinâmica, fluxo de potencia, fluxo de potência ótimo.

I. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas a indústria da eletricidade vem experimentando uma mudança importante devido ao processo de reestruturação e privatização dos sistemas de energia elétrica (SEE) [1]. O principal objetivo deste novo esquema é o incremento da competição, fornecendo ao consumidor energia elétrica com adequada qualidade, alta confiabilidade, sem interrupções e com um preço competitivo. Assim, o planejamento e a operação estão relacionados aos conceitos de confiabilidade e segurança dos SEE.

Para atingir a qualidade de serviço exigida, os centros de operação do sistema (COS) precisam se adaptar e melhorar continuamente. Várias funções são realizadas pelos COS, e novas funções vêm sendo implementadas e as existentes vêm sendo melhoradas. As funções típicas do COS podem ser divididas em três: controle da geração, controle supervísório e funções de operação em tempo real. As funções de operação em tempo real permitem a execução de funções relacionadas com a segurança do sistema (estimação de estado, análise de contingência, monitoração da segurança, etc.) O sistema supervísório é encarado como um primeiro passo no desenvolvimento do sistema de monitoração e controle de segurança em tempo real [2].

Dependendo dos requisitos atingidos pelo estudo, a análise da segurança pode ser dividida em: análise da segurança estática (ASE), análise da segurança dinâmica (ASD). Esses estudos devem ser realizados pelas funções EMS (Energy Management System) dentro de um COS para garantir um nível desejável de segurança do SEE.

Neste trabalho são integrados distintas metodologias na avaliação da segurança dinâmica (AvSD), o cálculo de medidas de controle preventivas (MCP) e a quantificação do impacto econômico (QIE) dos SEE. A metodologia é implementada em um sistema computacional iterativo, o qual foi codificado em linguagem C++ e Java dentro de ambientes de processamento distribuído usando em arquitetura CORBA. Vários sistemas teste foram utilizados nos estudos de simulação. A análise dos resultados indica o grau e o custo associado à melhoria da segurança dinâmica desses sistemas de potência.

II. SEGURANÇA DINÂMICA DE SEE

A ASD é a avaliação da habilidade do sistema de resistir a contingências sobrevivendo às condições transitórias e alcançando um estado de operação adequado. Além disso, deve proporcionar indicações sobre ações preventivas / corretivas caso necessário [3]. Esta análise começa em um estado de operação normal pré-perturbação (atendidas as cargas e não existe violação nos limites operacionais). São realizadas medições das variáveis que afetam a segurança do sistema e é avaliada a robustez relativa do sistema [4].

A ASD estuda os fenômenos de estabilidade dos SEE: estabilidade do ângulo do rotor (estabilidade de estado permanente e estabilidade transitória), estabilidade de tensão, e estabilidade a médio e longo prazo [5]. Neste trabalho estamos interessados na estabilidade transitória (a grande perturbação).

A incerteza relativa às condições de operação tem criado a necessidade de realizar a ASD de modo on-line. A estabilidade do sistema é calculada para condições atuais de operação e com velocidade suficiente para que o operador ou um automatismo reaja no caso em que uma contingência analisada leve à insegurança do sistema [6].

No presente trabalho, a ASD abrangerá aspectos de controle e custo associados com a melhoria do nível de segurança dinâmico. Assim, a ASD é estudada segundo a AvSD, MCP e QIE dos SEE.

Na AvSD são realizados processos como a integração numérica cujo tempo consumido em CPU é uma desvantagem na implementação on-line. A disponibilidade de dados nos sistemas SCADA, a análise automática simplificada e o processamento paralelo reduzem o processo de avaliação

Este trabalho foi apoiado pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE).

V. L. Paucar trabalha na Universidade Federal do Maranhão (e-mail: Lpaucar@ieee.org).

para alguns minutos [7]. Também contribuem as melhorias nas técnicas analíticas e divisão do problema inicial. O *screening* de contingências é uma filtragem rápida das contingências para sua posterior avaliação por métodos de simulação no domínio do tempo. Para um rápido algoritmo de *screening de contingências* para a AvSD *on-line*, são usados os índices de estabilidade transitória (IET).

O IET mede a proximidade do sistema à instabilidade devido à perda de sincronismo e são calculados com métodos usando critério de áreas iguais estendido ou EEAC (*Extended Equal Area Criterion*) e métodos da função de energia transitória (FET) [8]. Ao *screening* são aplicadas técnicas de inteligência artificial usando o conhecimento acumulado baseados na representação dos conjuntos de condições de operação e índices de severidade do sistema [9]. A margem de energia transitória (MET) é um índice comumente usado para determinar o nível de segurança dinâmica [10] e sua vantagem é que podem ser usadas informações que resultam do *screening*.

No estado alerta, o um nível de segurança é inferior ao nível aceitável, assim ações de controle preventivas podem voltar ao sistema no estado seguro. Dentro das MCP temos a reprogramação da geração e a redistribuição de carga. O operador do sistema cumpre um papel principal na coleção e coordenação de informação para executar as estratégias de controle preventivo [6]. Diversos métodos são reportados na literatura para a reprogramação da geração usando métodos TEF.

Do ponto de vista técnico, algumas circunstâncias impostas pelos mercados elétricos (as transações de energia, competição na transmissão) levam ao alto carregamento do sistema de transmissão. Do ponto de vista econômico, estas circunstâncias aumentam o uso dos geradores de alto custo [4]. O despacho econômico interpreta os sinais econômicos das melhoras nos níveis de segurança usando o fluxo de potência ótimo (FPO). As restrições usadas neste FPO são algumas vezes o fluxo nas linhas ou os limites de separação angular impostos pelas condições de estabilidade. Neste caso, o despacho é muito conservativo como consequência que os limites de estabilidade são geralmente desenvolvidos *off-line* e por que o FPO não fornece um mecanismo para calcular IET.

III. METODOLOGIA INTEGRADA DISTRIBUÍDA

O esquema integrado para a AvSD, MCP e QIE é apresentado na Figura 1, o qual mostra os estados de operação resultantes (seguro, seguro preventivo, alerta) resultado do controle preventivo e operação a mínimo custo. Para a definição dos estados de operação usados neste trabalho foram usadas as referências [11][12]. A partir do estado normal é realizada a etapa de AvSD para uma lista de contingências predefinidas. Se o sistema alcança um nível de segurança dinâmica adequado medido com o MET e nenhuma contingência leva o sistema à instabilidade, o processo pára e o sistema é qualificado como seguro dinâmico (estado 1) para essa lista de contingências.

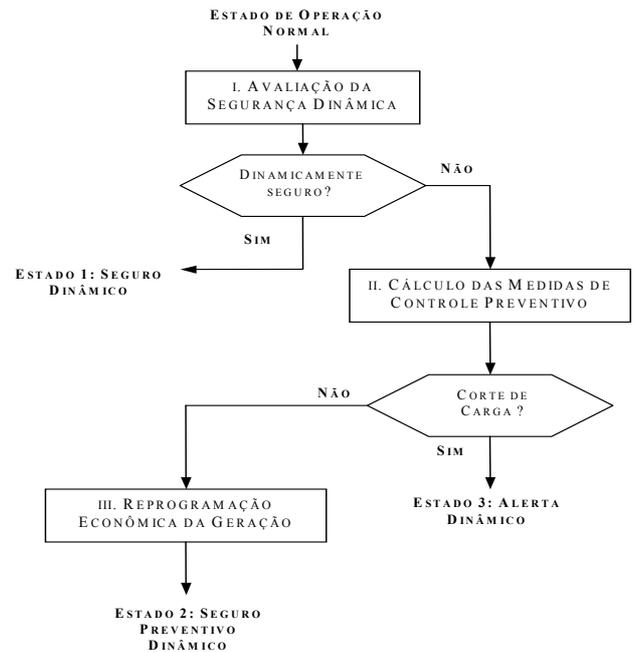


Figura 1. Esquema integrado para AvSD, MCP e QIE dos SEE.

Caso contrário, é realizada uma etapa de MCP, a qual tenta corrigir algumas variáveis de controle do sistema visando um maior nível de segurança. São consideradas como variáveis de controle a geração de potência ativa para determinar os limites máximos de geração que afrontará a seguinte etapa de QIE. Nem sempre estas medidas preventivas levam ao sistema ao estado seguro dinâmico porque é preciso saber se o sistema de geração poderá fornecer os requisitos de potência de forma a atender as cargas; isto tem a ver com o máximo carregamento e, no caso extremo, implica o compromisso de um corte de carga. Se estas medidas não exigem o corte de carga, então o sistema se classificará no estado seguro preventivo dinâmico (estado 2). Para a etapa QIE usou-se a reprogramação econômica da geração como um despacho econômico. Se as MCP exigem que se realize corte de carga, então o sistema é qualificado no estado alerta dinâmico (estado 3). Neste estado, outras medidas preventivas deverão ser realizadas, sendo que estas não são tratadas neste trabalho.

Na Figura 2 é mostrado os módulos que compõem o esquema integrado bem como as metodologias e aspectos computacionais da integração dessas etapas em um ambiente distribuído.

A. Etapa 1 – Avaliação da Segurança Dinâmica

Nesta etapa foram desenvolvidos cinco módulos segundo a Figura 2. Descreveremos alguns de eles.

O módulo A – Entrada de dados realiza:

Armazenamento dos dados estáticos (fluxo de carga), dados dinâmicos (modelo clássico e detalhado dos geradores com seus controladores) e dados econômicos (custo variável e limites de geração das unidades térmicas);

Cálculo da operação econômica ótima inicial do sistema usando um despacho econômico da mesa forma que será descrito no módulo H da etapa 3;

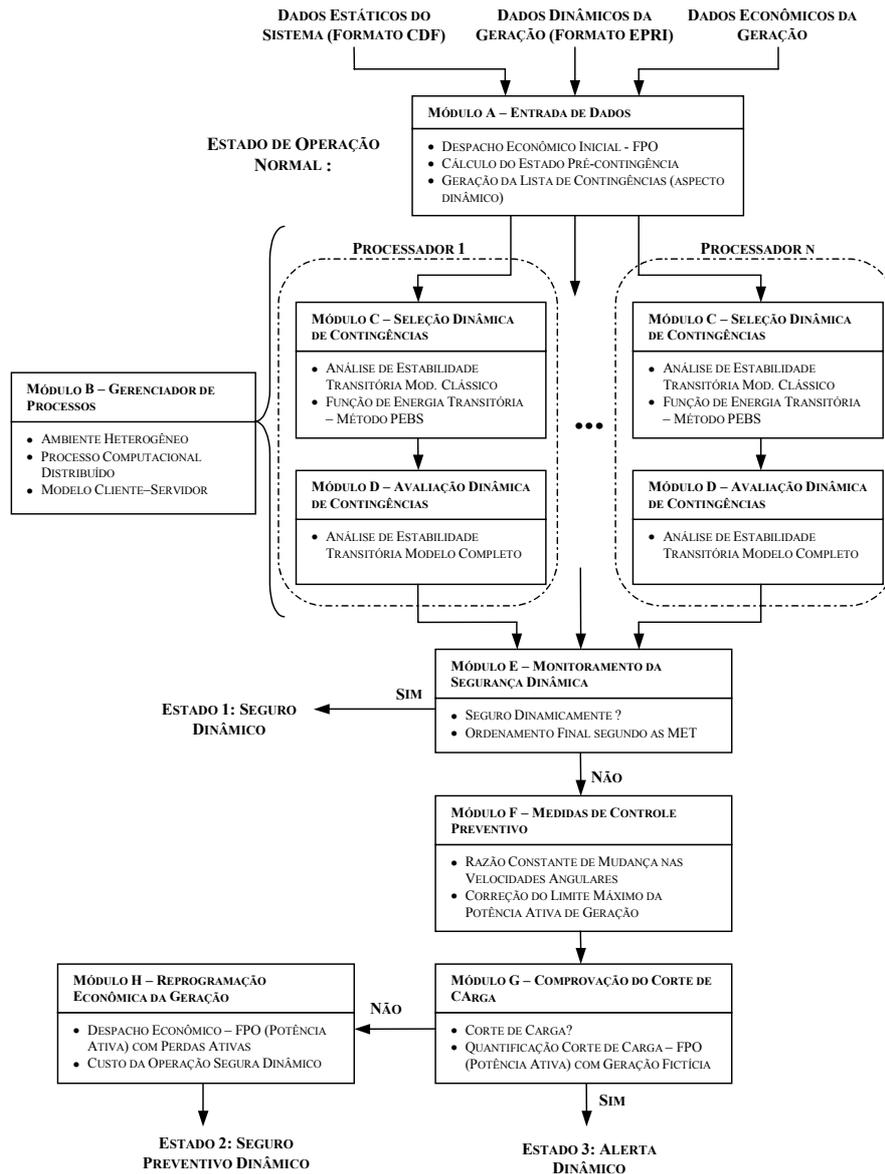


Figura 2. Detalhe do esquema de módulos de trabalho e estados de operação.

Determina do estado de operação pré-contingência calculando as variáveis de estado pré-contingência, o qual utiliza as variáveis de controle determinadas no despacho econômico inicial (geração de potência ativa). Usa um fluxo de potência não linear com o método Newton-Raphson completo. Assumindo que não existe corte de carga, o sistema é qualificado no estado de operação normal;

Gera a lista de contingências e a distribui no ambiente computacional distribuído. Por simplicidade, será utilizada apenas uma operação de chaveamento e supondo que o sistema não tem muitas mudanças estruturais entre $t = 0$ e $t = t_{cl}$. Então, as contingências são definidas como faltas trifásicas de duas formas: diretamente e na linha próxima a uma barra. A falta é caracterizada por sua localização (barra de falta), impedância de falta e duração da falta. Na segunda forma é preciso detalhar a linha onde a falta ocorreu.

O módulo B – Gerenciador de Processos, é o responsável pelo processamento distribuído dos módulos C e D em um

ambiente heterogêneo (Fig. 2). Foi necessário desenvolver uma aplicação computacional distribuída usando arquiteturas preparadas para tais ambientes, como o CORBA. Uma das características destes sistemas distribuídos é a concorrência de processos, ou seja, a capacidade de realizar processos paralelos (*multi-threads*) sob um ambiente de vários computadores heterogêneos.

O módulo C – Seleção Dinâmica de Contingências, composta por o *screening* e *ranking* dinâmico de contingências, usa o método FET para o cálculo da MET dentro de um sistema multimáquina com gerador de modelo clássico (modelo de fonte de tensão constante atrás da reatância transitória síncrona do eixo-d). Para o cálculo da energia crítica é usada a técnica da superfície de fronteira da energia potencial ou PEBS (*Potential Energy Boundary Surface*). Comumente, o método PEBS é usado para o cálculo do t_{cr} , porém, uma tentativa de economizar tempo de processamento seria monitorar somente $V_{EP}(\theta)$ da FET expres-

sada em (1) e (2) até que alcance um valor máximo, sendo este valor considerado como V_{cr} [13].

$$V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = V_{EC}(\tilde{\boldsymbol{\omega}}) + V_{EP}(\boldsymbol{\theta}) \\ = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n_g} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \quad (1)$$

Uma forma de implementar um *screening* rápido é reduzir a expressão da $V_{EP}(\boldsymbol{\theta})$ na seguinte forma:

$$\hat{V}_{EP}(\boldsymbol{\theta}) = - \left[\sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i - \sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i^O} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \right] \quad (2) \\ = - \sum_{i=1}^{n_g} \int_{\theta_i^O}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i = V_{EP}(\boldsymbol{\theta}) - V_{EP}(\boldsymbol{\theta}^0)$$

A expressão (2) agora está referenciada ao estado inicial e evita a computação do estado pós-falta (fluxo de carga) em cada uma das contingências. O índice de estabilidade foi definido como a MET do método PEBS e é calculada da seguinte forma:

$$\Delta V = MET = \hat{V}_{cr} - \hat{V}_{cl} \approx \hat{V}_{EP}^{\max} - \hat{V}_{cl} \quad (3)$$

No *screening* de contingências, são filtradas as contingências que têm um MET negativo (caso instável). No *ranking* de contingências, estas são ordenadas considerando as contingências de menor (mais negativo) a maior MET.

O módulo D – Avaliação dinâmica das contingências, é considerado o método de simulação no domínio do tempo. O programa computacional usa o método alternado (solução particionada com integração implícita) o método trapezoidal implícito como técnica de integração numérica. Este módulo é considerado somente para verificar o desempenho em tempo de processamento do sistema computacional desenvolvido, pois as MET finais são tomadas do módulo de seleção de contingências.

O módulo E – Monitoramento do Nível de Segurança Dinâmica, define o nível de segurança em função do ordenamento e qualificação das METs. Podem existir as seguintes possibilidades:

Se nenhuma contingência leva à instabilidade, então o sistema é classificado como estado seguro dinâmico. O nível de segurança alcançado se limita à lista de contingências pré-determinada; porém, a definição de outras contingências demandaria novamente a mesma análise;

Em caso contrario, o sistema é qualificado no estado inseguro dinâmico, o que abre a possibilidade aos estados: seguro preventivo e alerta dinâmico.

B. Etapa 2 – Medidas de Controle Preventivo

O módulo F estabelece os novos limites de geração máxima (redução de limites) com o objetivo de assegurar a estabilidade transitória do sistema para as piores contingências. Garante-se a melhoria dos níveis de segurança

dinâmica (aumento da MET) e seu acoplamento nas restrições operacionais de geração de potência ativa é mais evidente.

Para o ajuste da geração de potências ativa é usada uma variante da técnica usada em [14]. Nesta referência, propõe-se uma nova técnica rápida sem o cálculo de sensibilidades, a qual supõe uma razão constante da mudança nas velocidades dos geradores no instante da eliminação da falta, a qual pode ser facilmente acoplada na AvSD. Esta técnica usa os seguintes passos:

- (i) Realizar a AvSD com o método TEF considerando faltas trifásicas com saída simples.
- (ii) Selecionar o pior caso de acordo com a MET (a mais negativa).
- (iii) Se o pior caso é instável ou próximo à instabilidade, ir a passo iv. Senão, ir a passo vii.
- (iv) Reprogramar a geração com respeito ao pior caso:
 - (iv-a) Calcular a trajetória sob-falta para obter as velocidades do rotor no instante de eliminação da falta.
 - (iv-b) Calcular a nova geração usando as seguintes expressões:

$$P_{1,novo} = \frac{(P_{1,anti} - B)}{A} \quad (4)$$

$$P_{i,novo} = \frac{M_i}{M_1} P_{1,novo} - \frac{M_i}{M_1} P_{1,anti} \\ - M_i (D_{wi,anti} - D_{w1,anti}) + P_{i,anti} \quad (5)$$

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

em que:

$$A = \left(1 + \frac{1}{M_1} \sum_{i=2}^{n_g} M_i \right) \\ B = - \frac{P_{1,anti}}{M_1} \sum_{i=2}^{n_g} M_i - \sum_{i=2}^{n_g} M_i (D_{wi,anti} - D_{w1,anti}) \quad (6)$$

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

n_g é número de geradores; $P_{i,anti}$ e $P_{i,novo}$ são as potências ativas antiga (geração original) e nova (reprogramada) do gerador i , respectivamente; M_i é a constante de inércia do gerador i ; $\tilde{\omega}_{i,anti}$ e $\tilde{\omega}_{i,novo}$ são as velocidades angulares do rotor antiga e nova do gerador i , respectivamente; e t_{cl} é o tempo de eliminação da falta.

- (v) Resolver um fluxo de carga.
- (vi) Ir a passo i .
- (vii) Parar.

Segundo a técnica original, as potências corrigidas são usadas para realizar um novo AvSD. Isso demanda muito esforço computacional e para contornar esse problema é

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:

$$P_i^{\max} = P_{i,anti} + fc(P_{i,novo} - P_{i,anti}) \quad (7)$$

em que P_i^{\max} Potência ativa máxima do gerador i e fc é o fator de correção.

C. Etapa 3 – Avaliação do Estado de Operação

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 tem a ver com o máximo carregamento e no caso extremo, implica o compromisso de um corte de carga. É dizer, para avaliar a factibilidade do sistema frente a esta nova configuração é preciso resolver o problema de corte de carga.

Uma solução com uma maior precisão nos resultados pode ser obtida mediante uma técnica de programação não-linear, considerando o modelo AC do sistema de transmissão, o que representa também um maior esforço computacional [15].

O módulo G – Comprovação do corte de carga, calcula a quantidade de corte de carga que pode existir no sistema devido aos limites na capacidade de geração de potência ativa. O problema de mínimo corte de carga é modelado em (8).

$$\text{Min } \lambda$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - P_{Gi} + (1 - \lambda) P_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \\ \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - Q_{Gi} + (1 - \lambda) Q_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \\ P_G^{\min} \leq P_G \leq P_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng & \quad (8) \\ Q_G^{\min} \leq Q_G \leq Q_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng & \\ V^{\min} \leq V \leq V^{\max} ; i = 1, \dots, nb & \\ QSh^{\min} \leq QSh \leq QSh^{\max} ; i = 1, \dots, nsh & \\ Tap^{\min} \leq Tap \leq Tap^{\max} ; i = 1, \dots, nt & \\ 0 \leq \lambda \leq 1 & \end{aligned}$$

em que λ é a porcentagem de corte carga do sistema, P_{Di} , Q_{Di} são as potências ativas e reativas da barra i ; V_i , δ_i são a magnitude e ângulo da tensão na barra i ; Y_{ij} , θ_{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.

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.

O módulo H – Reprogramação econômica da geração, somente será executado no caso de não existir corte de carga, o ponto de operação resultante do módulo G. O problema de despacho econômico é modelado em (9).

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

Sujeito a:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - P_{Gi} + P_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \\ \sum_{j=1}^{nb} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - Q_{Gi} + Q_{Di} &= 0 ; i = 1, \dots, nb \\ P_G^{\min} \leq P_G \leq P_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng & \quad (9) \\ Q_G^{\min} \leq Q_G \leq Q_G^{\max} ; i = 1, \dots, ng & \\ V^{\min} \leq V \leq V^{\max} ; i = 1, \dots, nb & \\ QSh^{\min} \leq QSh \leq QSh^{\max} ; i = 1, \dots, nsh & \\ Tap^{\min} \leq Tap \leq Tap^{\max} ; i = 1, \dots, nt & \end{aligned}$$

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.

IV. METODO DE PUNTOS INTERIORES

A formulação dos FPO's pode ser reescrita como um problema de programação não linear padrão, dado pela expressão (10).

$$\begin{aligned} \text{Min } f(x) \\ \text{s.a. } g(x) &= 0 \quad (10) \\ h^l &\leq h(x) \leq h^u \\ x^l &\leq \hat{I}x \leq x^u \end{aligned}$$

Onde $x \in \mathcal{R}^{nx}$ são as variáveis de decisão, $f(x) : \mathcal{R}^{nx} \rightarrow \mathcal{R}$ é a função objetivo, $g(x) : \mathcal{R}^{nx} \rightarrow \mathcal{R}^{ndg}$ são as restrições de igualdade, $h(x) : \mathcal{R}^{nx} \rightarrow \mathcal{R}^{ndh}$ são as restrições de desigualdade, h^u e h^l são os limite superior e inferior de $h(x)$, respectivamente e $\hat{I}x : \mathcal{R}^{nx} \rightarrow \mathcal{R}^{ndx}$ 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 (10) em restrições de igualdade, usando as variáveis de folga s , apresentada na expressão (12).

$$\begin{aligned} \text{Min } f(x) \\ \text{s.a. } g(x) &= 0 \\ -s_1 - s_2 - h^l + h^u &= 0 \quad (11) \\ -h(x) - s_2 + h^u &= 0 \\ -s_3 - s_4 - x^l + x^u &= 0 \\ -\hat{I}x - s_4 + x^u &= 0 \\ s_1, s_2, s_3, s_4 &\geq 0 \end{aligned}$$

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 (11) podem ser incorporadas na função objetivo original como termos de barreira logarítmica, como é apresentado na expressão (12).

$$\begin{aligned} \text{Min } f(x) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndh} (\ln s_{1j} + \ln s_{2j}) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndx} (\ln s_{3j} + \ln s_{4j}) \\ \text{s.a. } \quad \quad \quad g(x) = 0 \\ \quad \quad \quad -s_1 - s_2 - h^l + h^u = 0 \\ \quad \quad \quad -h(x) - s_2 + h^u = 0 \\ \quad \quad \quad -s_3 - s_4 - x^l + x^u = 0 \\ \quad \quad \quad -\hat{I}x - s_4 + x^u = 0 \end{aligned} \quad (12)$$

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 (12) e baseado no teorema de Fiacco e McCormick [16], se $\mu^k \downarrow 0$ a seqüência $\{x(\mu^k)\}_{k=0}^{\infty}$ de soluções de (12) tende à x^* , um mínimo local de (11). A função Lagrangana L do problema de programação não linear com restrições de igualdade (12), é mostrada na expressão (13).

$$\begin{aligned} L = f(x) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndh} (\ln s_{1j} + \ln s_{2j}) - \mu^k \sum_{j=1}^{ndx} (\ln s_{3j} + \ln s_{4j}) \\ - y^T g(x) - z_1^T (-s_1 - s_2 - h^l + h^u) - z_2^T (-h(x) - s_2 + h^u) \\ - z_3^T (-s_3 - s_4 - x^l + x^u) - z_4^T (-\hat{I}x - s_4 + x^u) \end{aligned} \quad (13)$$

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 $z_4 \in \mathcal{R}^{ndx}$, são os vetores multiplicadores de Lagrange e são chamadas variáveis duais. Um ponto mínimo local x^* do problema (12) 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 (14).

$$\begin{aligned} \nabla_{s_1} L &= -\mu^k S_1^{-1} e + z_1 = 0 \quad (\text{a}) \\ \nabla_{s_2} L &= -\mu^k S_2^{-1} e + z_1 + z_2 = 0 \quad (\text{b}) \\ \nabla_{s_3} L &= -\mu^k S_3^{-1} e + z_3 = 0 \quad (\text{c}) \\ \nabla_{s_4} L &= -\mu^k S_4^{-1} e + z_3 + z_4 = 0 \quad (\text{d}) \\ \nabla_{z_3} L &= s_3 + s_4 + x^l - x^u = 0 \quad (\text{e}) \\ \nabla_{z_4} L &= \hat{I}x + s_4 - x^u = 0 \quad (\text{f}) \\ \nabla_{z_1} L &= s_1 + s_2 + h^l - h^u = 0 \quad (\text{g}) \\ \nabla_{z_2} L &= h(x) + s_2 - h^u = 0 \quad (\text{h}) \\ \nabla_x L &= \nabla f(x) - Jg(x)^T y + Jh(x)^T z_2 + \hat{I}^T z_4 = 0 \quad (\text{i}) \\ \nabla_y L &= -g(x) = 0 \quad (\text{j}) \end{aligned} \quad (14)$$

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 (14) 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 (5.10) 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 (14) são as perturbações ($\mu^k \neq 0$) das condições de complementaridade ($\mu^k = 0$).

O sistema de equações (14) 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_1^0, y^0, z_1^0) ao ponto solução (x^*, s_1^*, y^*, z_1^*) através de uma seqüência de pontos (x^k, s_1^k, y^k, z_1^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 (14) representadas como (15).

$$F(w) = 0 \quad (15)$$

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 e um método de ascendência, com uma direção de busca desde um ponto da trajetória w^k definida pela equação (16).

$$J_F(w^k) \Delta w^k = -F(w^k) \quad (16)$$

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 Δw^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 (14).

A. Método de pontos interiores primal – dual

Mesmo que o sistema de KKT (14) 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 μ^k). Aplicando o MN para resolver o sistema (14), o seguinte sistema de equações é obtido.

$$\begin{bmatrix}
\mu S_1^{-2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\
0 & \mu S_2^{-2} & 0 & 0 & 0 & 0 & I & I & 0 & 0 \\
0 & 0 & \mu S_3^{-2} & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & \mu S_4^{-2} & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & \hat{I} & 0 \\
I & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Jh \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \hat{I}^T & 0 & Jh^T & H_L & -Jg^T \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Jg & 0
\end{bmatrix}
\begin{bmatrix}
\Delta s_1 \\
\Delta s_2 \\
\Delta s_3 \\
\Delta s_4 \\
\Delta z_3 \\
\Delta z_4 \\
\Delta z_1 \\
\Delta z_2 \\
\Delta x \\
\Delta y
\end{bmatrix}
=
\begin{bmatrix}
\mu S_1^{-1} e - z_1 \\
\mu S_2^{-1} e - z_2 - z_1 \\
\mu S_3^{-1} e - z_3 \\
\mu S_4^{-1} e - z_3 - z_4 \\
-s_3 - s_4 - x^l + x^u \\
-\hat{I}x - s_4 + x^u \\
-s_1 - s_2 - h^l + h^u \\
-h(x) - s_2 + h^u \\
-\nabla f(x) + Jg(x)^T y - Jh(x)^T z_2 - \hat{I}^T z_4 \\
g(x)
\end{bmatrix} \quad (17)$$

Em que

$$H_L = H_f(x^k) - \sum_{j=1}^{ndg} y_j^k H_{g_j}(x^k) + \sum_{j=1}^{ndh} z_{2j}^k H_{h_j}(x^k) \quad (18)$$

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 (17) 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 esparcidade das matrizes não-nulas; c) matriz simétrica em elementos e em estrutura.

B. Atualização das variáveis primais e duais

Depois de resolver a equação (17), em cada iteração k , uma nova aproximação de todas as variáveis pode ser obtida como são mostradas nas expressões (19)

$$\begin{aligned}
x^{k+1} &= x^k + \alpha_p^k \Delta x \\
s_i^{k+1} &= s_i^k + \alpha_p^k \Delta s_i \quad i=1,2,3 \text{ e } 4 \\
y^{k+1} &= y^k + \alpha_d^k \Delta y \\
z_i^{k+1} &= z_i^k + \alpha_d^k \Delta z_i \quad i=1,2,3 \text{ e } 4
\end{aligned} \quad (19)$$

Em que os escalares α_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.

C. 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 (20).

$$\begin{aligned}
\alpha_p^k &= \min \left\{ \gamma \cdot \min \left\{ \min_{\Delta s_1 < 0} \left(\frac{-s_1^k}{\Delta s_1} \right), \min_{\Delta s_2 < 0} \left(\frac{-s_2^k}{\Delta s_2} \right), \right. \right. \\
&\quad \left. \left. \min_{\Delta s_3 < 0} \left(\frac{-s_3^k}{\Delta s_3} \right), \min_{\Delta s_4 < 0} \left(\frac{-s_4^k}{\Delta s_4} \right) \right\}, 1.0 \right\} \\
\alpha_d^k &= \min \left\{ \gamma \cdot \min \left\{ \min_{\Delta z_1 < 0} \left(\frac{-z_1^k}{\Delta z_1} \right), \min_{\Delta z_1 + \Delta z_2 < 0} \left(\frac{-(z_1^k + z_2^k)}{\Delta z_1 + \Delta z_2} \right), \right. \right. \\
&\quad \left. \left. \min_{\Delta z_3 < 0} \left(\frac{-z_3^k}{\Delta z_3} \right), \min_{\Delta z_3 + \Delta z_4 < 0} \left(\frac{-(z_3^k + z_4^k)}{\Delta z_3 + \Delta z_4} \right) \right\}, 1.0 \right\}
\end{aligned} \quad (20)$$

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 $\gamma = 0.99995$.

D. 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 (21):

$$\rho^k = (z_1^k)^T s_1^k + (z_1^k + z_2^k)^T s_2^k + (z_3^k)^T s_3^k + (z_3^k + z_4^k)^T s_4^k \quad (21)$$

A seqüência $\{\rho^k\}_{k=0}^\infty$ deve convergir a zero, e a relação entre o ρ^k e μ^k , implícito nas condições (a)-(d) da expressão (14), sugere que μ^k poderia ser reduzido em cada iteração k baseado no decréscimo do gap de complementaridade, dada pela expressão (22).

$$\mu^{k+1} = \max \left(\min \left(\beta^k \frac{\rho^k}{2(ndx + ndh)}, 0.9\mu^k, 0.05\mu^k \right) \right) \quad (22)$$

Em que $\beta^k \in (0,1)$ é o decréscimo esperado de ρ^k , mas não necessariamente realizado, e é chamado parâmetro de centralização e sua interpretação é: se $\beta^k=1$, o sistema KKT (14) 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 μ^k e melhorar a direção central, β^k é escolhido dinamicamente como $\beta^{k+1} = \max\{0.95\beta^k, 0.1\}$, com $\beta^0 = 0.2$.

E. Critérios de convergências

O processo do método de Newton é repetido até que os critérios de convergências, apresentados na expressão (23), sejam atingidos.

$$\begin{aligned}
&\max \left\{ \|g(x^k)\|_\infty, \max_i \{x_i^l - x_i^k\}, \max_i \{x_i^k - x_i^u\}, \right. \\
&\quad \left. \max_i \{h_i^l - h_i(x^k)\}, \max_i \{h_i(x^k) - h_i^u\} \right\} \leq 10^{-4} \\
&\frac{\|\nabla f(x^k) - Jg(x^k)^T y^k + Jh(x^k)^T z_2^k + \hat{I}^T z_4^k\|_\infty}{1 + \|x^k\|_2} \leq 10^{-4} \\
&\frac{\rho^k}{1 + \|x^k\|_2} \leq 10^{-4} \\
&\mu^k \leq 10^{-8}
\end{aligned} \quad (23)$$

F. Algoritmo

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

a) Inicializar os parâmetros μ^0 , β^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 (17)
- d) Fazer $k \leftarrow 0$
- e) Calcular a matriz H_L pela equação (18)
- f) Montar e resolver no ponto atual o sistema de equações (17).
- g) Calcular a máxima longitude de passo primal e dual usando a expressão (20).
- h) Atualização das variáveis primal e dual pela equação (19).
- 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 μ^{k+1} e ρ^k .
- k) Calcular o vetor da parte direita da expressão (17).
- l) Fazer $k \leftarrow k+1$.
- m) Critérios de convergências (23).
- n) Ir para o passo (e.).

G. 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 à 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 à 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. [17]

V. IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

A simulação digital dos sistemas de potência é vital nos estudos de engenharia [18], tanto no projeto, planejamento, operação e treinamento, abrangendo desde um simples fluxo de potência até análises complexas como as quantificações dos diversos serviços ancilares. O incremento constante da demanda, a tendência cada vez maior de interconectar sistemas de potência existentes, a aparição de novos equipamentos, etc; ocasionam que a operação e o controle dos sistemas de potência sejam cada vez mais complexos. Os requerimentos de software diferem para cada estudo ou análise. Os softwares utilizados nos diversos centros de controle têm que ser constantemente atualizados para cobrir esses requerimentos, 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, abrem uma possibilidade para se 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.

A. Aspectos gerais

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 implementadas; os que são mostrados na Figura 3.



Figura 3. 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 4.

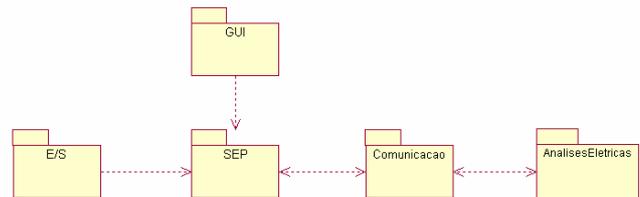


Figura 4. Componentes principais da Aplicação

B. 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.

C. 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 4 são apresentados os componentes que formam o SEP.



Figura 5. Componentes principais do 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

conectado 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 (*automatic voltage regulator*) e PSS, elementos internos do gerador. 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”, “Máquina”, “AVR”, “PSS” e “GOV”. Todos as relações entre as classes que compõem o componente ElementosSEP pode ser observada na Figura 6:

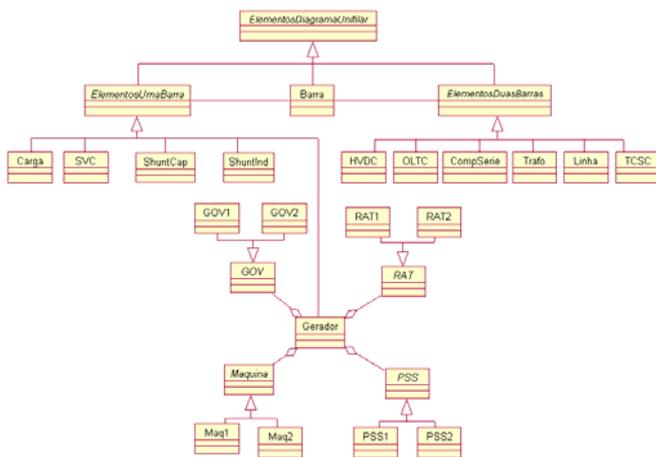


Figura 6. Diagrama de classes do componente ElementosSEP

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

D. 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 7:

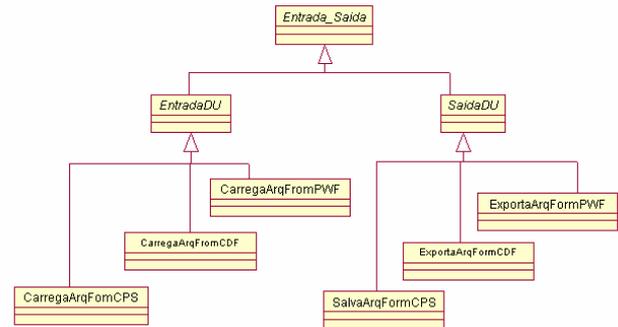


Figura 7. Diagrama de classes do componente Entrada Saída

Este componente da 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 CEPTEL.

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

E. Análises Elétricas

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

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

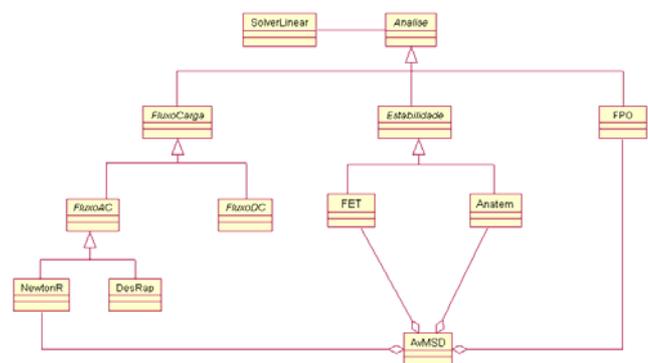


Figura 8. Diagrama de classes do componente Análises Elétricas

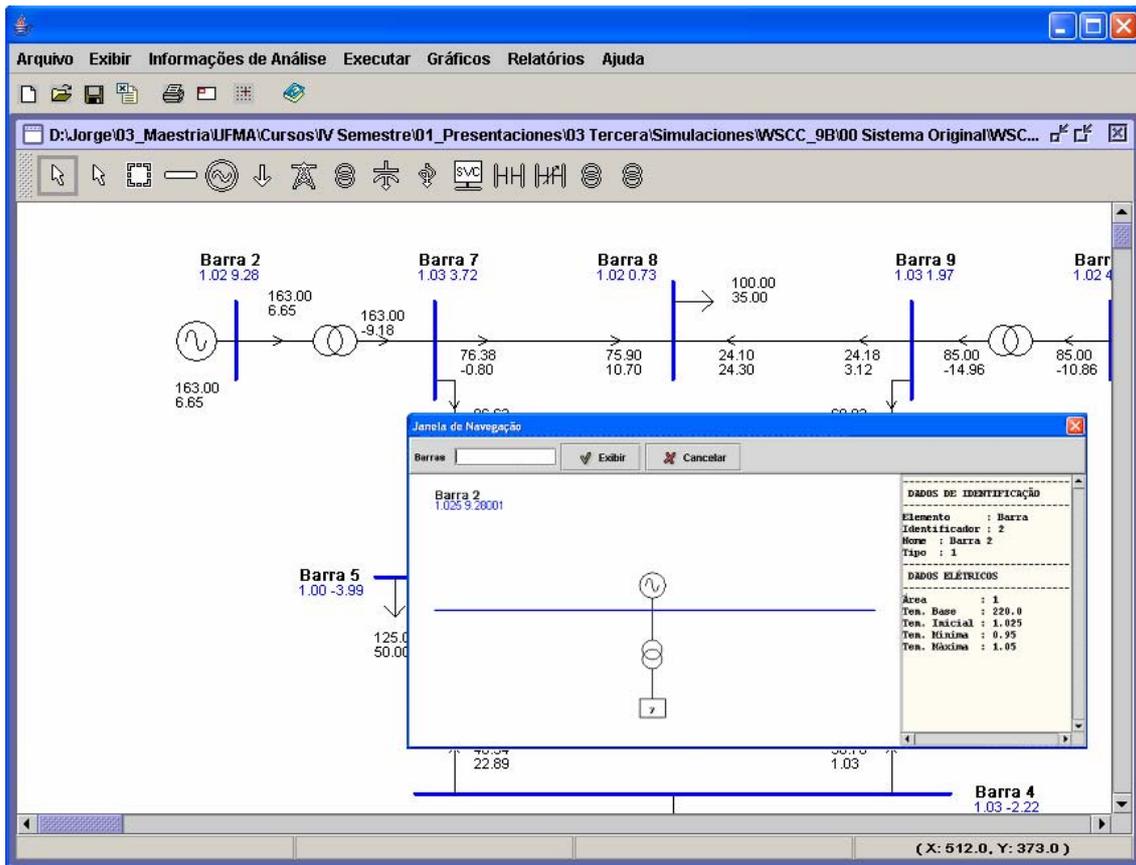


Figura 9 – Implementação do componente Interface Gráfica

Na Figura 8 se apresenta o diagrama de classes do componente Análises Elétricas. Cada uma das análises é um serviço remoto, tendo a possibilidade de interatuar 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.

F. Comunicação

Este componente é responsável por estabelecer a comunicação entre os componentes SEP e AnálisesElétricas, 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.

G. 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.

O componente GUI foi completamente implementado em Java, visando aproveitar as livrarias de computação gráficas proporcionadas pela linguagem de programação. Uma completa explicação de todas as funcionalidades implementadas neste componente pode se encontrar em [19].

VI. RESULTADOS

A implementação de uma 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 IEEE de 50 geradores – 145 barras (IEEE50) e uma configuração do sistema brasileiro de 44 geradores – 320 barras (Brasil44).

Para ambos sistemas uma operação do sistema com mínimas perdas. Para uma lista de contingências dada é avaliada a segurança dinâmica e são analisados os efeitos da aplicação de vários fatores de melhoria, tanto no aspecto técnico como econômico.

A. Sistema IEEE 50 geradores 145 barras

As perdas ativas do sistema são de 978.78 MW. O custo de operação do sistema é de 376057.8 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 145 contingências são do tipo curto-circuito trifásico em cada uma das barras; as seguintes 453 contingências são do tipo curto-circuito trifásico na barra inicial em cada um dos ramos; as últimas 453 contingências são do tipo curto-circuito trifásico na barra final em cada um dos ramos existentes; totalizando 1051 contingências.

Os resultados da avaliação da segurança dinâmica, para $tcl = 0.108$ s. são mostrados na Tabela I. Na Tabela II são apresentados os tempos totais para a avaliação da segurança dinâmica.

TABELA I
ANÁLISE DE SEGURANÇA DINÂMICA NO SISTEMA IEEE50 PARA $TCL = 0.108$ s.

No. Contingência	tcl = 0.108 s.	
	MET	Anatem
705	-3.794	Instável
691	-3.783	Instável
207	-3.442	Instável
389	-3.284	Instável
217	-2.923	Instável
328	-2.649	Instável
918	-2.559	Instável
660	-2.249	Instável
458	-1.953	Estável
502	-1.683	Estável
531	-1.530	Estável
131	-1.357	Estável
128	-1.047	Estável
136	-0.826	Estável
142	-0.692	Estável
141	-0.006	Estável
541	0.323	Estável
537	0.326	Estável
524	0.327	Estável
140	0.332	Instável
144	0.336	Estável
137	0.341	Estável
139	0.345	Instável
134	0.350	Estável
942	0.354	Estável

TABELA II
RESUMO DA EFICÁCIA DA SELEÇÃO DINÂMICA DE CONTINGÊNCIAS NO SISTEMA IEEE50, PARA $TCL = 0.108$ s.

tcl = 0.108s.			
MET		Anatem	
Estável	1035	Estável	130
		Instável	905
Instável	16	Estável	8
		Instável	8
Total			1051

O custo final de operação do sistema para a nova geração é de 376796.7 reais por hora. A diferença entre o custo final e o total ($376796.7 - 376057.8 = 738.9$) é o custo que representa melhorar a segurança dinâmica para um fator de correção de 5%. Uma análise mais detalhada se efetua no seguinte sistema.

B. Sistema brasileiro 44 geradores 320 barras

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

tcl igual a 0.050 s. e tcl igual a 0.100 s. são mostrados na Tabela III. Na Tabela IV são apresentados os tempos totais para a avaliação da segurança dinâmica.

TABELA III
ANÁLISE DE SEGURANÇA DINÂMICA NO SISTEMA BRASIL44 PARA $TCL = 0.050$ s. E $TCL = 0.100$ s.

No. Contingência	tcl = 0.050 s.		tcl = 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 IV
SPEED-UP DO ENTORNO DISTRIBUÍDO NO SISTEMA BRASIL44, PARA $TCL = 0.05$ s. E $TCL = 0.100$ s.

No. serviços disponíveis	tcl = 0.050 s.		tcl = 0.100 s.	
	Tempo (min)	speed-up	Tempo (min)	speed-up
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 V.

TABELA V
VARIÁÇÕES DOS LIMITES DE GERAÇÃO ATIVA NO SISTEMA BRASIL44 PARA $FC = 10\%$ E $FC = 15\%$.

		Fator de correção (fc)		
		0%	10%	15%
P máx gerador 1	(MW)	378.00	376.99	375.47
P máx gerador 2	(MW)	402.00	400.88	399.20
P máx gerador 3	(MW)	365.00	363.19	360.49
P máx gerador 4	(MW)	98.00	97.58	96.95
P máx gerador 5	(MW)	0.00	0.00	0.00

P máx gerador 6	(MW)	1642.00	1637.17	1629.95
P máx gerador 7	(MW)	1426.00	1421.61	1415.04
P máx gerador 8	(MW)	1036.00	1032.89	1028.24
P máx gerador 9	(MW)	1201.00	1197.21	1191.54
P máx gerador 10	(MW)	208.00	207.49	206.73
P máx gerador 11	(MW)	129.00	128.72	128.30
P máx gerador 12	(MW)	109.00	108.85	108.62
P máx gerador 13	(MW)	0.00	0.00	0.00
P máx gerador 14	(MW)	342.00	341.11	339.78
P máx gerador 15	(MW)	87.00	86.73	86.33
P máx gerador 16	(MW)	1100.00	1100.00	1100.00
P máx gerador 17	(MW)	1157.00	1153.55	1148.40
P máx gerador 18	(MW)	2707.00	2700.58	2690.97
P máx gerador 19	(MW)	1014.00	1010.62	1005.57
P máx gerador 20	(MW)	536.00	534.14	531.35
P máx gerador 21	(MW)	221.00	220.18	218.95
P máx gerador 22	(MW)	347.00	345.89	344.23
P máx gerador 23	(MW)	0.00	0.00	0.00
P máx gerador 24	(MW)	0.00	0.00	0.00
P máx gerador 25	(MW)	148.00	147.44	146.60
P máx gerador 26	(MW)	781.00	705.66	603.55
P máx gerador 27	(MW)	170.00	169.66	169.15
P máx gerador 28	(MW)	152.00	151.73	151.32
P máx gerador 29	(MW)	772.00	770.38	767.95
P máx gerador 30	(MW)	65.00	64.86	64.65
P máx gerador 31	(MW)	133.00	132.56	131.90
P máx gerador 32	(MW)	950.00	948.49	946.23
P máx gerador 33	(MW)	592.00	590.74	588.85
P máx gerador 34	(MW)	110.00	109.82	109.55
P máx gerador 35	(MW)	50.00	49.57	48.93
P máx gerador 36	(MW)	360.00	359.17	357.93
P máx gerador 37	(MW)	240.00	239.61	239.02
P máx gerador 38	(MW)	0.00	0.00	0.00
P máx gerador 39	(MW)	0.00	0.00	0.00
P máx gerador 40	(MW)	179.00	178.71	178.28
P máx gerador 41	(MW)	268.00	267.44	266.60
P máx gerador 42	(MW)	150.00	149.70	149.25
P máx gerador 43	(MW)	75.00	74.74	74.36
P máx gerador 44	(MW)	205.00	204.54	203.85

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

TABELA VI
IMPACTO ECONÔMICO DA MELHORIA DA SEGURANÇA DINÂMICA NO SISTEMA BRASIL44 PARA UM TCL DE 0.100 S

		Fator de correção (fc)		
		0%	10%	15%
Corte carga	(MW)	0.00	0.00	0.00
PG16 _{MinCC}	(MW)	763.81	888.61	1064.75
Factível		Sim	Sim	Sim
PG16 _{MinPerdas}	(MW)	763.81	888.61	1064.75
MET mínima		-67.33	-67.24	-67.09
Perdas ativas	(MW)	0.00	0.00	0.00
Custo	(R\$)	207976.53	208188.79	208490.50

VII. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi usada uma metodologia integrando a AvSD, MCP e QIE em um ambiente distribuído. Na etapa de AvSD, dentre as técnicas analíticas pesquisadas e implementadas, os métodos FET do tipo PEBS constituem-se na análise rápida da estabilidade transitória. Os índices de severidade representados pela MET permitiram a classificação de forma fácil e prática para diferentes tempos de eliminação da falta e tipos de faltas. Na etapa de MCP, as correções dos limites máximos de geração de potência ativa permitiram a melhoria do nível de segurança dinâmica do sistema (Δ MET%) segundo o aumento do fator de correção definido neste trabalho. Nem sempre o aumento da segurança dinâmica é conseguido sem comprometer um déficit da geração (corte de carga). O operador do sistema deve considerar uma etapa de regulação do fator de correção para evitar entrar na condição de corte de carga e maximizar o Δ MET%. A etapa anterior foi acoplada com a etapa da QIE usando considerações de corte de carga e reprogramação econômica da geração. Um método de programação não linear baseado no método de pontos interiores foi utilizado para calcular o corte de carga e o despacho econômico. O aumento do nível de segurança dinâmica resulta no aumento do custo de operação do sistema.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. D. Ilic, *Power Systems Restructuring Engineering and Economics*, Kluwer International Series in Engineering & Computer Science, 1998.
- [2] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [3] T. Demaree, K. Athay, Y. Cheung, Y. Mansour, E. Vaahedi, A. Chang and B. Corns, "An On-line dynamic security analysis system implementation", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, pp. 1716-1722, Nov. 1994.
- [4] N. Balu et al., "On-line power system security analysis", *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no. 2, pp.262-282, Feb. 1992.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] C.L.T. Borges, D.M. Falcão and G.N. Taranto, "Cluster based power system analysis applications", *IEEE International Conference on Cluster Computing*, pp. 193-200, 2000.
- [8] A.A. Fouad, "Transient Energy Margin as a Tool for Dynamic Security Assessment", *EPRI Report No. EL-1755*, 1981.
- [9] 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.
- [10] Y. Mansour, E. Vaahedi, A.Y. Chang, B.R. Corns, B.W. Garrett, K. Demaree, T. Athay and K. Cheung, "B.C. Hydro's on-line transient stability assessment (TSA)—Model development, analysis, and post-processing", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, pp. 241–253, Feb. 1995.
- [11] B. Stott, O. Alsac and A. Monticelli, "Security Analysis and Optimization", *Proceedings of the IEEE*, vol. 75, pp. 1623-1644, Dec. 1987.
- [12] T.E. DyLiacco, "Real-time Computer Control of Power System", *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, pp. 884-891, Jul. 1974.
- [13] N. Kakimoto and Hayashi, "Transient stability analysis of multimachine power systems by Lyapunov's direct method", *Proc. of the 20th IEEE Conf. on Decision and Control*, San Diego, vol. 1, pp.464-470, Dec. 1981.
- [14] D.H. Kuo and A. Bose, "A Generation Rescheduling Method to Increase the Dynamic Security of Power Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.10, pp.68-74, Feb. 1995.

- [15] S. Granville, J.C.O. Mello and A.C.G. Melo, "Application of interior point methods to power flow unsolvability", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, pp. 1096-1103, May. 1996.
- [16] A.V. Fiacco and G.P. McCormick, *Nonlinear programming: Sequential unconstrained minimization techniques*, John Wiley & Sons, 1968.
- [17] G.L. Torres and V.H. Quintana, "An interior-point method for non-linear optimal power flow using voltage rectangular coordinates", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, pp. 1211-1218, Nov. 1998.
- [18] M. P. Selvan and K. S. Swarup, "Object Methodology - Tectorial", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, pp. 18-29, Jan-Feb 2005.
- [19] O. Silva, "Proposta de software gráfico e interativo para simulação e análise de sistemas elétricos de potência", Monografia, Universidade Federal do Maranhão, São Luis, 2004.