

Performance of Controller Designs in Small-Disturbance Angle Stability of Power Systems with Parametric Uncertainties

Moises M. Santos, Gabriel C. Santana, Maurício de Campos, Mauricio Sperandio *Member, IEEE* and Paulo S. Sausen

Abstract—The electric power system is a complicated dynamic system with a range of operating states and parametric uncertainties, especially due to change of the network topology, load increment and generation scheduling. Under this circumstance, traditional power system transient stability analysis methods may not always be appropriate. This paper presents the development of a computational methodology for evaluating the effect of parametric uncertainties on the small-signal stability analysis of power systems. A probabilistic approach is applied as a metric for the dynamic performance of the damping ratio of critical eigenvalues. The method is based on a Monte Carlo simulation for the analysis of automatic control of generation. The methodology is used for the performance evaluation of three classical controller tuning techniques: Frequency Response, Approximate Method and Ziegler-Nichols. The results show that the methodology is valid and potentially useful for quantifying the effect of parametric uncertainties in power systems dynamics simulations.

Index Terms—angle stability, automatic generation control, controller design, parametric uncertainties.

NOMENCLATURA

β	Coefficiente de variação de estimativas
β_{esp}	Coefficiente de variação de estimativas especificada
\mathbf{f}	Vetor de equações diferenciais
α	Parte real de autovalores
α_c	Parte real do autovalor crítico
$\Delta\omega$	Desvios de frequências em relação ao seu valor nominal
Δ_G	Sinal equivalentes de abertura de válvulas dos reguladores de velocidade de cada área
ΔP_{Li}	Desvio de carga em relação ao seu valor nominal da área “ i ”
ΔP_{mi}	Desvio de potência mecânica em relação ao seu valor nominal da área “ i ”
\hat{E}	Valor esperado (<i>expected value</i>)
ξ_c	Vetor de taxa de amortecimento de autovalores críticos
\mathbf{A}_S	Matriz de estados
\mathbf{g}_y	Matriz jacobiana
\mathbf{y}	Vetor de equações algébricas
ω	Parte imaginária de autovalores

ω_c	Parte imaginária do autovalor crítico
F	Função de distribuição de probabilidade acumulada da taxa de amortecimento do autovalor crítico
f	Função de distribuição de probabilidade da taxa de amortecimento do autovalor crítico
M_{eq}	Momento de inércia equivalente
M_k	Momento de inércia da unidade geradora “ k ”
PIS	Probabilidade de Instabilidade
R_{eq}	Estatismo equivalente
R_k	Estatismo da unidade geradora “ k ”
T	Coefficiente de potência sincronizante
T_s	Constante de tempo de atuação do regulador
T_w	Constante de tempo de partida nominal da água
$\dot{\mathbf{x}}$	Vetor de variáveis de estado
λ	Vetor de autovalores
ζ	Vetor de parâmetros incertos

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência estão sujeitos a uma gama de incertezas paramétricas e operacionais, tais como contingências que podem implicar em perda de geração, alívio de carga e alterações de topologia da rede. Diante de tais circunstâncias é desejável que uma simulação forneça não apenas uma única avaliação do comportamento dinâmico, mas um conjunto de “limites de desempenho”, dentro dos quais o real comportamento dinâmico do sistema reside.

A análise de estabilidade sob o enfoque de incertezas paramétricas e operacionais podem fornecer informações mais completas para a operação e o planejamento de sistemas elétricos de potência. Há uma variedade de abordagens propostas para avaliar o impacto de incertezas paramétricas e operacionais no desempenho dinâmico. Em [1] é investigado o impacto do comportamento estocástico da geração de fontes renováveis na estabilidade de tensão. A simulação de Monte Carlo (SMC) é usada para avaliar a relação entre a conectividade ponderada de carga e a estabilidade de tensão a pequena perturbação, para uma ampla gama de topologias e parâmetros de rede. Uma abordagem para projetar controladores descentralizados e estabilizar vários modos de oscilação é proposta em [2], baseado na solução da equação não linear de Riccati. A análise nodal indica a robustez da metodologia diante de uma diversidade de incertezas operacionais. Em [3] é proposto um modelo robusto de fluxo de potência ótimo com restrição de estabilidade transitória. O problema considera

Santos, M. M., Campos M. and Sausen, P. S.: are Professor at Regional University of Northwestern, Ijuí, Brazil (e-mail: moises.santos@unijui.edu.br, campos@unijui.edu.br, sausen@unijui.edu.br). Santana, G. C. is Student at Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (e-mail: gabriel_csantana@hotmail.com). Mauricio Sperandio: is Professor at Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (mauricio.sperandio@ufsm.br).

modelos de carga dinâmica e incertezas nos parâmetros do modelo. As incertezas são modeladas selecionando um número pequeno, mas representativo, de cenários determinísticos que se aproximam de todo o espaço de incerteza. Um método de despacho e alívio de carga coordenado é discutido em [4], de modo a manter a estabilidade transitória do sistema de potência, considerando incertezas de geração de fontes de energia eólica. A formulação consiste de um problema matemático de otimização de dois níveis: 1) redespacho e alívio de carga coordenado baseado em uma métrica de risco; e 2) análise de restrições de estabilidade, baseado no critério das áreas iguais estendido e sensibilidades de trajetória, para valorar os custos de despacho e alívios de carga. Em [5] é proposta estratégia de controle preditivo para avaliar derrapagem laterais e mitigação de capotagem de veículos. A análise de estabilidade considera incertezas paramétricas e mudanças no modelo, disponibilizando informações de limites de trajetórias do sistema, a cada momento. A estratégia de controle proposta tem a vantagem de que a ação de controle é aplicada, apenas, quando o risco de um acidente é iminente. Em [6] o conceito de região de estabilidade a pequenas perturbações é estendido para a análise de perturbações de injeções nodais voláteis e incertas, como o da geração renovável.

A técnica de SMC é explorada em [7] para modelar funções de densidade de probabilidade de autovalores dominantes para caracterizar a estabilidade probabilística do sistema de potência. Em [8] é proposto um método sistemático, pelo qual a função de densidade probabilidade (PDF) de autovalores críticos é obtida diretamente da PDF de geração eólica. A teoria da equação diferencial estocástica é empregada em [9] para avaliar a estabilidade de pequenos sinais para características estocásticas de excitação. Em [10] são comparados os métodos: estimativa de ponto; abordagem analítica baseada na teoria de cumulantes; e a coleta probabilística. As técnicas são comparadas em relação à técnica de simulação numérica de SMC. As estimativas obtidas se mostraram aderentes, sendo eficiente para estudos probabilísticos de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de grande porte.

Em termos gerais, nota-se um amplo interesse da comunidade científica no desenvolvimento de modelos e estudos de estabilidade que forneçam informações mais abrangentes do desempenho dinâmico do sistema, sobretudo no âmbito de incertezas paramétricas e operacionais. Nesse sentido, neste trabalho é proposta uma metodologia para avaliar o desempenho de técnicas de sintonização aplicadas à estabilidade angular multiárea a pequenas perturbações, considerando incertezas paramétricas. No método sugerido, a tarefa de avaliação de incertezas considera a técnica de simulação numérica de SMC Não Sequencial na avaliação de um sistema equivalente multiárea. Como contribuições deste trabalho, destacam-se: i) a modelagem de incertezas paramétricas para análise de estabilidade em sistemas multiárea; ii) o desenvolvimento de um modelo de incertezas que fornece como métrica de desempenho funções de distribuição de probabilidade de taxas de amortecimento de autovalores críticos; e iii) a avaliação estocástica de desempenho de técnicas clássicas de ajuste de controle automático de geração, que descreve com mais precisão a dinâmica do sistema.

II. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Nos estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência sujeitos a pequenas perturbações, o modelo dinâmico pode ser representado, de forma compactada, com o seguinte arranjo de equações diferenciais e algébricas [11]:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y), \\ 0 &= g(x, y)\end{aligned}\quad (1)$$

em que f é o vetor de equações diferenciais, x representa o vetor de variáveis de estado, y é o vetor de variáveis algébricas e g é o vetor de equações algébricas.

A matriz de estados (A_S) pode ser obtida após linearização e eliminação de variáveis algébricas na Eq. (1) e, portanto, assumido que a matriz algébrica Jacobiana (g_y) não é singular, tem-se:

$$A_S = f_x - f_x g_y^{-1} g_x, \quad (2)$$

em que f_x , g_y e g_x são os gradientes computados no ponto de operação do sistema. Os autovalores (λ) e as correspondentes taxas de amortecimento (ξ) associadas às Eqs. (1)-(2) são expressas em termos de:

$$\lambda = -\alpha \pm j\omega, \quad (3)$$

$$\xi = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \omega^2}} \quad (4)$$

em que α é a parte real do autovalor e ω é a parte imaginária do autovalor. Os autovalores obtidos a partir da matriz de estado desempenha um papel vital no campo da análise determinística de estabilidade de pequenos sinais. Um sistema é considerado estável a pequenas perturbações somente se todas as partes reais dos autovalores forem negativas. Como o sistema real pode ter centenas de autovalores, apenas o autovalor crítico (o autovalor cuja parte real está mais próxima da origem) é utilizado como métrica de desempenho dinâmico do sistema a pequenas perturbações. No Apêndice B são apresentados mais detalhes da análise de autovalores.

A. Controle Automático de Geração

Na Fig. 1 é apresentado o esquema típico de Controle Automático de Geração (CAG) de um sistema equivalente de duas áreas, que será objeto de investigação neste estudo.

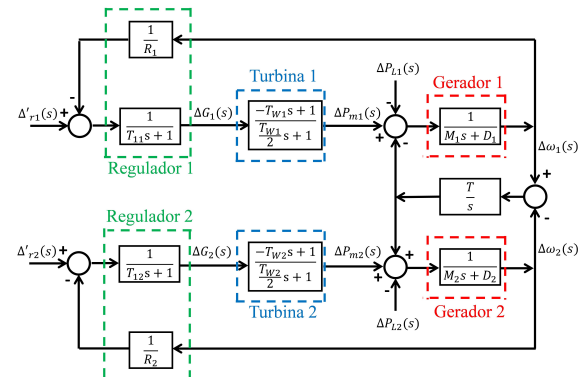


Fig. 1. Diagrama de blocos no domínio da frequência de um sistema equivalente dinâmico de duas áreas.

A configuração fundamental do CAG é composta de modelos de gerador, turbina, regulador de velocidade e equivalente carga-gerador, sendo realimentado pelas malhas de controle primário e secundário. Isto compõe cada área de controle a ser analisada.

As variáveis do equivalente dinâmico de duas áreas (Fig. 1) são: $\Delta\omega_1$ e $\Delta\omega_2$, desvios de frequências das áreas em relação aos seus valores nominais; ΔP_{m1} e ΔP_{m2} , desvios de potência mecânica equivalente de cada uma das turbinas; ΔG_1 e ΔG_2 , sinais equivalentes de abertura de válvulas, que representa o somatório dos desvios individuais das válvulas de cada área; ΔP_{L1} e ΔP_{L2} , variações de carga de cada área.

Adicionalmente, no caso de duas áreas interligadas, inclui-se o sinal de potência sincronizante T para indicar a variação do fluxo de potência na linha de interligação.

Os parâmetros T_{w1} e T_{w2} se referem às constantes de tempo de partida nominal da água. Os valores T_{11s} e T_{12s} , representam as constantes equivalentes de tempo de atuação dos reguladores de velocidade.

Os termos R_1 e R_2 são denominados de constantes equivalentes de regulação em regime permanente (estatismo equivalente - R_{eq}), expressas em termos de:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \sum_{k=1}^{N_i} \left(\frac{1}{R_k} \right) \quad (5)$$

em que N_i é a quantidade de geradores da área i .

