

## Projeto de Controladores Centralizados de Amortecimento Considerando a Incerteza da Geração Eólica

Natali V. C. Gonçalves\* André M Kernbichler\*\*  
Tatiane C. C. Fernandes\*\*\* Ahda P. Grilo-Pavani\*\*\*\*  
Rodrigo Andrade Ramos†

\* Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, SP, (e-mail: nversiani@usp.br).

\*\* Departamento de Engenharia Elétrica, UFSCar, SP (e-mail: kernbichlerandre@estudante.ufscar.br)

\*\*\* Departamento de Engenharia Elétrica, UFSCar, SP (e-mail: tatianefernandes@ufscar.br)

\*\*\*\* Centro de Engenharias, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, UFABC, SP, (e-mail: ahda.pavani@ufabc.edu.br)

† Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, SP, (e-mail: rramos@usp.br)

---

**Abstract:** This paper presents an approach to incorporate the uncertainty of wind power generation in the design of Wide-Area Damping Controllers (WADCs). The approach is based on the Cross-Entropy method and allows obtaining deviations from the predicted output power that result in violations of the small-signal stability margin. The Cross-Entropy based algorithm allows accelerating the convergence of the sampling generation by making adaptive changes to the probability density function, minimizing the variance. As a result, the worst scenarios are identified and, consequently, the Wide-Area Damping Controllers can be designed to enhance the damping factors of the system for critical conditions. The proposed approach procedure was applied to a modified version of the IEEE Benchmark 68-bus NETS-NYPS System, with significant penetration of wind power generation. The results show that the WADC designed is effective to damp low-frequency electromechanical oscillations even in critical conditions of power injections from wind power sources.

**Resumo:** Este artigo apresenta uma abordagem para incorporar a incerteza da geração de energia eólica no projeto de controladores centralizados de amortecimento. A abordagem proposta fundamenta-se no método de Entropia Cruzada e permite obter desvios da potência injetada pela geração eólica que resultem em violações da margem de estabilidade de pequenos sinais. O algoritmo baseado em Entropia Cruzada permite acelerar a convergência da geração de amostragem fazendo alterações adaptativas na função densidade de probabilidade, minimizando a variância. Como resultado, os cenários críticos são identificados e, conseqüentemente, o controlador centralizado de amortecimento pode ser projetado para aprimorar os fatores de amortecimento do sistema para essas condições de operação. O procedimento proposto foi aplicado a uma versão modificada do Sistema IEEE 68 barras (NETS-NYPS), com significativa participação da geração de energia eólica em sua matriz elétrica. Os resultados mostram que o WADC projetado é eficaz para amortecer oscilações eletromecânicas de baixa frequência mesmo em condições críticas de injeção de potência dos geradores eólicos.

**Keywords:** Small-Signal Stability, Wind Power, Uncertainty, Wide-Area Damping Controller, Stability

**Palavras-chaves:** Estabilidade a pequenas perturbações, Geração Eólica, Incertezas, Controlador Centralizado de Amortecimento, Estabilidade.

## 1. INTRODUÇÃO

A geração de energia eólica vem crescendo significativamente nos últimos anos em vários países devido às preocupações ambientais (Council, 2021), o que está levando a mudanças no comportamento dinâmico dos sistemas de energia, principalmente em locais com alta penetração de geração eólica (Mendonca and Lopes, 2005; Bu et al., 2011).

Preocupações com a estabilidade de tensão (Cabo et al., 2020; Wang et al., 2016) e estabilidade transitória (Ullah and Thiringer, 2008) têm recebido atenção considerável, principalmente quando se trata da resposta do sistema a uma grande perturbação. A estabilidade de pequenos sinais também pode ser afetada por essas mudanças no sistema elétricos de potência, uma vez que alteram os fluxos de potência na rede de transmissão e podem interagir com máquinas síncronas para alterar os torques de amortecimento induzidos em seu eixo. (Lyu et al., 2013; Vowles et al., 2008; Gautam et al., 2009; Modi and Saha, 2012; Xu et al., 2017). No entanto, não há uma conclusão definitiva sobre se a energia eólica influencia positiva ou negativamente no amortecimento do sistema: alguns estudos apontam que a geração de energia eólica pode diminuir o amortecimento dos modos inter-áreas, enquanto algumas pesquisas mostraram que esses geradores podem melhorar o amortecimento do sistema (Xu et al., 2017). Diferentes conclusões foram alcançadas usando diferentes sistemas, bem como diferentes níveis de penetração de energia eólica.

Como a capacidade de geração das fontes eólicas depende da velocidade do vento, o efeito que esses geradores têm na rede é de natureza estocástica. Segundo Bu et al. (2011), verifica-se que esta variação estocástica pode fazer com que o sistema opere em cenários instáveis mesmo que o sistema seja estável no caso tomado como base. Portanto, considerando que a alta penetração da energia eólica é uma tendência nos sistemas de energia do futuro, é importante considerar esse comportamento estocástico característico no projeto dos controladores de amortecimento, para garantir a estabilidade do sistema mesmo em cenários críticos (Liu et al., 2018).

Para representar a incerteza da geração de energia eólica, alguns estudos sobre a análise probabilística da estabilidade a pequenos sinais de sistemas elétricos têm sido conduzidos, a partir de diferentes métodos (Bu et al., 2011). Métodos numéricos como Simulações de Monte Carlo ou Métodos Quasi Monte Carlo têm sido amplamente utilizados (Wang et al., 2010; Shi et al., 2011; Huang et al., 2013), no entanto, essas técnicas geralmente exigem alto tempo de processamento e esforço computacional. