

# Análise Computacional do Impacto de Geração Distribuída em Redes de Distribuição

Luiz C. P. da Silva, Walmir Freitas, André L.M. França, J.C. M. Vieira Jr., Paulo C.M. Meira, Eduardo N. Asada e Hideo Nishida.

**Resumo** – Este trabalho descreve o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de realizar estudos técnicos e diagnósticos em relação à conexão de novos geradores nos alimentadores de distribuição em média tensão da AES ELETROPAULO, levando em conta os impactos no perfil de tensão, estabilidade de tensão, estabilidade transitória, amortecimento de oscilações de baixa frequência e influência nas perdas de potência ativa e reativa do sistema de distribuição. A ferramenta adota uma metodologia baseada no método do fluxo de carga expandido para modelar a rede elétrica e as diversas tecnologias de geração distribuída. Verificou-se que essa ferramenta é extremamente útil no suporte à decisão quanto à instalação de novos geradores na rede, indicando quais são os melhores ou piores locais e capacidades limites para a instalação de geração distribuída levando em consideração diferentes aspectos técnicos.

**Palavras-chave** — Sistemas de distribuição, Geração distribuída, Fluxo de carga expandido, Estabilidade de tensão, Estabilidade transitória, Análise modal.

## I. INTRODUÇÃO

O principal objetivo do projeto de P&D, que este trabalho descreve, foi desenvolver uma ferramenta computacional capaz de realizar estudos técnicos e diagnósticos em relação à

---

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

Este trabalho teve apoio financeiro da AES Eletropaulo dentro do programa de P&D ANEEL através do projeto Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Avaliação do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica.

Luiz Carlos Pereira da Silva é professor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp ([lui@dsee.fee.unicamp.br](mailto:lui@dsee.fee.unicamp.br)).

Walmir de Freitas Filho é professor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp ([walmir@dsee.fee.unicamp.br](mailto:walmir@dsee.fee.unicamp.br)).

André Luiz Morelato França é professor colaborador da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp ([morelato@dsee.fee.unicamp.br](mailto:morelato@dsee.fee.unicamp.br)).

José Carlos de Melo Vieira Jr. é professor da Universidade de São Paulo-São Carlos ([jcarlos@sel.eesc.usp.br](mailto:jcarlos@sel.eesc.usp.br)).

Eduardo Nobohiro Asada é professor da Universidade de São Paulo-São Carlos ([asada@sel.eesc.usp.br](mailto:asada@sel.eesc.usp.br)).

Paulo César Magalhães Meira é aluno de mestrado na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp ([meira@dsee.fee.unicamp.br](mailto:meira@dsee.fee.unicamp.br)).

Hideo Nishida é gerente na Regional Oeste da AES Eletropaulo ([hideo.nishida@aes.com](mailto:hideo.nishida@aes.com)).

conexão de um novo gerador nos alimentadores de distribuição MV da AES ELETROPAULO, levando em conta seu impacto no perfil de tensão, estabilidade de tensão, estabilidade transitória, amortecimento de oscilações de baixa frequência e impacto nas perdas de potência ativa e reativa do sistema de distribuição. Essa ferramenta fornece suporte à decisão quanto à instalação de novos geradores na rede, indicando quais são os melhores ou piores locais e capacidades limites para a instalação de geração distribuída levando em consideração os aspectos técnicos mencionados.

A pesquisa foi dividida em quatro etapas, correspondentes aos quatro módulos existentes na ferramenta final desenvolvida na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) por pesquisadores do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica (DSEE) da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC). Os dois primeiros módulos tratam dos impactos dos geradores no desempenho de regime permanente das redes de distribuição, a saber: variação do perfil de tensão em regime permanente, perdas elétricas de potência ativa e reativa e impacto na estabilidade de tensão. O primeiro módulo incorpora uma metodologia inovadora de cálculo de fluxo de carga expandido, na qual o modelo dos geradores e seus controles é levado em conta na resolução das equações do fluxo de carga. No segundo módulo, desenvolveu-se uma metodologia para análise da estabilidade de tensão baseada na obtenção das curvas PV (potência ativa-tensão) para cada gerador distribuído, usando de modo sistemático o método de fluxo de carga expandido. Os outros dois módulos estão associados aos estudos de impacto dos geradores distribuídos no desempenho dinâmico das redes de distribuição, a saber: estabilidade frente a pequenas perturbações e estabilidade transitória na presença de curto-circuito na rede ou tomada e rejeição de grandes cargas. O terceiro módulo permite verificar a existência de oscilações de baixa frequência, ocasionada pela inserção de novos geradores, na rede de distribuição, através de metodologia de análise modal, ou seja, calculam-se os autovalores da matriz jacobiana expandida, formada no primeiro módulo, para determinar os modos instáveis (aqueles cujos autovalores possuem parte real positiva). No quarto módulo, resolvem-se as equações diferenciais e algébricas, advindas da modelagem da rede e dos geradores, de forma completa e simultânea, através do método de Newton, realizando-se simulação no domínio do tempo na presença de grande perturbação (curto-circuito ou tomada/rejeição de carga) para verificar se ocorre instabilidade angular no caso dos geradores síncronos ou

instabilidade de velocidade no caso dos geradores de indução.

Em relação aos tipos de máquinas motrizes primárias, geradores e respectivos controles, foram incorporados na metodologia modelos de equipamentos abrangendo gerador síncrono, regulador automático da tensão terminal, regulador automático do fator de potência, regulador automático da potência reativa de saída, turbina a vapor, turbina a gás, máquina de combustão interna, turbina hidráulica com modelo linear, turbina hidráulica com modelo não linear, regulador de velocidade com droop permanente, regulador de velocidade com droop transitório e permanente. Além disso, foram incluídos modelos que permitem representar também gerador de indução e turbina eólica, bem como geradores conectados via eletrônica de potência (inversores), o que permite representar painéis fotovoltaicos, células a combustível e microturbinas através de um modelo generalizado que pode representar uma ou outra tecnologia de acordo com a seleção dos parâmetros mais adequados.

Vale a pena destacar, por seu caráter inovador e ser a base de todos os módulos, a metodologia adotada para modelar e resolver o fluxo de carga expandido levando em consideração as diversas tecnologias de geração distribuída. Os modelos convencionais de fluxo de carga são inadequados para tratar sistemas de distribuição com geradores distribuídos, principalmente para os casos onde unidades baseadas em geradores síncronos com limites de corrente e diferentes modos de controle do sistema de excitação, geradores de indução, geradores conectados via inversores eletrônicos, turbinas eólicas, etc. estão presentes. Os modelos convencionais de fluxo de carga não são capazes de levar em conta essas tecnologias, pois as hipóteses inerentes às equações do fluxo de carga convencional não refletem adequadamente as características de regime permanente de diversos componentes dinâmicos do sistema. Um bom exemplo é a modelagem dos limites de corrente de campo e de armadura dos geradores síncronos, os quais só podem ser representados pela abordagem convencional de forma aproximada.

Portanto, no desenvolvimento do projeto, foi proposto um modelo alternativo e inovador que inclui as características de regime permanente de dispositivos dinâmicos importantes para a análise do desempenho de regime permanente do sistema. Propõe-se um método de fluxo de carga expandido, o qual inclui equações algébricas e diferenciais. A abordagem proposta simula, efetivamente, a resposta de regime permanente do sistema à medida que o mesmo é estressado através de acréscimos de carga, contingências, entrada e saída de geradores, atuação de limitadores, etc. A modelagem proposta permite que as hipóteses de barra slack e barras PVs sejam eliminadas, pois as máquinas primárias com seus reguladores de carga e velocidade são incluídas, assim como as características de regime permanente dos reguladores de tensão; adicionalmente as diversas tecnologias associadas à geração distribuída são incorporadas a partir dos seus modelos dinâmicos.

Em termos gerais, a metodologia consiste em se descrever os equipamentos através de um conjunto de equações diferenciais, geralmente, mas não exclusivamente, associadas às máquinas motrizes, geradores e controles, e equações algébricas, geralmente, mas não exclusivamente, associadas aos elementos da rede de distribuição. Todas as equações são ar-

ranjadas na forma matricial. Para estudos em regime permanente, como é o caso do fluxo de carga, os termos das derivadas nas equações diferenciais são zerados, resultando em um conjunto matricial de equações algébricas não-lineares, que é então resolvido, de forma iterativa, pelo conhecido método de Newton. Já nos estudos dinâmicos, todos os termos diferenciais da formulação são considerados.

Outro aspecto metodológico da ferramenta que deve ser ressaltado é a concepção e a construção de uma interface gráfica, ao mesmo tempo amigável e intuitiva, para integração e gerenciamento dos quatro módulos, o que permite manipulação, bastante flexível, dos dados de entrada, seleção das redes de estudo, seleção dos tipos de estudo a realizar, fácil visualização e armazenamento dos resultados, entre outras facilidades.

Em síntese, o produto final do projeto consiste em uma ferramenta computacional, denominada **IMPGEDIS (Impactos da Geração Distribuída)**, que permite analisar o impacto da instalação de geradores distribuídos na rede de distribuição primária da AES Eletropaulo. A ferramenta pode ser muito útil como instrumento auxiliar na tomada de decisão sobre qual o melhor local e qual a capacidade máxima de geração a ser permitida quando da solicitação de interligação de novos geradores por parte de agentes geradores, bem como, para ajudar a dimensionar os investimentos necessários na rede, tendo em vista os impactos técnicos, tanto estáticos, quanto dinâmicos, ocasionados pela geração distribuída, subsidiando dessa forma as condições de negociação econômica com os agentes externos interessados.

## II. TIPOS DE IMPACTO

A ferramenta **IMPGEDIS** permite analisar grande variedade de impactos da geração distribuída em redes de distribuição. Podem ser realizados tanto estudos em regime permanente (estáticos), tais como: (a) Fluxo de carga expandido; (b) Análise do perfil de tensão em função do carregamento e modo de controle da excitação; (c) Análise do perfil de perdas ativas e reativas; (d) Influência do status de bancos de capacitores ou reguladores de tensão; (e) Máxima penetração de geração distribuída em cada barra em função da tensão ou perdas, bem como estudos em regime transitório (dinâmicos) do tipo: (a) Análise da estabilidade de modos eletromecânicos na presença de pequenas perturbações; (b) Análise modal dinâmica através da obtenção dos autovalores, com apresentação de margem de estabilidade; (c) Análise de estabilidade transitória angular, no caso dos geradores síncronos, ou de velocidade, no caso dos geradores de indução, na presença de grandes perturbações (curto-circuito e tomada ou rejeição de carga ou geração).

## III. MÉTODO DO FLUXO DE CARGA EXPANDIDO

Nesta seção apresentam-se as bases teóricas que norteiam a metodologia de cálculo do fluxo de carga expandido, a qual se constitui no núcleo central não só do Módulo I como também da própria ferramenta.

A avaliação precisa do perfil de tensão, dos fluxos de potência nos ramos e dos limites operacionais de redes de distribuição e dos geradores conectados a essas redes requer um modelo de fluxo de carga capaz de representar essas novas tecnologias, cada vez mais presentes em nível de tensão

de distribuição. Os modelos convencionais de fluxo de carga são inadequados para tratar sistemas de distribuição com geradores distribuídos, principalmente para os casos onde unidades baseadas em geradores de indução, geradores conectados via inversores eletrônicos, turbinas eólicas, etc. estão presentes. Os modelos convencionais de fluxo de carga não são capazes de levar em conta essas tecnologias. Mostra-se, por exemplo, em [6-9] que algumas hipóteses inerentes às equações do fluxo de carga convencional não refletem apropriadamente as características de regime permanente de diversos componentes dinâmicos do sistema. Um bom exemplo é a modelagem dos limites de corrente de campo e de armadura dos geradores síncronos, os quais só podem ser representados pela abordagem convencional de forma aproximada.

Portanto, para o desenvolvimento da ferramenta **IMPGE-DIS** é proposto um modelo alternativo e inovador que inclui as características de regime permanente de dispositivos dinâmicos importantes para a análise do desempenho de regime permanente do sistema. Propõe-se um método de fluxo de carga expandido, o qual inclui equações algébricas e diferenciais. A abordagem proposta simula, efetivamente, a resposta de regime permanente do sistema à medida que o mesmo é estressado através de acréscimos de carga, contingências, entrada e saída de geradores, atuação de limitadores, etc. Exemplos de avanços obtidos pela modelagem proposta são: as hipóteses de barra *slack* e barras PVs são eliminadas, pois as máquinas primárias com seus reguladores de carga e velocidade são incluídas assim como as características de regime permanente dos reguladores de tensão; adicionalmente as diversas tecnologias associadas à geração distribuída podem ser incorporadas a partir dos seus modelos dinâmicos. O modelo proposto proporciona uma representação precisa das características de operação de vários equipamentos importantes para o cálculo de fluxo de carga, perfil de tensão e margens de carregamento (estabilidade de tensão).

### A. Teoria do Fluxo de Carga Expandido

O comportamento dinâmico de um sistema de energia elétrica com  $m$  geradores e  $n$  barras pode ser descrito por um conjunto de equações algébrico-diferenciais, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}} &= \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \\ \mathbf{0} &= \mathbf{G}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \end{aligned} \quad (1)$$

onde  $\mathbf{X}$  representa o vetor de variáveis de estado,  $\mathbf{Y}$  é o vetor de variáveis algébricas,  $\lambda$  é o fator de carregamento do sistema e  $\mathbf{U}$  é o vetor de variáveis de referência dos sistemas de controle. No sistema de equações (1), o conjunto de equações diferenciais ( $\mathbf{F}$ ) descreve o comportamento dinâmico dos geradores síncronos com seus sistemas de controle de tensão e de carga/frequência, assim como o comportamento dinâmico das cargas e outros tipos de geradores [10].

Por exemplo, o modelo de uma máquina síncrona, após a eliminação das correntes de campo e de armadura [11], pode ser representado por:

$$\dot{\delta}_i / dt = (\omega_i - \omega_R) \theta_o \quad i = 1, \dots, R-1, R+1, \dots, m \quad (2)$$

$$\dot{\delta}_i / dt = (P_{mi} - P_{gi} - D_i \omega_i) / M_i \quad i = 1, \dots, m \quad (3)$$

$$dE'_{qi} / dt = [E_{fdi} - \frac{x'_{di}}{x_{di}} E'_{qi} + \frac{x_{di} - x'_{di}}{x_{di}} V_i \cos(\delta_i - \theta_i)] / T'_{doi} \quad (4)$$

$$dE'_{di} / dt = [-\frac{x_{qi}}{x'_{qi}} E'_{di} + \frac{x_{qi} - x'_{qi}}{x'_{qi}} V_i \sin(\delta_i - \theta_i)] / T'_{qoi} \quad (5)$$

$$P_{gi} = \frac{V_i}{x_{di}} E'_{qi} \sin(\delta_i - \theta_i) - \frac{V_i}{x'_{qi}} E'_{di} \cos(\delta_i - \theta_i) - \frac{V_i^2}{2} \sin 2(\delta_i - \theta_i) \left[ \frac{x'_{qi}}{x_{di}} - \frac{x_{di}}{x'_{qi}} \right] \quad (6)$$

$$Q_{gi} = \frac{V_i}{x_{di}} E'_{qi} \cos(\delta_i - \theta_i) + \frac{V_i}{x'_{qi}} E'_{di} \sin(\delta_i - \theta_i) - \frac{V_i^2}{2} (1 - \cos 2(\delta_i - \theta_i)) \left[ \frac{1}{x'_{qi}} - \frac{1}{x_{di}} \right] - \frac{V_i^2}{x_{di}} \quad (7)$$

onde o ângulo do rotor da máquina conectada à barra R é escolhido como referência de ângulo. Conseqüentemente, não se aplica a equação (2) para essa máquina. No caso de sistemas de distribuição, o sistema de transmissão pode ser modelado como um gerador equivalente com constante de inércia elevada, o qual é escolhido como referência de ângulo. A tensão terminal dos geradores é controlada através dos sistemas de excitação tipo I - IEEE [11], os quais são modelados como:

$$dE_{fdi} / dt = (-K_{Ei} E_{fdi} + V_{ri}) / T_{Ei} \quad i = 1, \dots, m \quad (8)$$

$$\frac{dV_{ri}}{dt} = [-V_{ri} + K_{Ai} R_{fi} - \frac{K_{Ai} K_{fi}}{T_{fi}} E_{fdi} + K_A (V_{ref\_i} - V_i)] / T_{Ai} \quad (9)$$

$$\frac{dR_{fi}}{dt} = (-R_{fi} + \frac{K_{fi}}{T_{fi}} E_{fdi}) / T_{Fi} \quad \text{com } V_{ri, \min} \leq V_{ri} \leq V_{ri, \max} \quad (10)$$

onde  $V_{ri, \min}$  e  $V_{ri, \max}$  representam os limites do sistema de excitação. A turbina, nesse caso uma turbina a vapor, e o seu regulador de velocidade são modelados como segue [11]:

$$dP_{mi} / dt = (-P_{mi} + P_{svi}) / T_{chi} \quad i = 1, \dots, m \quad (11)$$

$$\frac{dP_{svi}}{dt} = [-P_{svi} + P_{gi\_ref} - \frac{1}{R_i} (\frac{\omega_i}{\omega_{syn}} - 1)] / T_{svi} \quad (12)$$

$$\text{com } 0 \leq P_{svi} \leq P_{svi, \max}$$

onde  $P_{sv, \max}$  representa o limite de torque mecânico da turbina. Finalmente, o modelo dinâmico da carga é dado por [10]:

$$T_{pi} \frac{dx_{pi}}{dt} = P_{si} - x_p P_{ti} \quad (13)$$

$$T_{qi} \frac{dx_{qi}}{dt} = Q_{si} - x_q Q_{ti} \quad (14)$$

$$P_{si} = P_o (ap + bpV + cpV^2 + dpV^{np}) \quad (15)$$

$$P_{ti} = (ep + fpV + gpV^2 + hpV^{mp}) \quad (16)$$

$$Q_{si} = Q_o (aq + bqV + cqV^2 + dqV^{nq}) \quad (17)$$

$$Q_{ti} = (eq + fqV + gqV^2 + hqV^{mq}) \quad (18)$$

onde  $P_s$  e  $P_t$  representam, respectivamente, as características de regime permanente e transitórias da carga, ambas dependentes da tensão. Caso não haja interesse na representação da dinâmica da carga, os modelos estáticos convencionais também podem ser representados através do modelo geral acima.