As constantes M_1 e M_2 representam as inércias equivalentes das áreas (M_{eq}), sendo calculada como a soma das constantes de inércia individual de cada unidade geradora presente no sistema (M_k), ou seja:

$$M_{eq} = \sum_{k=1}^{N_i} (M_k) \quad (6)$$

Por fim, a constante D_1 e D_2 são os coeficiente de amortecimento relacionado à parcela da carga dependente da frequência das áreas.

B. Modelo Dinâmico Linear com Incertezas

O modelo equivalente multiárea representa um sistema com uma gama de estados operacionais e de variações de parâmetros, em especial em função de alterações de topologia de rede, perda de geração e alívio de carga. Assim sendo, a análise de incertezas é uma das questões fundamentais na análise de estabilidade.

O modelo matemático de um sistema linear com incertezas de parâmetros pode ser descrita por [12]:

$$\sum := \dot{x} = (A_0 + \sum_{i=1}^N \zeta_i A_i)x \quad (7)$$

em que x em R^n é o vetor de estados do sistema. A_0, A_1, \dots, A_N são constantes da matriz de estados. Os parâmetros reais ζ_1, \dots, ζ_N são incertos, mas constantes no tempo e satisfazem:

$$0 \leq \zeta_i \leq \rho, i = 1, \dots, N \quad (8)$$

em que ρ é um escalar tal que $\rho > 0$.

Desse modo, o problema consiste em avaliar se o sistema é estável para todos os valores possíveis dos parâmetros incertos ζ_1, \dots, ζ_N .

Tem havido um grande esforço para lidar com o problema de estabilidade em questão, sobretudo a partir da teoria de Lyapunov para provar a estabilidade do sistema [13], [14], [15]. No entanto, tal abordagem geralmente produz resultados excessivamente conservadores e sua aplicação a sistemas de grande porte é limitada. Nesses casos, as técnicas de SMC têm apresentado bons resultados [16], [17], [18].

A SMC é especialmente útil na avaliação de fenômenos que se podem caracterizar por um comportamento probabilístico. A ideia por detrás do modelo é conseguir formar uma amostra significativa do comportamento de um sistema pelo sorteio de situações e respectiva análise, a fim de se avaliar o valor médio dos resultados, ou outros parâmetros, e daí deduzir o comportamento global do sistema a partir do comportamento da amostra.

III. METODOLOGIA

A metodologia proposta é resumida na Fig. 2.

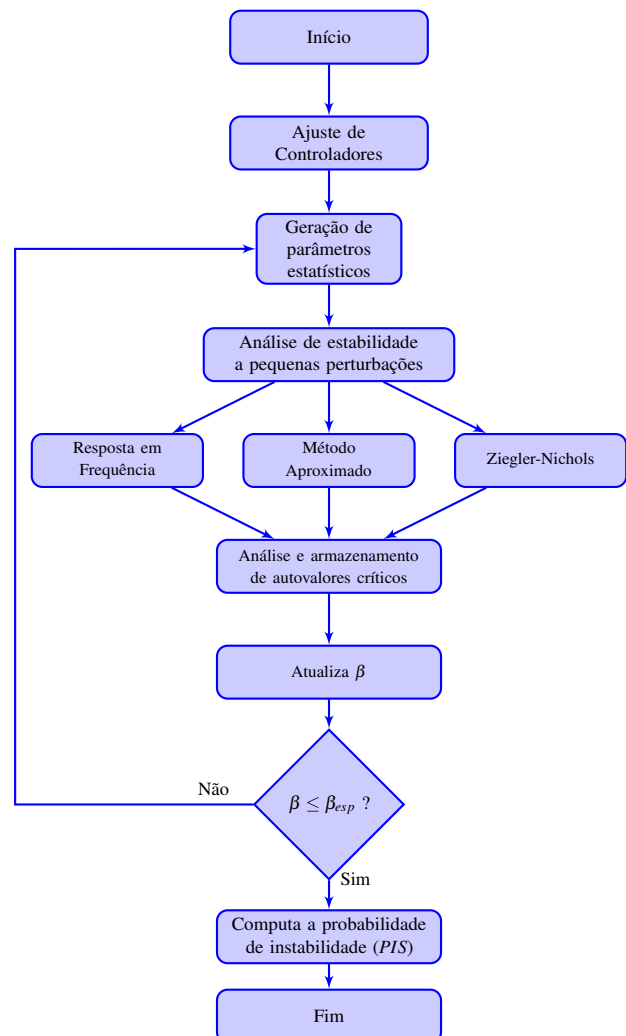


Fig. 2. Fluxograma da implementação do algoritmo.

O estágio inicial da metodologia compreende o ajuste dos controladores. Neste trabalho é proposta a avaliação de três técnicas distintas: Domínio da Frequência, Método Aproximado e Ziegler-Nichols [19], os quais são detalhados no Apêndice C.

Em seguida, inicia-se um processo sistemático de geração de variáveis de entrada aleatórias, análise de estabilidade e cálculo de autovalores críticos para as três técnicas de ajuste.

Ao gerar continuamente números aleatórios nos modelos probabilísticos construídos, conjuntos de variáveis de entrada do sistema são obtidos. Posteriormente, a estabilidade de pequeno sinal multiárea é analisada com base em autovalores críticos.

O valor esperado (*expected value*) do algoritmo de SMC é a média amostral da taxa de amortecimento de autovalores críticos, dado por:

$$\hat{E}(\xi_c) = \frac{1}{N} \sum_i^N (\xi_c) \quad (9)$$

em que N é a dimensão da amostra e ξ_c é dado por:

$$\xi_c = \left(\frac{-\alpha_c}{\sqrt{\alpha_c^2 + \omega_c^2}} \right) \quad (10)$$

sendo do α_c é a parte real do autovalor crítico, e ω_c é a parte imaginária (frequência de oscilação) do autovalor crítico.

O critério de parada, ou convergência, baseia-se definição de uma incerteza relativa, baseada no coeficiente de variação β , tal que:

$$\beta = \frac{\sigma(\hat{E}(\xi_c))}{\hat{E}(\xi_c)}, \quad (11)$$

em que σ é o desvio-padrão da taxa de amortecimento do autovalor crítico; e \hat{E} é o valor esperado da taxa de amortecimento do autovalor crítico ξ_c . O conhecimento do desvio-padrão $\sigma(\hat{E}(\xi_c))$ permite estimar um intervalo de confiança para o valor da estimativa da média, o que significa que haverá uma dada probabilidade que o intervalo assim calculado de β contenha de fato o valor exato procurado de ξ_c . Nesse trabalho é adotado o valor de $\beta = 5\%$, que significa que, para um nível de confiança de 95%, o intervalo calculado contenha de fato o valor exato procurado de ξ_c , que representa uma estimativa de precisão aceitável.

Uma vez atendido o critério de paragem, as estatísticas dos parâmetros do sistema, como os autovalores e as taxas de amortecimento são computados e os resultados armazenados. Com base nas estatísticas resultantes é possível obter a probabilidade de instabilidade como:

$$F_{\xi_c}(0) = P(\xi_c < 0) = \int_{-\infty}^0 f_{\xi_c}(x) dx \quad (12)$$

$$PIS = 1 - F_{\xi_c}(0) \quad (13)$$

em que F_{ξ_c} é a função de distribuição de probabilidade acumulada (CDF - *Cumulative Distribution Function*) da taxa de amortecimento do autovalor crítico; e, f_{ξ_c} é a função de distribuição de probabilidade (PDF - *Probability Distribution Function*) da taxa de amortecimento do autovalor crítico.

O termo *PIS* resulta a probabilidade da taxa de amortecimento do autovalor crítico (ξ_c) ser maior que zero, ou seja,

fornece informação sobre a probabilidade do sistema de energia se tornar instável.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção a metodologia proposta é aplicada ao sistema equivalente de duas áreas da Fig. 3, cujos parâmetros estão listados na Tabela I.

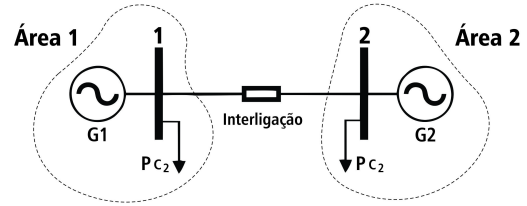


Fig. 3. Sistema interárea.

TABELA I
DADOS DAS ÁREAS.

	área 1	área 2
Capacidade nominal	3000 MW	2000 MW
Carga nominal	2000 MW	1500 MW
T_1	0,2 s	0,1 s
R	0,05 p.u.	0,04 p.u.
T_w	1 s	2 s
M	6 s	8 s
D	1 p.u.	1,5 p.u.

Na Tabela II são apresentadas as funções de transferência dos controladores obtidas através das técnicas: Resposta em Frequência (RF); Método Aproximado (AP) e Ziegler-Nichols (ZN).

TABELA II
FUNÇÕES DE TRANSFERÊNCIA DOS COMPENSADORES.

Técnicas	área 1	área 2
RF	$G_c = \frac{5,631s+1}{35,12s+1}$	$G_c = \frac{8,708s+1}{74,98s+1}$
AP	$G_c = \frac{8,117s+1}{67,64s+1}$	$G_c = \frac{17,37s+1}{271,4s+1}$
ZN	$G_c = \frac{4,204s+1}{42,68s+1}$	$G_c = \frac{7,435s+1}{164,3s+1}$

Nas simulações, adotou-se como regra de parada o coeficiente típico de variação das estimativas de $\beta \leq 5\%$ para todos os índices. É importante salientar que todas as técnicas de ajustes e análise de estabilidade foram realizadas utilizando as mesmas rotinas de solução. Os desenvolvimentos metodológicos se deram em ambiente MATLAB® e as simulações foram computadas usando CPU Intel Core i5-2400, velocidade de processamento de 3,19 GHz com 4 GB de RAM.

A Fig. 4 mostra os autovalores resultantes de modelo probabilístico de incertezas paramétricas geradas na SMC, considerando-se o ajuste do CAG obtido através do método RF.

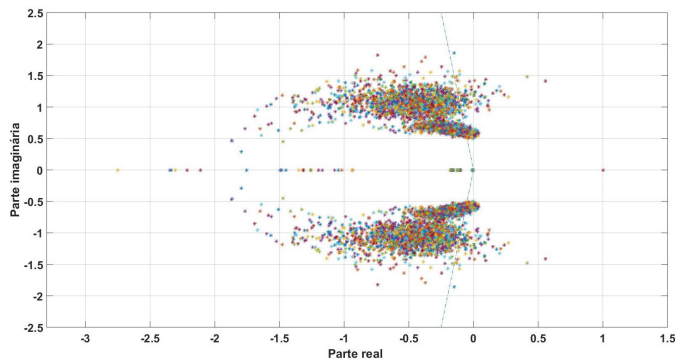


Fig. 4. Autovalores - Método RF.

Pode-se observar que este sistema apresenta diversos modos de oscilação instáveis (autovalores com parte real positiva), fortemente afetados pelas incertezas paramétricas. A Fig. 5 traz a PDF e CDF da taxa de amortecimento do autovalor crítico resultante.

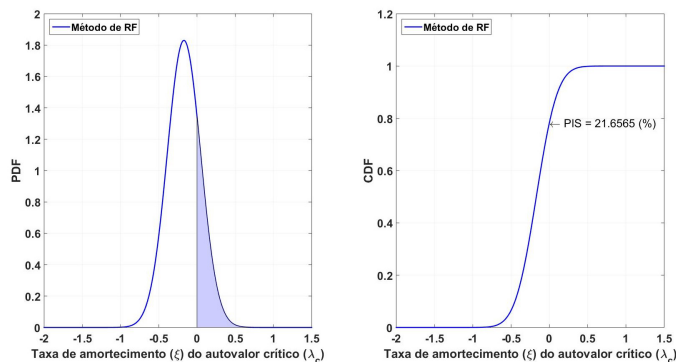


Fig. 5. Curvas de PDF e CDF - Método RF.

Nota-se uma significativa probabilidade do sistema se tornar instável, traduzida pelo valor de $PIS = 21,6565\%$. A Fig. 6 mostra os autovalores resultantes do método de ajuste AP.

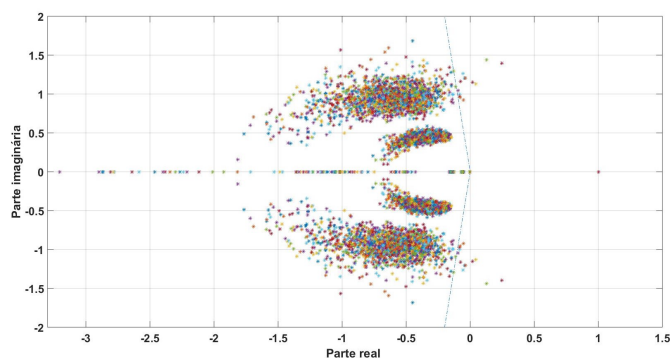


Fig. 6. Autovalores - Método AP.

Neste caso, a quantidade de modos de oscilação instáveis reduz significativamente. A PDF e CDF resultantes da sintonização através do método AP são apresentadas na Fig. 7.

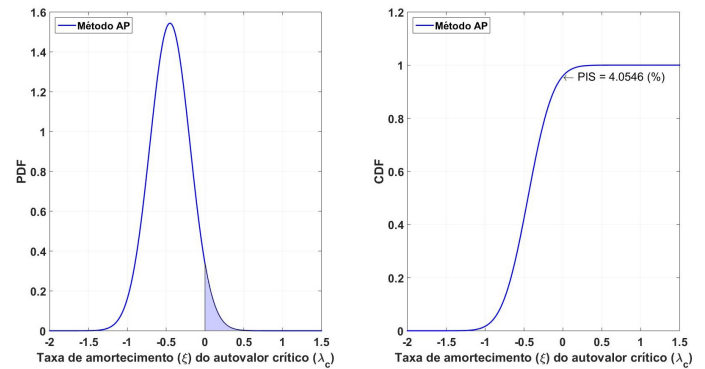


Fig. 7. Curvas de PDF e CDF - Método AP.

Percebe-se que a sintonização através da técnica AP repercute em uma probabilidade reduzida de instabilidade, com índice de $PIS = 4,0546\%$.

Por fim, a Fig. 8 apresenta os autovalores resultantes, considerando-se o método de ZN.

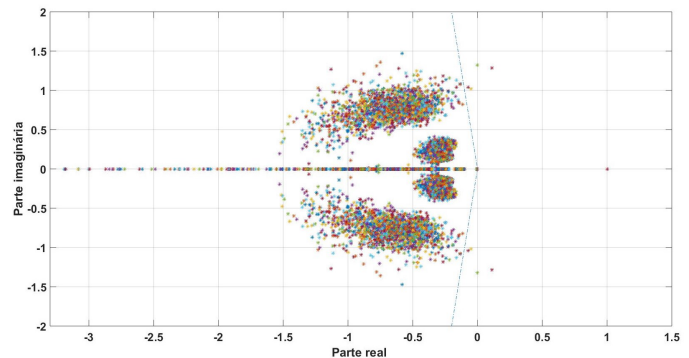


Fig. 8. Autovalores - Método ZN.

A PDF e CDF resultante da sintonização obtida com o método de ZN são mostradas na Fig. 9.

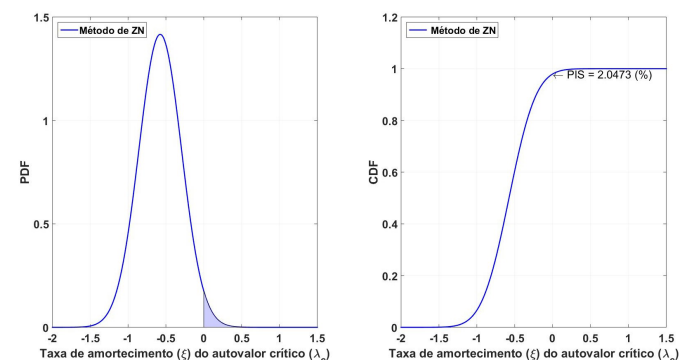


Fig. 9. Curvas de PDF e CDF - Método ZN.

Em síntese, os resultados do sistema multiárea em análise indicam que o método de ZN apresenta, dentre as técnicas ana-

lisadas, uma maior robustez diante de incertezas paramétricas, com $PIS = 2,0473\%$.

Na Fig. 10 é apresentado o comportamento do processo de SMC, o qual convergiu em 1.831 iterações.

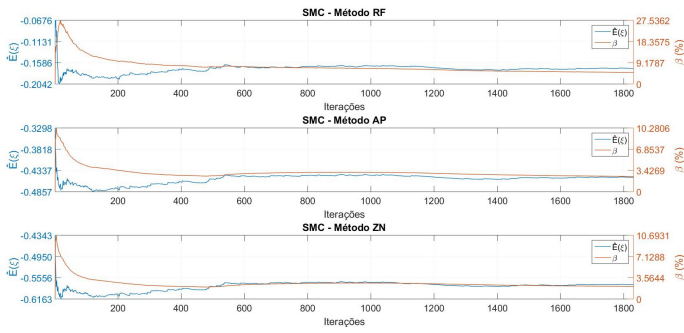


Fig. 10. Convergência da SMC.

A Tabela III sumariza os resultados estatísticos importantes de valor esperado da taxa amortecimento do autovalor crítico $\hat{E}(\xi_c)$, coeficiente de variação das estimativas β , assim como o $PIS = 2,0473\%$.

TABELA III
SÍNTESE DE RESULTADOS ESTATÍSTICOS.

	RF	AP	ZN
$\hat{E}(\xi_c)$	-0,1708	-0,4508	-0,5759
β	4,99%	2,44%	2,09%
PIS	21,6565	4,0546	2,0473

O método de ZN apresentada a maior taxa de amortecimento esperada ($\hat{E}(\xi_c) = -0,5759$), seguido do método AP ($\hat{E}(\xi_c) = -0,4508$), e RF ($\hat{E}(\xi_c) = -0,1708$). Este comportamento se mostra aderente aos valores obtidos de PIS .

V. CONCLUSÕES

Este artigo introduziu uma nova abordagem para a análise de desempenho de técnicas de ajuste de Controle Automático de Geração (CAG) com incertezas paramétricas. O algoritmo se mostra potencialmente útil para mapear modos de oscilação críticos, em regiões estáveis e instáveis, usando um algoritmo de SMC. Isso possibilita avaliar a robustez de técnicas de ajuste de controladores, tendo como métricas funções de distribuição de probabilidade de taxas de amortecimento de autovalores críticos. No caso particular do sistema em estudo, o método de Ziegler-Nichols apresentou melhor desempenho e robustez dinâmica, em comparação as demais técnicas avaliadas. Destaca-se, ainda, que, embora análise tenha se detido a três técnicas clássicas de ajuste, a metodologia proposta é flexível para expandir a análise a outras técnicas, bem como uma combinação das técnicas exploradas. Nas pesquisas futuras, pretende-se ampliar a abrangência da metodologia, incluindo incertezas atreladas às fontes de geração renováveis, notadamente a geração fotovoltaica e eólica. Finalmente, destaca-se a falta de exemplos de *benchmark* padronizados para análise de desempenho de técnicas de ajuste frente a incertezas paramétricas e, portanto, seria interessante estabelecer tal coleção.

APÊNDICE A INCERTEZAS PARAMÉTRICAS

Em virtude da escassez de dados estatísticos de parâmetros de máquinas elétricas, neste trabalho a modelagem de incertezas leva em conta valores típicos apresentados na literatura, em especial [20]. A Fig. 11 e Fig. 12 a seguir apresentam as PDF dos parâmetros das áreas 1 e 2, vinculados à análise de estabilidade multiárea a pequenas perturbações.

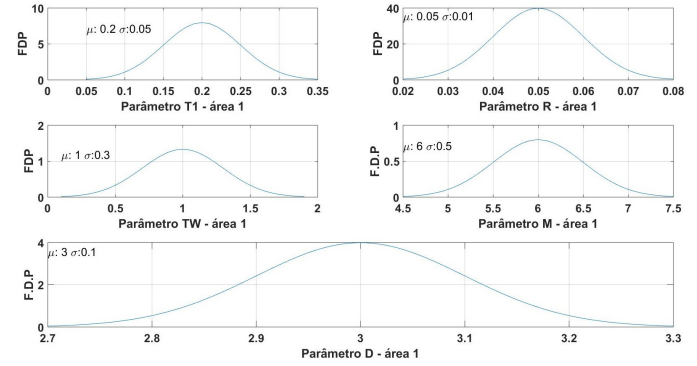


Fig. 11. Parâmetros área 1.

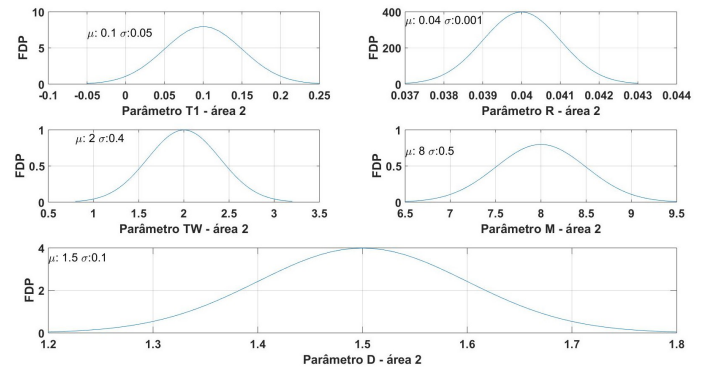


Fig. 12. Parâmetros área 2.

APÊNDICE B CAG - MODELAGEM E AUTOVALORES

A análise de autovalores críticos discutida na seção II requer que o modelo dinâmico do sistema seja representado em espaço de estados, de acordo com:

$$\dot{x} = Ax(t) + Bu(t) \quad (14)$$

A matriz de estados A , pertence a $\mathcal{R}^{n \times n}$ e a matriz de controle B , pertence a $\mathcal{R}^{n \times m}$, sendo n o número de variáveis de estado do vetor $x(t)$ com dimensão $n \times 1$ e m o número de sinais de entrada de controle, com dimensão $m \times 1$.

Para fins de exemplificação, para a obtenção das matrizes A e B que descrevem a dinâmica de uma área do sistema equivalente da Figura 1, consideram-se, inicialmente, as equações dinâmicas que descrevem o sistema no domínio da frequência:

$$s\Delta G_1(s) = \frac{1}{T_{11}}\Delta r'_1(s) - \frac{1}{R_1 T_{11}}\Delta\omega_1(s) - \frac{1}{T_{11}}\Delta G_1(s) \quad (15)$$

$$s\Delta Pm_1(s) = -\frac{2}{T_{11}}\Delta r'_1(s) - \frac{2}{R_1 T_{11}}\Delta\omega_1(s) + \left(\frac{T\omega_1 - 2T_{11}}{T_{11}T\omega_1}\right)\Delta G_1(s) - \frac{2}{T\omega_1}\Delta Pm_1(s) \quad (16)$$

$$s\Delta\omega_1(s) = \frac{1}{M_1}\Delta Pm_1(s) - \frac{1}{M_1}\Delta P_{L1}(s) - \frac{D_1}{M_1}\Delta\omega_1(s) \quad (17)$$

A partir das equações dinâmicas Eqs.(15)-(17), aplicando-se a transformada inversa de Laplace, em notação matricial, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{G}_1 \\ \Delta\dot{P}m_1 \\ \Delta\dot{\omega}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_{11}} & 0 & -\frac{1}{T\omega_1 R_1} \\ \left(\frac{T\omega_1 - 2T_{11}}{T_{11}T\omega_1}\right) & -\frac{2}{T\omega_1} & -\frac{2}{T_{11}R_1} \\ 0 & \frac{1}{M_1} & -\frac{D_1}{M_1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta G_1 \\ \Delta Pm_1 \\ \Delta\omega_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{T_{11}} \\ -\frac{2}{T_{11}} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta r'_1 + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{1}{M_1} \end{bmatrix} [\Delta P_{L1}] \quad (18)$$

Nesse caso, os autovalores da matriz A podem ser obtidos como:

$$\det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \quad (19)$$

em que, λ é o vetor de autovalores (escalar) e \mathbf{I} é a matriz identidade. A Eq. (19) resulta em um polinômio de grau n em λ , conhecido como polinômio característico. As raízes do polinômio característico são os autovalores da matriz A . Dentre tais autovalores, apenas os autovalores com parte real positiva são considerados autovalores críticos, os quais são utilizados como métrica de desempenho dinâmico do sistema a pequenas perturbações.

APÊNDICE C AJUSTE DE CONTROLADORES

As técnicas de ajuste de controladores exploradas neste trabalho se referem ao método do Domínio da Frequência, método Aproximado e o método de Ziegler-Nichols, a seguir discutidos.

A. Método do Domínio da Frequência

Os métodos de projeto baseados na resposta em frequência são amplamente difundidos. Os critério a serem atendidos são valores previamente especificados para a margem de ganho (MG), a margem de fase (MF). Neste trabalho, adotou-se a margem de fase desejada de 40 graus e a folga devido ao atraso do compensador 15 graus, de modo a propiciar robustez do sistema a erros de modelagem. As Eqs. 20 e 21 apresentam as funções de transferência resultantes dos sistemas compensados das área 1 e 2.

$$G_{\text{área 1}}(s) = \frac{-112,6s^2 + 92,62s + 20}{21,12s^4 + 152s^3 + 240,1s^2 + 41,9s + 1} \quad (20)$$

$$G_{\text{área 2}}(s) = \frac{-435,4s^2 + 167,7s + 25}{59,98s^4 + 671,9s^3 + 732,5s^2 + 122,1s + 1,5} \quad (21)$$

B. Método Aproximado

O método aproximado utiliza o procedimento semelhante ao resposta em frequência, contudo consideram-se algumas aproximações. No controle de velocidade de um hidrogerador, a parte ajustável da função de transferência em malha fechada do sistema é dada pela Eq. 22.

$$F_{aj}(s) = \frac{T_r s + 1}{R \frac{T_r}{R} T_r s + 1} \quad (22)$$

Como para altas frequências $\omega(r/R)T_r \gg T_r$, tem-se:

$$F_{aj}(s) = \frac{T_r s}{R \frac{T_r}{R} T_r s} = \frac{1}{r} \quad (23)$$

Este ganho também pode ser expresso como R/r vezes o ganho $1/R$ na frequência zero. Além disso, nas altas frequências o ângulo de fase aproxima-se de zero. Portanto para altas frequências, pode-se considerar a seguinte equação:

$$F_{aj}(s) \approx \frac{1}{r} \quad (24)$$

Este é o motivo pelo qual r é chamado de estatismo transitório. Como $r > R$ (compensador de atraso de fase), o ganho nas altas frequências é menor que o ganho em regime permanente. Portanto os parâmetros a ajustar são r e T_r . Nesse caso, as Eqs. 25 e 26 apresentam as funções de transferência resultantes dos sistemas compensados das área 1 e 2, referente ao método aproximado.

$$G_{\text{área 1}}(s) = \frac{-162,3s^2 + 142,3s + 20}{40,58s^4 + 291,5s^3 + 457,5s^2 + 74,34s + 1} \quad (25)$$

$$G_{\text{área 2}}(s) = \frac{-868,5s^2 + 384,3s + 25}{217,1s^4 + 2430s^3 + 2628s^2 + 416,8s + 1,5} \quad (26)$$

C. Método de Ziegler-Nichols

O método proposto de Ziegler-Nichols se baseia no valor do ganho crítico, que leva o sistema ao limite de estabilidade, em função do período de oscilação, em função das constantes K_C e T_i , como:

$$K_C(s) = 0,45K_{osc} \quad (27)$$

$$T_i(s) = 0,83P_{osc} \quad (28)$$

em que $K_{osc}(s)$ e P_{osc} são expressos em termos de:

$$K_{osc}(s) = \frac{(2T_1 + T_w) + \left(\frac{T_1 T_w}{2} D^2 + T_1 M D + M^2\right) + (T_1 T_w M D (1 + \frac{T_w}{2T_1}))}{T_w [T_w (M + T_1 D) + 3T_1 M]} \quad (29)$$

$$P_{osc}(s) = 2\pi \sqrt{\frac{M(2T_1 + T_w) + (DT_1 T_w)}{2(D + K_{osc})}} \quad (30)$$

Assim, a partir do cálculo de $K_{osc}(s)$ e $P_{osc}(s)$, obteve-se as funções de transferência resultantes dos sistemas compensados das área 1 e 2, como:

$$G_{\text{área 1}}(s) = \frac{-84,08s^2 + 64,08s + 20}{25,61s^4 + 184,1s^3 + 290,3s^2 + 49,38s + 1} \quad (31)$$

$$G_{\text{área 2}}(s) = \frac{-371,8s^2 + 135,9s + 25}{131,4s^4 + 1471s^3 + 1594s^2 + 256,1s + 1,5} \quad (32)$$

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS) a partir do Edital 04/2019 – ARD (19/2551-0001329-9).

REFERÊNCIAS

- [1] W. Huang, D. J. Hill and X. Zhang, "Small-Disturbance Voltage Stability of Power Systems: Dependence on Network Structure," in *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 35, no. 4, pp. 2609-2618, Jul. 2020.
- [2] M. E. C. Bento, D. Dotta, R. Kuiava and R. A. Ramos, "Robust design of coordinated decentralized damping controllers for power systems," in *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. vol. 99, no. 5-8, pp. 2035-2044, Nov. 2018.
- [3] Y. Xu, J. Ma, Z. Yang Dong and D. J. Hill, "Robust Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow with Uncertain Dynamic Loads," in *IEEE Transactions on Smart Grid*. vol. 8, no. 4, pp. 1911-1921, Jul. 2017.
- [4] H. Yuan and Y. Xu, "Preventive-Corrective Coordinated Transient Stability Dispatch of Power Systems with Uncertain Wind Power," in *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 35, no. 5, pp. 3616-3626, Set. 2020.
- [5] M. R. Licea, I. Cervantes, "Robust indirect-defined envelope control for rollover and lateral skid prevention", in *Control Engineering Practice*, vol. 61, pp. 149-162, Apr. 2017.
- [6] Y. Pan, F. Liu, L. Chen, J. Wang, F. Qiu, C. Shen and S. Mei, "Towards the Robust Small-Signal Stability Region of Power Systems Under Perturbations Such as Uncertain and Volatile Wind Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1790-1799, Mar. 2018.
- [7] C. Wang, L. Shi, L. Yao, L. Wang, Y. Ni, and M. Bazargan, "Modelling analysis in power system small signal stability considering uncertainty of wind generation," in *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-7, Jul. 2010.
- [8] S. Bu, W. Du, H. Wang, Z. Chen, L. Xiao, and H. Li, "Probabilistic analysis of small-signal stability of large-scale power systems as affected by penetration of wind generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 27, no. 2, pp. 762-770, May. 2012.
- [9] B. Yuan, M. Zhou, G. Li, and X. Zhang, "Stochastic small-signal stability of power systems with wind power generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 30, no. 4, pp. 1680-1689, Jul. 2015.
- [10] R. Preece, K. Huang and J. V. Milanović, "Probabilistic Small-Disturbance Stability Assessment of Uncertain Power Systems Using Efficient Estimation Methods," in *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 29, no. 5, pp. 2509-2517, Sep. 2014.
- [11] B. Pal and B. Chaudhuri, "Robust Control in Power Systems". New York, NY, USA: Springer, 2005.
- [12] D. Zhai, Q. Zhang and G. Liu, "Robust stability analysis of linear systems with parametric uncertainty," in *International Journal of Systems Science*, vol. 43, no. 9, pp. 1683-1688, Jan. 2012.
- [13] H. Xin, D. Gan and J. Qiu, Y. Ni, "A method for analyzing the impact of parameter uncertainties on transient stability," in *Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*, vol. 26, no. 20, pp. 15-21, Oct. 2006.
- [14] H. Xin, D. Gan and J. Qiu, Z. Qu, Y. Ni, "Methods for estimating stability regions with application to power systems," in *European Transactions on Electrical Power*, vol. 17, no. 2, pp. 113-133, Sep. 2006.
- [15] T. Odun-Ayo and M.L. Crow, "Structure-preserved power system transient stability using stochastic energy functions," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1450-1458, Aug. 2012.
- [16] J. Liu, J. Liu, J. Zhang, W. Fang and L. Qu, "Power system stochastic transient stability assessment based on Monte Carlo simulation," in *The Journal of Engineering*, vol. 2019, no. 16, pp. 2051-3305, Apr. 2019.
- [17] H. Huang, C. Y. Chung, K. W. Chan and H. Chen, "Quasi-Monte Carlo Based Probabilistic Small Signal Stability Analysis for Power Systems with Plug-In Electric Vehicle and Wind Power Integration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3335-3343, Aug. 2013.
- [18] X.Y. Bian, X.X. Huang, K.C. Wong, K.L. Lo, Yang Fu and S.H. Xuan, "Improvement on probabilistic small-signal stability of power system with large-scale wind farm integration," in *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 61, pp. 482-488, Oct. 2014.
- [19] J. Astrom Karl and H. Tore. *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*. Publisher: ISA, 1995.
- [20] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. 2. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.



energia elétrica com aplicação de métodos de otimização vinculados ao conceito de Smart Grids.



Moises M. Santos é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (2005), Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2008) e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria, com período sanduíche na Universidade do Porto, Portugal (2017). Atualmente é professor adjunto nível 1 junto à Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul. Atua nas áreas de planejamento, análise e operação de sistemas de

Gabriel Calvaitis Santana Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (2019). Atualmente é aluno de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. As principais áreas de interesse são: análise e estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência.



dustriais, atuando principalmente nos seguintes temas: qualidade de energia, instrumentação, sistemas supervisórios, acionamentos de máquinas elétricas e educação em engenharia.

Maurício de Campos possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (1997), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (2000) e é doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande (2017). Atualmente é professor adjunto da Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Automação Eletrônica de Processos Elétricos e Industriais, atuando principalmente nos seguintes temas: qualidade de energia,



de Potência. Atua nas áreas de planejamento, análise e operação de sistemas de energia elétrica com aplicação de métodos de otimização. Principal interesse em pesquisa e desenvolvimento na área de transmissão e distribuição, tarifação, redes elétricas inteligentes e microrredes.

Mauricio Sperandio é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria - RS, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, e concluiu mestrado e doutorado em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2004 e 2008, respectivamente, vinculado ao Laboratório de Planejamento (LabPlan). De 2009 a 2013 foi professor adjunto da Universidade Federal do Pampa - Campus Alegrete (RS). Atualmente está na Universidade Federal de Santa Maria, estando como chefe do Depto. de Eletromecânica e Sistemas



Ciência da Computação, Coordenador do Grupo de Pesquisa GAIC e professor permanente do Programa em Modelagem Matemática (cursos de Mestrado e Doutorado) da Unijui. Possui experiência nas áreas de Ciência da Computação, Engenharia Elétrica e Matemática Aplicada, com ênfase em Smart Grids, Modelagem Matemática de baterias e gerenciamento dinâmico de energia. É sócio fundador da VSYS Soluções Inteligente uma startup que atua no segmento das Redes Elétricas Inteligentes.

Paulo Sérgio Sausen possui graduação, Bacharelado, em Informática pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (1993), Mestrado em Ciência da Computação pela Universidade Federal da Paraíba (1997) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande (2008). Atualmente é professor Adjunto nível 2, do Departamento de Ciências Exatas e Engenharia (DCEEEng), da Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (UNIJUI) onde é membro do NDE do Curso de