As equações de (2) a (18) descrevem em detalhes o comportamento dinâmico de alguns dispositivos pertinentes à análise de fluxo de carga, perfil de tensão, perdas e da estabilidade de tensão. A dinâmica de OLTC's, reguladores de tensão, etc., também podem ser incluídas de forma similar.

No sistema de equações (1), o conjunto de equações algébricas ( $\mathbf{G}$ ) representa a rede de transmissão. Estas equações são obtidas através do balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema, o qual é necessário para assegurar o equilíbrio entre a quantidade de potência gerada e demandada. O balanço nodal de potência ativa e reativa para um sistema com  $n$  barras é dado por:

$$P_{gi} - \lambda P_{Si} - P_i(\theta, \mathbf{V}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (19)$$

$$Q_{gi} - \lambda Q_{Si} - Q_i(\theta, \mathbf{V}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (20)$$

$$P_i = \sum_{m \in \mathbf{K}} V_i V_m (G_{im} \cos \theta_{im} + B_{im} \sin \theta_{im}) \quad (21)$$

EMBED MS Equation 2

$$Q_i = \sum_{m \in \mathbf{K}} V_i V_m (G_{im} \sin \theta_{im} - B_{im} \cos \theta_{im}) \quad (22)$$

onde  $P_{gi}$  e  $Q_{gi}$  representam as potências ativa e reativa geradas na barra  $i$ ,  $P_{Si}$  e  $Q_{Si}$  são as demandas de ativo e reativo em regime permanente na barra  $i$ , as quais são parametrizadas através do fator de carregamento  $\lambda$ ,  $P_i$  e  $Q_i$  representam as potências ativa e reativa injetadas pela barra  $i$  fluindo pelos alimentadores de distribuição, e  $\mathbf{K}$  representa o conjunto de barras diretamente conectadas à barra  $i$ , incluindo a barra  $i$ . Cada aumento de carga é automaticamente distribuído entre os geradores de acordo com as respectivas características do sistema de controle de carga/frequência. Caso todos os geradores conectados no sistema de distribuição estejam operando com potência de saída fixa (perfil de geração *flat*), todos os acréscimos de carga serão atendidos via conexão com a transmissão/subtransmissão.

À medida que a carga ou o fator de carregamento aumenta, o sistema descrito por (1), após excursões transitórias em

suas variáveis, alcança, em regime permanente, um ponto de equilíbrio, ou seja, uma nova condição de operação. Para calcular este ponto, as equações diferenciais da equação (1) devem ser feitas iguais a zero, como segue:

$$\begin{aligned} \mathbf{0} &= \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \\ \mathbf{0} &= \mathbf{G}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \end{aligned} \quad (23)$$

Esse conjunto de equações pode então ser resolvido iterativamente, para um dado fator de carregamento, através de um método de Newton expandido:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{X} \\ \mathbf{Y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{X}_o \\ \mathbf{Y}_o \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{F}(\mathbf{X}_o, \mathbf{Y}_o, \lambda, \mathbf{U}) \\ \mathbf{G}(\mathbf{X}_o, \mathbf{Y}_o, \lambda, \mathbf{U}) \end{bmatrix} \quad (24)$$

onde  $\mathbf{J}_1$ ,  $\mathbf{J}_2$ ,  $\mathbf{J}_3$  e  $\mathbf{J}_4$  são as sub-matrizes Jacobianas do sistema dinâmico. Através da equação (24) pode-se calcular simultaneamente, em condições de regime permanente, todas as variáveis do sistema (algébricas e dinâmicas) a partir de um modelo mais realista. Os incrementos de carga são distribuídos automaticamente entre os geradores de acordo com suas características de controle de carga/frequência. Desta forma, não é necessário ajustar a potência ativa especificada de cada barra de geração, para atender os acréscimos de demanda.

A definição do vetor de referência dos sistemas de controle (vetor  $\mathbf{U}$ ) é realizada através da execução de um método de fluxo de carga convencional para o caso base ( $\lambda=1$ ). Isto significa que somente no caso base, as tensões terminais dos geradores serão exatamente iguais aos seus valores especificados. Em casos onde  $\lambda \neq 1$ , tipicamente, as tensões terminais terão valores menores do que os especificados quando há um acréscimo de carga, ou valores maiores quando houver um decréscimo de carga a partir do caso base. Tal característica se deve ao erro de regime permanente introduzido pelo regulador automático de tensão.

#### IV. ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO ATRAVÉS DO MÉTODO DAS CURVAS PV

Nesta seção são apresentados os princípios teóricos que embasam o desenvolvimento do Módulo II da ferramenta.

A proximidade de um sistema de distribuição da instabilidade de tensão pode ser determinada examinando a capacidade limite de transferência de potência dos alimentadores de distribuição em termos do atendimento da demanda. Isso pode ser efetuado aumentando-se a demanda de potência ativa e reativa de cada barra para um determinado nível de penetração do gerador síncrono e calculando sucessivos fluxos de carga. O incremento de carga é feito em muitos passos até que o ponto de máximo carregamento da **curva de potência versus tensão** (Curva PV) é alcançado.

A curva PV da Fig. 1 mostra a variação da tensão da barra de carga conforme a demanda ( $P$ ) aumenta, e sua obtenção envolve a realização de sucessivos fluxos de carga. O limite máximo de transferência de potência é atingido em  $P_{crit}$ . Este ponto de operação, de tensão crítica  $V_{crit}$ , é comumente referido na literatura como o "nariz" da curva PV, e é definido como limite (estático) de estabilidade de tensão. Além disso, para cargas do tipo potência constante, uma dada car-

ga  $P_0$ , tem dois pontos de interseção com a curva PV, pontos A e B. O ponto A ( $V_{sup}$ ,  $P_0$ ) representa um ponto de operação estável, enquanto o ponto B ( $V_{inf}$ ,  $P_0$ ) representa um ponto de operação instável.

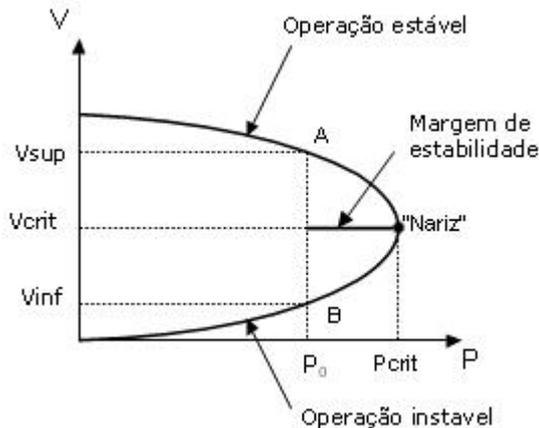


Figura 1 - Curva PV típica.

A Margem de Estabilidade de Tensão (MET) determina quão próximo o sistema está do seu limite, ou seja, da fronteira de estabilidade de tensão, e é definida como a diferença entre o valor atual do carregamento e o carregamento máximo no ponto crítico de estabilidade. A MET pode ser medida em MW ou em porcentagem (%). Por exemplo, com relação à Fig. 1, a margem de estabilidade é dada por:

$$MET = P_{crit} - P_0 \quad (25)$$

Métodos envolvendo o cálculo de curvas PV são normalmente utilizados para a determinação das margens de estabilidade a partir de um dado ponto de operação [16-20]. Para a obtenção destas curvas resolve-se uma série de fluxos de potência, considerando-se incrementos sucessivos de carga, de acordo com uma direção pré-selecionada tanto para os aumentos de carga quanto para a distribuição dos mesmos entre os geradores. Pode-se, por exemplo, efetuar incrementos de carga para algumas barras selecionadas, ou para todo o sistema. O aumento de geração correspondente pode vir totalmente da rede de transmissão via subestação de alimentação, ou de aumento na geração de algumas unidades disponíveis. Obviamente, para cada direção de incremento de carga e geração obtém-se uma margem diferente. A definição mais correta de como incrementar a carga e a geração ainda é polêmica. Por isso, algumas empresas supõem que a carga seja incrementada em todas as barras, e que o aumento total seja distribuído a todos os geradores de forma proporcional ao caso base, esperando que este procedimento represente o pior caso, ou pelo menos um dos piores cenários [24]. A modelagem da carga para a obtenção de curvas PV também representa um problema difícil. Para o caso base, são conhecidas as demandas de potência ativa e reativa das cargas. No entanto, ao construir a curva PV, pode-se incrementar a demanda de ativos, a de reativos, ou ambas. Para cada caso, obtém-se novamente, uma margem diferente. Além disso, no caso de incrementar ambas, potência ativa e reativa, o fator de potência ainda é um problema, uma vez que se pode incrementar a potência complexa com fator de potência constante ou variável. Sugere-se em [21], por exemplo, que no

caso do comportamento preciso das cargas ser desconhecido, em termos da variação do fator de potência ou em termos da dependência das cargas com a magnitude de tensão, que se utilize para o cálculo das curvas PV modelos de carga de potência constante e incrementos de carga com fator de potência constante, incrementando-se as demandas de ativos e reativos das cargas de forma proporcional às demandas do caso base. Espera-se novamente que este procedimento represente o pior cenário para a construção das curvas PV. Percebe-se então, a dependência dos resultados de margens com procedimentos e modelagens utilizados. Por esta razão, critérios de estabilidade existentes consideram nos seus requerimentos mínimos de margens, uma parcela extra para representar possíveis deficiências de modelagem e de hipóteses utilizadas para a construção das curvas PV.

Os pontos das curvas PV são normalmente obtidos a partir da solução de um problema de fluxo de carga, utilizando o método de Newton. À medida que o sistema é estressado, no entanto, suas não-linearidades afloram. Isto é refletido na matriz Jacobiana do fluxo de carga, a qual se aproxima da singularidade à medida que os pontos da curva PV são calculados. O método de Newton, normalmente, sofre de dificuldades de convergência em pontos na região de máximo carregamento do sistema, devido à proximidade da singularidade da matriz Jacobiana utilizada por esse método. Para resolver este problema na região de singularidade da matriz Jacobiana, e também para a obtenção de qualquer ponto sobre a curva PV, vários métodos de fluxo de potência baseados em técnicas de continuação vêm sendo propostos na literatura [22,23]. Esses métodos consistem, normalmente, de etapas de parametrização, previsão, controle de passo, e correção. Através de modificações mínimas na matriz Jacobiana do sistema, elimina-se sua singularidade, e, portanto, regularizam-se as características de convergência do método de Newton modificado [24].

## V. ANÁLISE DE PEQUENAS PERTURBAÇÕES ATRAVÉS DE ANÁLISE MODAL

O principal aspecto técnico a ser analisado neste tópico é se o gerador terá ou não capacidade de amortecer as oscilações do ângulo de carga e de velocidade que se seguem à ocorrência de perturbações. Essas oscilações tendem a amortecer rapidamente se o sistema pós-perturbação for estável, ou em casos piores, podem crescer lentamente até o desligamento do gerador pelo sistema de proteção de sobre-velocidade. Nesta seção é apresentado o modelo proposto neste trabalho para a análise modal da estabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica contendo geradores distribuídos durante a ocorrência de pequenas perturbações, o qual constitui a base do Módulo III da ferramenta.

Inicialmente são abordados alguns conceitos fundamentais sobre a estabilidade de sistemas dinâmicos, bem como a modelagem mais comum para o estudo dinâmico da estabilidade via análise modal.

### A. Teoria do Método de Análise Modal

A modelagem geral de um sistema dinâmico consiste de um conjunto de equações diferenciais não lineares de primeira ordem e de um conjunto de equações algébricas de segunda da forma:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{y} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u})\end{aligned}\quad (26)$$

onde  $\mathbf{x}$  é o vetor de variáveis de estado,  $\mathbf{u}$  é o vetor de entradas do sistema e  $\mathbf{y}$  é o vetor de saídas do sistema.

Para análise de pequenas perturbações as equações diferenciais e algébricas (26) podem ser linearizadas em torno do ponto de equilíbrio para o qual a perturbação será analisada, obtendo-se a seguinte forma matricial:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}\end{aligned}\quad (27)$$

onde

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

representando um sistema de  $n$  estados,  $r$  entradas e  $m$  saídas.

Aplicando a transformada de Laplace na equação (27), obtêm-se as equações de estado do sistema no domínio da frequência:

$$\begin{aligned}\Delta \mathbf{X}(s) &= \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta \mathbf{X}(0) + \mathbf{B} \Delta \mathbf{U}(s)] \\ \Delta \mathbf{Y}(s) &= \mathbf{C} \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta \mathbf{X}(0) + \mathbf{B} \Delta \mathbf{U}(s)] + \mathbf{D} \Delta \mathbf{U}(s)\end{aligned}\quad (28)$$

As transformadas de Laplace de  $\Delta \mathbf{x}$  e  $\Delta \mathbf{y}$  tem duas componentes, uma dependente das condições iniciais e outra dependente das entradas. São chamadas de componente da resposta à entrada nula e componente da resposta ao estado nulo, respectivamente. Os pólos de  $\Delta \mathbf{X}(s)$  e  $\Delta \mathbf{Y}(s)$  são as raízes da equação (29)

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (29)$$

Os valores de  $s$  que satisfazem a equação (29), conhecida como equação característica, são chamados de **autovalores** da matriz  $\mathbf{A}$ . Os autovalores da matriz  $\mathbf{A}$  são os valores de  $\lambda$  para os quais existem soluções não triviais para a equação (30):

$$\mathbf{A}\Phi = \lambda \Phi \quad (30)$$

que pode ser escrita como

$$(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I})\Phi = 0 \quad (31)$$

A condição para que a solução da equação (31) seja não trivial é dada por:

$$\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0 \quad (32)$$

O vetor coluna  $\Phi_i$  que satisfaz a equação

$$\mathbf{A} \Phi_i = \lambda_i \Phi_i \quad (33)$$

é chamado de autovetor direito de  $\mathbf{A}$  associado com o autovalor  $\lambda_i$ . Similarmente o vetor linha  $\Psi_i$  que satisfaz a equação

$$\Psi_i \mathbf{A} = \lambda_i \Psi_i \quad (34)$$

é chamado autovetor esquerdo de  $\mathbf{A}$  associado com o autovalor  $\lambda_i$ . A partir do exposto anteriormente, pode-se obter a expressão

$$\mathbf{A}\Phi = \Phi \Lambda \quad \text{ou} \quad \Phi^{-1} \mathbf{A} \Phi = \Lambda \quad (35)$$

onde  $\Phi$  é a matriz a matriz de autovetores direito,  $\Psi = \Phi^{-1}$  é a matriz de autovetores esquerdo e  $\Lambda$  é a matriz diagonal de autovalores.

A estabilidade de um sistema dinâmico linear é completamente independente das entradas e, portanto, a resposta a entrada nula é suficiente para que a análise da estabilidade do sistema seja conclusiva. A resposta do sistema dinâmico à entrada nula é a solução da equação

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (36)$$

A análise da estabilidade do sistema consiste na observação dos autovalores e autovetores da matriz de estado  $\mathbf{A}$ . Na equação (36), cada variável de estado aparece como uma combinação linear das outras variáveis. Este acoplamento dificulta a separação dos parâmetros que têm maior influência na resposta livre do sistema. Por isso é realizada a transformação

$$\Delta \mathbf{x} = \Phi \mathbf{z} \quad (37)$$

para eliminar esse acoplamento entre as variáveis de estado.

Substituindo (37) em (36), tem-se:

$$\Phi \dot{\mathbf{z}} = \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} \Rightarrow \dot{\mathbf{z}} = \Phi^{-1} \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} \Rightarrow \dot{\mathbf{z}} = \Lambda \mathbf{z} \quad (38)$$

que representa o desacoplamento entre as equações diferenciais de primeira ordem, ou seja:

$$\dot{z}_i = \lambda_i z_i \Rightarrow z_i(t) = z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (39)$$

Voltando-se para as variáveis de estado original, tem-se:

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i c_i e^{\lambda_i t} \quad c_i = \Psi_i \Delta \mathbf{x}_i(0) = z_i(0) \quad (40)$$

A equação (40) mostra a resposta do sistema à entrada nula em termos das condições iniciais, dos autovalores e autovetores da matriz de estado  $\mathbf{A}$ .

Um autovalor real corresponde a um modo não oscilatório. Sendo negativo representa um modo estável, que estabiliza mais rápido quanto maior for a magnitude do autovalor. Sendo positivo representa instabilidade aperiódica (monotônica). Autovalores complexos ocorrem em pares conjugados, e cada par corresponde a um modo oscilatório. A componente real dá o amortecimento, e a componente imaginária dá a frequência de oscilação. Parte real negativa representa

amortecimento das oscilações, enquanto parte real positiva representa oscilações de amplitudes crescentes. É possível ainda, saber quais variáveis de estado participam mais de um determinado modo, através dos fatores de participação.

O conceito de fator de participação foi desenvolvido para medir o grau de participação de uma variável de estado em um determinado modo de variação [12]. A determinação das variáveis de estado que participam mais em um determinado modo instável é uma tarefa muito importante. Com essas informações pode-se dizer, por exemplo, qual foi a dinâmica que levou o sistema à instabilidade. Uma medida dessa participação pode ser obtida através dos autovetores esquerdos e direitos.

Sejam  $\Phi_i$  e  $\Psi_i$  os autovetores direito e esquerdo relacionados ao autovalor  $\lambda_i$  de A. Então o fator que mede a participação da k-ésima variável de estado no i-ésimo modo é definido como:

$$P_{ki} = \Psi_{ki} \Phi_{ik} \quad (41)$$

A partir do exposto acima é possível montar a matriz de participação P, que relaciona todas as variáveis de estados com todos os modos de variação. Cabe salientar que:

- O fator de participação é adimensional, e independe das unidades das variáveis de estado;
- A soma dos fatores de participação de um modo em todos os estados é um;
- Por causa da ortogonalidade dos autovetores esquerdos e direitos, a soma dos fatores de participação de um estado em todos os modos é um.

O comportamento dinâmico de um sistema de energia elétrica com m geradores e n barras pode ser descrito por um conjunto de equações algébrico-diferenciais, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{0} &= \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\lambda}, \mathbf{u}) \end{aligned} \quad (42)$$

onde  $\mathbf{x}$  representa o vetor de variáveis de estado (dinâmicas),  $\mathbf{y}$  é o vetor de variáveis algébricas (estáticas),  $\boldsymbol{\lambda}$  é o fator de carregamento do sistema e  $\mathbf{u}$  é o vetor de variáveis de referência dos sistemas de controle. No sistema de equações (42), o conjunto de equações diferenciais (f) descreve o comportamento dinâmico dos geradores síncronos com seus sistemas de controle de tensão e de carga/frequência, assim como o comportamento dinâmico das cargas e outros tipos de geradores [10].

As equações diferenciais representam a dinâmica dos geradores, reguladores e cargas, enquanto que as equações algébricas representam a rede de transmissão, as cargas estáticas, e a conexão da rede com todos os dispositivos dinâmicos do sistema.

Linearizando o sistema de equações diferenciais e algébricas (42), obtém-se:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{x}} &= \left. \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{(x^0, y^0)} \Delta \mathbf{x} + \left. \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{y}} \right|_{(x^0, y^0)} \Delta \mathbf{y} \\ \mathbf{0} &= \left. \frac{\partial \mathbf{G}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{(x^0, y^0)} \Delta \mathbf{x} + \left. \frac{\partial \mathbf{G}}{\partial \mathbf{y}} \right|_{(x^0, y^0)} \Delta \mathbf{y} \end{aligned} \quad (43)$$

onde  $x^0$  e  $y^0$  são os valores iniciais das variáveis de estado e algébricas calculados a partir da saída do fluxo de carga do caso base, e fazendo-se as derivadas iguais a zero nas equações diferenciais.

Definindo-se

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_1 &= \left. \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{(x^0, y^0)} & \mathbf{J}_2 &= \left. \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{y}} \right|_{(x^0, y^0)} \\ \mathbf{J}_3 &= \left. \frac{\partial \mathbf{G}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{(x^0, y^0)} & \mathbf{J}_4 &= \left. \frac{\partial \mathbf{G}}{\partial \mathbf{y}} \right|_{(x^0, y^0)} \end{aligned} \quad (44)$$

as equações (43) podem ser escritas na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} \quad (45)$$

A matriz jacobiana J do sistema é formada pelas submatrizes  $\mathbf{J}_1$ ,  $\mathbf{J}_2$ ,  $\mathbf{J}_3$  e  $\mathbf{J}_4$ .

Eliminando-se as variáveis algébricas, resulta:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = (\mathbf{J}_1 - \mathbf{J}_2 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3) \Delta \mathbf{x} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (46)$$

onde A é a matriz de estado do sistema.

A análise dos autovalores da matriz A é suficiente para verificar a estabilidade de um sistema de distribuição sob o ponto de vista de pequenas perturbações, bem como o impacto da conexão de geradores distribuídos no grau de estabilidade do sistema.

## VI. ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Nesta seção descrevem-se as bases teóricas do Módulo IV da ferramenta **IMPGEDIS**, no qual é analisada a estabilidade dos geradores frente a grandes perturbações através de técnicas de integração numérica das equações diferenciais.

Geradores distribuídos são geralmente conectados em redes de média tensão, cujos níveis de tensão são iguais ou menores que 35 kV. Contudo, tais sistemas de distribuição não foram projetados para a possibilidade de conexão de unidades de geração ao longo dos alimentadores. Por conseguinte, em alguns casos, o tempo de atuação do sistema de proteção pode ser relativamente longo. Quando o sistema de proteção elimina a falta, os geradores síncronos já foram antes desconectados da rede porque não foram capazes de manter o sincronismo durante o distúrbio. Destaca-se que, de fato, os sistemas de proteção desses geradores são ajustados para desconectá-los frente a qualquer distúrbio na rede. Porém, com o aumento do número de geradores a tendência é que esses geradores devam ser capazes de permanecer em

operação frente a diversas classes de distúrbios. Por exemplo, na Dinamarca, país com alto índice de penetração de geração distribuída, o operador do sistema formulou um conjunto de especificações impedindo que produtores com capacidade mais elevada desconectem seus geradores frente a um conjunto de contingências pré-selecionadas [26]. Outro exemplo diz respeito aos geradores distribuídos conectados em redes com níveis de tensão de 10 kV do norte da Holanda, em que o operador do sistema exige que esses geradores permaneçam operando por um determinado tempo no caso de variação da tensão terminal (VT) conforme segue:  $VT < 70\%$ : 0,2 s;  $70\% < VT < 80\%$ : 2 s;  $VT > 106\%$ : 2 s [27].

Com base nesses fatos, é importante entender o comportamento dinâmico de geradores conectados em redes de distribuição durante grandes perturbações. É nesse contexto que esta seção se insere. Assim, o objetivo do módulo IV é permitir a investigação do impacto de diversos parâmetros no desempenho dinâmico dos geradores distribuídos durante faltas na rede de distribuição de energia elétrica, i.e. no desempenho da estabilidade transitória dos geradores. Através de simulações dinâmicas, pode-se analisar a influência de vários fatores no desempenho dinâmico dos geradores conectado em diferentes pontos de um sistema de distribuição e submetido a diferentes faltas. Exemplos de parâmetros que poderão ser analisados são: tempo de eliminação da falta, local de aplicação da falta, tempo crítico de eliminação da falta para um dado nível de geração e potência crítica de geração para um dado tempo de eliminação da falta.

O enfoque deste módulo é permitir a análise da estabilidade de angular frente a grandes perturbações, denominada estabilidade transitória. Estabilidade transitória preocupa-se com a capacidade dos geradores síncronos continuarem operando em sincronismo após a ocorrência de um grande distúrbio na rede. No caso de geradores assíncronos (de indução), a análise da estabilidade transitória permite concluir se o gerador encontrará um ponto de equilíbrio estável pós-perturbação, de forma que a velocidade mecânica esteja dentro de patamares adequados. A análise do gerador de indução, portanto, é centrada no comportamento da velocidade mecânica, enquanto que no caso de geradores síncronos, o foco está na variação transitória do ângulo de carga.

Estabilidade de sistemas de potência pode ser definida, de forma ampla, como a capacidade do sistema operar em um ponto de equilíbrio estável sob condições normais ou retornar a um ponto de equilíbrio estável após a ocorrência de um distúrbio [12]. O tipo de resposta das variáveis resultante de uma instabilidade também pode ser adotado para classificar o tipo de instabilidade: monotônica ou oscilatória. O tipo monotônico, como o próprio nome já diz, caracteriza-se pela variação contínua, crescente ou decrescente, das respostas das variáveis do sistema. Instabilidade oscilatória caracteriza-se por oscilações de amplitude crescente nas respostas das variáveis do sistema.

A Figura 2 apresenta-se a resposta de ângulo de um gerador síncrono para um curto-circuito trifásico, com eliminação da falta em 400 ms. Como pode ser verificado, o sistema é instável, uma vez que a abertura angular do gerador aumenta de forma monotônica. Na Figura 3 têm-se as respostas de ângulo e de torque elétrico do gerador quando a falta é eliminada após 200 ms. Consta-se que o sistema torna-se estável e amortecido.

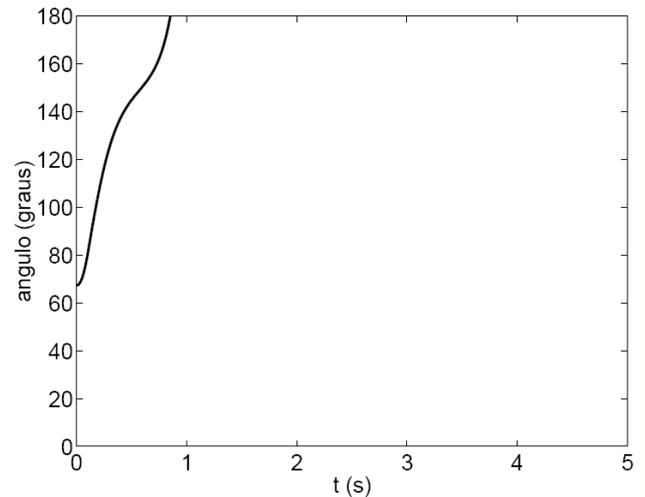


Figura 2 - Resposta de ângulo de um gerador síncrono para um curto-circuito trifásico – Caso instável

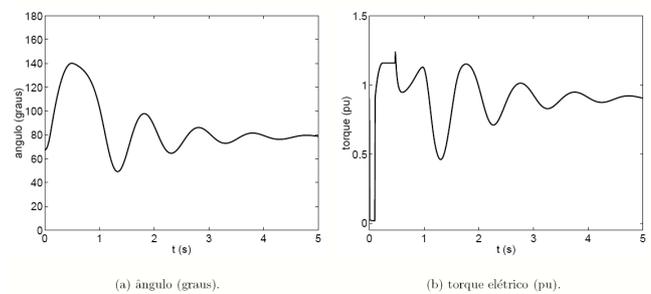


Figura 3 - Resposta de ângulo de um gerador síncrono e torque elétrico para um curto-circuito trifásico – Caso estável

Um estudo possível de ser realizado usando o módulo de integração numérica do **IMPGEDIS** é a análise da estabilidade transitória de geradores durante faltas em diferentes locais da rede de distribuição. O valor máximo do ângulo do rotor após a ocorrência da falta pode ser empregado para determinar se a resposta do gerador é estável ou não. De fato, tal sinal pode ser utilizado diretamente como uma medida de “quão estável” é o comportamento do gerador. Portanto, com os resultados das oscilações do ângulo do gerador síncrono, os valores máximos dos ângulos após a ocorrência das faltas podem ser monitorados.

A figura 4 mostra a resposta no domínio do tempo do ângulo do gerador quando este está conectado a uma barra (808) e curtos-circuitos trifásicos são aplicados em diferentes barras do sistema, as quais são identificadas na legenda do gráfico, durante 200 ms. Os círculos mostram os valores máximos do ângulo para as diversas contingências, sendo que em todos os casos o gerador permaneceu estável. Se algum caso fosse instável, o valor máximo do ângulo seria bastante elevado. A figura indica que o gerador suporta faltas trifásicas, com duração de 200 ms, em qualquer uma das barras estudadas, sendo mais suscetível à instabilidade, no entanto, quando o curto é aplicado na barra 809, que está eletricamente mais próxima do gerador. Estudos como esses podem ser realizados mudando a posição do gerador, o ponto de aplicação da falta, o tempo de duração da falta, o nível de geração do gerador, o nível de curto circuito da rede, etc., de forma a propiciar uma visão global sobre a estabilidade

transitória do sistema de distribuição contendo geração distribuída.

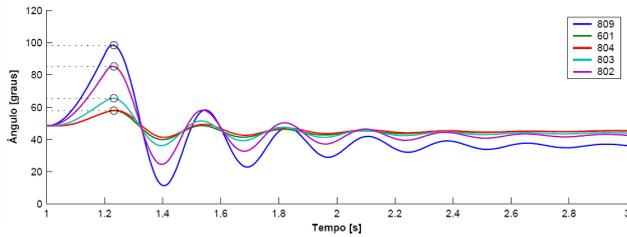


Figura 4 - Valores máximos do ângulo do gerador síncrono para faltas em diferentes barras

Outro estudo interessante de ser realizado é a determinação do tempo crítico de eliminação da falta para um dado nível de geração. Isso permitiria um ajuste mais adequado do sistema de proteção. Esta tarefa pode ser realizada através de sucessivas simulações dinâmicas, alterando o tempo de eliminação da falta, até encontrar o tempo crítico, quando a resposta do sistema passaria de estável para instável. A figura 5 mostra um exemplo simples, onde o tempo crítico encontrado para esse caso específico foi de 400 ms, sendo que a simulação para 500 ms já resulta em instabilidade.

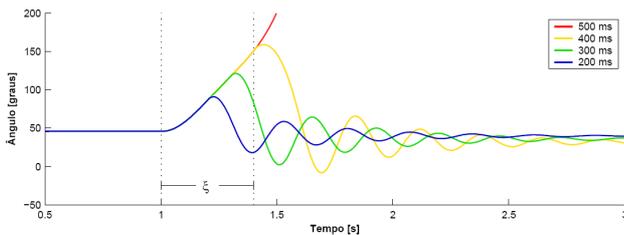


Figura 5: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes tempos de eliminação da falta

De maneira análoga à obtenção dos resultados de tempo crítico, pode-se encontrar a potência crítica do gerador para um dado tempo de eliminação da falta. Esse índice indica o máximo que o gerador pode injetar na rede para suportar uma falta com duração específica sem perder a estabilidade. Esta tarefa pode ser realizada através de sucessivas simulações dinâmicas em que a potência ativa injetada pelo gerador é incrementada e um curto-circuito trifásico com 300 ms de duração, por exemplo, é aplicado. O exemplo mostrado na figura 6 mostra que a máxima geração de forma que o gerador suporte uma falta de 300 ms é de 5 MW, uma vez que a geração de 6 MW já resultaria em instabilidade.

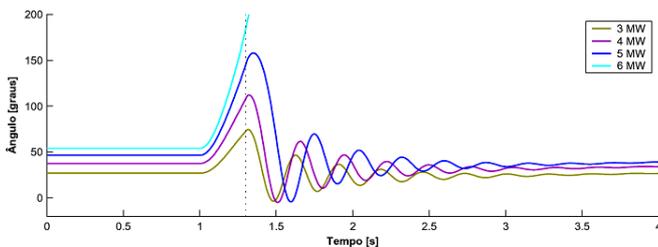


Figura 6: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes níveis de geração após falta trifásica de 300 ms.

### A. Teoria do Método de Integração Numérica

Os métodos de integração numérica no domínio do tempo constituem a ferramenta básica para o estudo da estabilidade transitória de sistemas elétricos. A solução numérica das equações algébricas e diferenciais não lineares permite avaliar o comportamento de todas as variáveis representativas do sistema à medida que o tempo evolui, permitindo a observação cronológica dos impactos de faltas, reconfiguração de redes, rejeição de carga, etc., no desempenho do sistema. Esta subseção descreve o método de integração numérica utilizado no módulo quatro do **IMPGEDIS**, bem como as perturbações possíveis, passos e ajustes necessários para a realização dos estudos. A principal vantagem do **IMPGEDIS** sobre outros programas para estudos de sistemas elétricos é que a modelagem para estudos de regime permanente (fluxo de carga expandido) e para estudos de regime dinâmico é a mesma. Ou seja, todos os dados de entrada e todas as equações algébricas e diferenciais são entradas para os quatro módulos, constituindo uma plataforma unificada e integrada de análise do sistema.

O método de integração numérica utilizado no **IMPGEDIS** é baseado na conhecida regra trapezoidal [12]. A matriz Jacobiana completa do sistema algébrico-diferencial é utilizada para a obtenção dos incrementos no estado a cada passo de integração. Para um dado instante de tempo  $t$ , e um pequeno incremento de tempo  $\Delta t$  (passo de integração), o conjunto de equações algébrico-diferencial que representa o sistema pode ser escrito como:

$$0 = F_n(x(t + \Delta t), y(t + \Delta t), F(t)) \quad (47)$$

$$0 = G(x(t + \Delta t), y(t + \Delta t))$$

onde  $F$  e  $G$  são as mesmas equações diferenciais e algébricas apresentadas anteriormente para o método de fluxo de carga expandido,  $F_n$  é a função de integração definida pelo método trapezoidal.

As equações representadas em 47 são não lineares devido às características típicas de sistemas elétricos, portanto, sua solução deve ser iterativa. O **IMPGEDIS** utiliza o método de Newton-Raphson para obter os incrementos nas variáveis dinâmicas e algébricas a cada iteração, conforme mostra a equação 48:

$$\begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix} = -[A_C^i]^{-1} \begin{bmatrix} F_n^i \\ G^i \end{bmatrix} \quad (48)$$

$$\begin{bmatrix} x^{i+1} \\ y^{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x^i \\ y^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix}$$

onde a matriz  $A_C$  depende das submatrizes Jacobianas  $J_1$ ,  $J_2$ ,  $J_3$  e  $J_4$  apresentadas anteriormente. O método de Newton continua realizando iterações até que o incremento nas variáveis de estado seja menor do que uma tolerância pré-especificada. As expressões para o cálculo da matriz  $A_C$  e de  $F_n$  fornecidos pelo método de integração trapezoidal são:

$$A_C^i = \begin{bmatrix} I_n - 0.5\Delta t J_1^i & -0.5\Delta t J_2^i \\ J_3^i & J_4^i \end{bmatrix} \quad (49)$$

$$F_n^i = x^i - x(t) - 0.5\Delta t (F^i + F(t))$$

O método trapezoidal implementado no **IMPGEDIS**, apesar da sua simplicidade, apresenta excelente robustez e boa precisão. Além disso, é um método consolidado, uma vez que é utilizado por um número significativo de pacotes computacionais para a análise dinâmica de sistemas elétricos.

## VII. INTERFACE GRÁFICA

A ferramenta **IMPGEDIS** é gerenciada através de uma interface gráfica que possibilita fácil manipulação de dados de entrada, execução dos estudos e visualização dos resultados. Para alcançar esse objetivo, foi elaborado um menu principal, no qual estão disponibilizadas as principais funções da ferramenta. O menu está dividido em:

- A. Rede e Geração (funções: escolher a rede elétrica a ser analisada e incluir geradores)
- B. Estudos (função: escolher o tipo de estudo a ser empregado e sintetizar os resultados)
- C. Opções (função: personalizar a interface gráfica)
- D. Sair (função: encerrar o aplicativo, permitindo salvar alterações)

A tela inicial da ferramenta é ilustrada na figura a seguir.



Figura 7 – Tela inicial da ferramenta **IMPGEDIS**

Ainda a título de ilustração, apresentam-se a seguir outras telas da interface, mostrando exemplos de aplicação de estudos realizados usando os quatro módulos que integram a ferramenta.

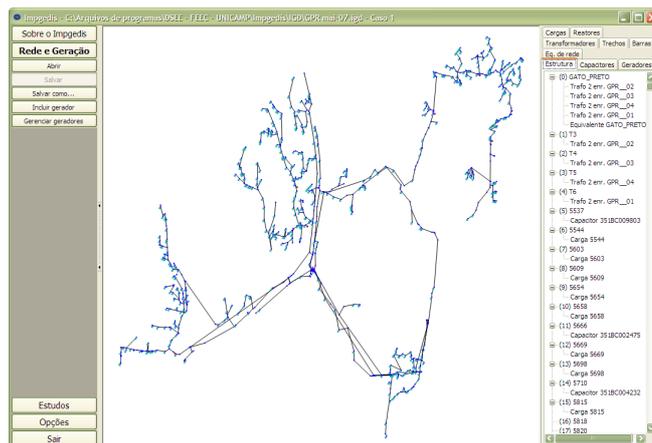


Figura 8 – Tela do item “Rede Elétrica” mostrando o diagrama unifilar reduzido da subestação Gato Preto.

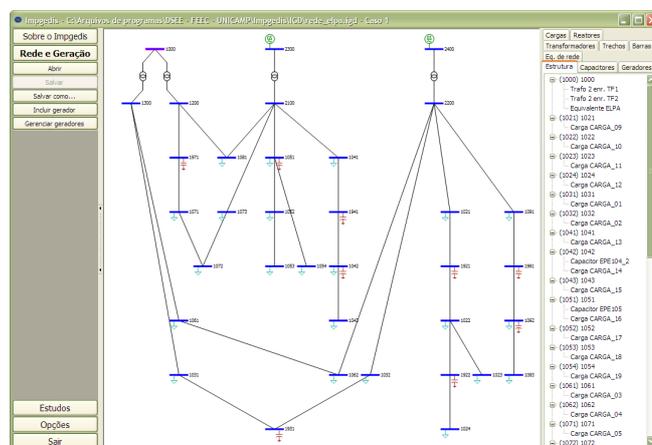


Figura 9 - Tela do item “Rede e Geração” mostrando o diagrama unifilar de uma rede reduzida incluindo as unidades geradoras de Eco-Perus e a Subestação Gato Preto [25].

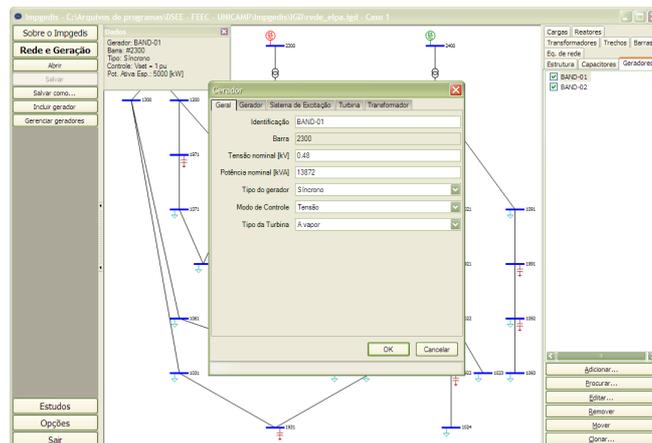


Figura 10 – Tela do item “Rede e Geração” mostrando a janela de especificação dos dados de gerador.

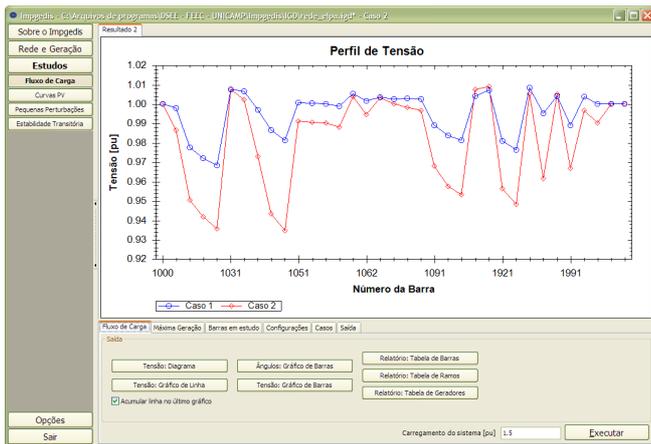


Figura 11 – Tela mostrando resultados do Módulo “Fluxo de Carga” incluindo perfil de tensão por barra de dois casos analisados.

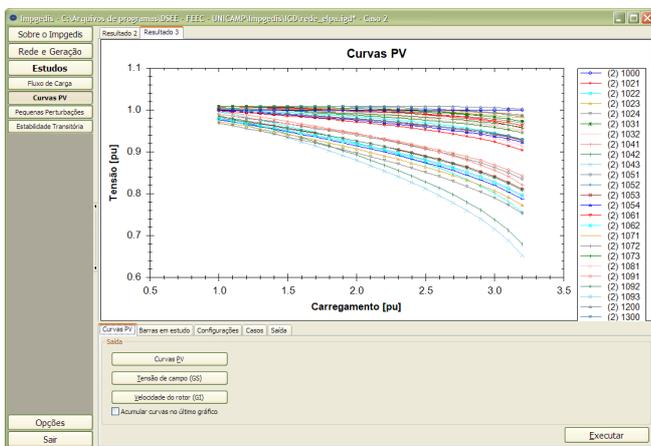


Figura 12 – Tela referente ao módulo “Curvas PV” do item “Estudos”

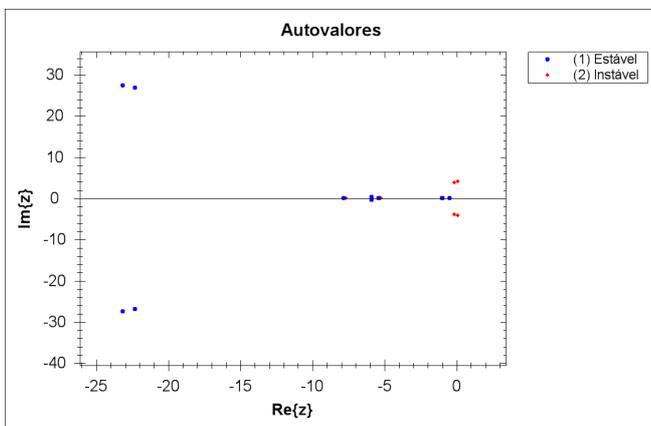


Figura 13 – Gráfico de resultados da análise modal mostrando os modos críticos para geradores de Ecoperus com excitatriz eletromecânica de baixo ganho

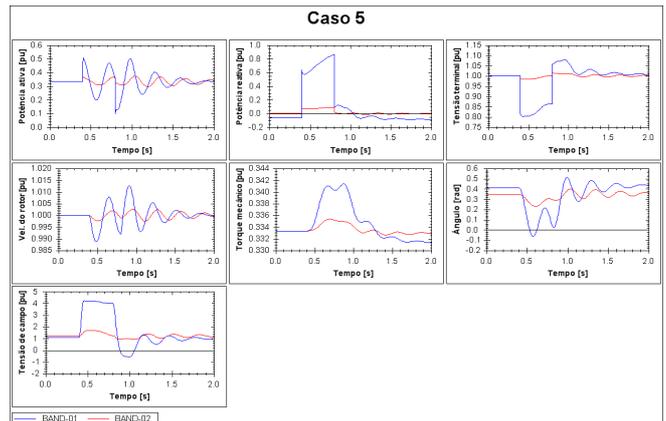


Figura 14 – Gráfico de resultados da análise de estabilidade transitória de geradores de Ecoperus para falta de 400 ms na barra 1043.

## VIII. CONCLUSÕES

Pode-se concluir que o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento realizado em parceria com a AES-ELETPAULO chegou ao final com resultados bastante positivos. O projeto disponibiliza à AES-ELETPAULO um programa computacional avançado contendo uma ferramenta computacional para a realização da análise dos impactos de geradores nas redes de distribuição de energia elétrica.

Alguns aspectos positivos que merecem ser ressaltados ao final do projeto são:

- A escolha do modelo expandido para a solução de fluxo de carga, onde os modelos dinâmicos de cada componente são diretamente utilizados para as análises de regime permanente. A grande vantagem dessa metodologia é que se cria um ambiente unificado e integrado, em termos de modelagem, para todos os módulos da ferramenta. Outro benefício da metodologia de fluxo de carga expandido, é que o método foi desenvolvido na UNICAMP, com a participação de alunos de mestrado e de doutorado. Ou seja, o projeto também contribuiu para a formação de profissionais em nível de pós-graduação;
- O módulo I permite a análise dos impactos de geradores no desempenho de regime permanente de redes de distribuição, incluindo os impactos no perfil de tensão, perdas, fluxos de potência nos trechos e transformadores, etc. Nesse módulo o usuário pode analisar o impacto dos geradores para diferentes patamares de carga, ativação ou retirada de operação de capacitores, diferentes ajustes para o sistema de controle da corrente de campo dos geradores, diferentes escolhas para a máquina primária e regulador de velocidade;
- O módulo II permite o estudo dos impactos dos geradores nas margens de carregamento através do cálculo de curvas PV. Esse módulo também é bastante flexível em termos da escolha dos geradores e turbinas, e também em termos dos ajustes dos controladores, permitindo o cálculo da margem de carregamento para cada caso. Algumas variáveis importantes das máquinas também podem ser monitoradas durante o processo de crescimento uniforme das cargas;

- O módulo III é útil para a análise da estabilidade dos geradores distribuídos frente a pequenas perturbações na rede ou na máquina primária. Através da análise dos autovalores da matriz de estados do sistema é possível concluir sobre a estabilidade e sobre o grau de amortecimento das oscilações de baixa frequência que ocorrem após a ocorrência das perturbações. Esse módulo permite o ajuste adequado dos controladores, mostrando o impacto no grau de estabilidade e no nível de amortecimento dos modos críticos;
- O módulo IV permite melhorar os ajustes do sistema de proteção dos geradores, bem como quantificação dos tempos críticos de eliminação de faltas, análise dos afundamentos de tensão nos terminais dos geradores durante faltas, cálculo de potência crítica (máxima) que os geradores podem injetar na rede, para um dado tempo de eliminação da falta, de maneira a manterem a estabilidade. Ou seja, permite toda uma análise cronológica de eventos que seguem uma grande perturbação na rede, e o comportamento fiel das variáveis representativas dos geradores à medida que o tempo evolui;
- Todas as tecnologias baseadas em geradores síncronos, geradores de indução e geradores conectados via inversores foram modeladas e incluídas nos módulos I, II, III e IV. Equipamentos já modelados incluem geradores síncronos, regulador automático da tensão terminal, regulador automático do fator de potência, regulador automático da potência reativa de saída, turbinas a vapor, turbinas a gás, máquinas de combustão interna, turbinas hidráulicas com modelo linear, turbinas hidráulicas com modelo não linear, regulador de velocidade com *droop* permanente e regulador de velocidade com *droop* transitório e *droop* permanente, gerador de indução com rotor em gaiola, turbina eólica, geradores conectados via inversores para representação de plantas fotovoltaicas, microturbinas e células à combustível. Em relação aos geradores conectados via inversores, optamos por utilizar um modelo genérico, que pode representar uma ou outra tecnologia de acordo com a seleção dos parâmetros mais adequados. Nossa pesquisa mostra que esta abordagem é suficiente para os estudos de interesse;
- Foi desenvolvida uma interface gráfica extremamente amigável dada a sua simplicidade e ao mesmo tempo muito completa, dada a sua capacidade de análise de redes, cálculos dos impactos e saídas gráficas.

#### IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIGRE Working Group 37.23. "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system", CIGRE, Relatório Técnico, 1998.
- [2] JENKINS, N., ALLAN, R., CROSSLEY, P., KIRSCHEN, D. and Strbac, G. "Embedded Generation", The Institution of Electrical Engineer, London, United Kingdom, 2000.
- [3] ANEEL, Agência nacional de energia elétrica. <http://www.aneel.gov.br>, consultado em 01/04/2005.
- [4] MASTERS, C. L. "Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kv overhead lines", Power Engineering Journal, Volume 16, Issue 1: pp. 5-12, 2002.
- [5] HURLEY, J. D., BIZE, L. N. and MUMMERT, C. R. "The adverse effects of excitation system var and power factor controllers", IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 14, Issue 4, pp. 1636-1645, 1999.
- [6] Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G., and Napoli, R., "A Dynamic Interpretation of the load-flow Jacobian Singularity for voltage stability analysis", Electrical Power and Energy Systems, 1996, vol. 18, no. 6, pp. 385-395.
- [7] Sauer, P.W. and Pai, M.A., "Power System Steady-State Stability and the Load-Flow Jacobian", IEEE Transactions on Power Systems, 1990, vol. 5, no. 4, pp. 1374-1381.
- [8] da Silva, L.C.P., Moreira, C. M., e da Costa, V. F., "A Influência das Características dos Geradores e das Cargas na Estabilidade de Tensão de Sistemas de Energia Elétrica", Anais do VI SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Salvador, Maio de 1998.
- [9] Canizares, C.A., "Conditions for saddle node bifurcations in AC/DC power systems", Electrical Power & Energy Systems, 1995, vol. 17, no. 1, pp.61-68.
- [10] Xu, W., and Mansour, Y., "Voltage stability analysis using generic dynamic load models", IEEE Transactions on Power Systems, 1993, vol. 9, pp. 1-8.
- [11] Sauer, P.W. and Pai, M.A., "Power System Dynamics and Stability", (Prentice Hall, 1998) 1st edn.
- [12] Kundur, P., "Power system stability and control" (McGraw-Hill, New York, 1994).
- [13] Gustafsson, M.N, Krantz, N.U., and Daalder, J.E., "Voltage stability: Significance of load characteristics and current limiters," IEE Proceedings-C, vol. 144, pp. 257-262, May 1997.
- [14] Anderson, P.M and Fouad, A.A., "Power System Control and Stability", (Iowa State University Press, 1977).
- [15] Lof, P.A., Andersson, G. and Hill, D.J., "Voltage dependent reactive power limits for voltage stability studies", IEEE Trans. on Power Systems, 1995, vol. 10, pp. 220-228.
- [16] Kundur, P., (Project Leader), "VSTAB/Voltage Stability Analysis Program-Application Guide", 1993, Electric Power Research Institute.
- [17] Van Cutsem T., "A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, 1991, pp. 145-156.
- [18] Mansour, Y. ed.: "Suggested techniques for voltage stability analysis", IEEE Working Group on Voltage Stability, Publication 93TH0620-5-PWR, 1993.
- [19] Taylor C., "Power System Voltage Stability", New York: McGraw-Hill, 1994, p. 273.
- [20] Gao, B., "Voltage Stability Analysis of Large Power Systems", 1992, Tese de doutorado, University of Toronto, Canada.
- [21] WSCC Reactive Power Reserve Work Group, 1998, "Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology", 154p., [www.wscc.com](http://www.wscc.com).
- [22] Ajarapu, V. and Christy, C.: "The Continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis", IEEE Trans. on Power Systems, 1992, vol. 7, pp.416-423.
- [23] Chiang, H.D., Flueck, A.J., Shah, K.S. and Balu, N.: "CPFLOW: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations", IEEE Trans. on Power Systems, 1995, vol. 10, pp.623-634.
- [24] Alves, D. A., da Silva, L.C.P., Castro, C. A. and da Costa, V. F., "New Parameterization Schemes for the Continuation Load Flow Method", Proceedings of the IEEE-IEE International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring, and Power Technologies 2000, pp. 179 - 184, London, UK, 2000.
- [25] Estudo da Interconexão da Geração Distribuída à Rede da Eletropaulo: Central Termelétrica Bandeirantes, Contrato no. 4500043458.
- [26] ELTRA Transmission System Planning. "Specifications for Connecting Wind Farms to the Transmission Network" [S.I.], 2000.
- [27] PAAP, G. C.; JANSEN, F.; WIERCX, F. K. A. M. "The influence of voltage sags on the stability of 10 kV distribution networks with large-scale dispersed co-generation and wind generators". In: 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Amsterdam: [s.n.], 2001.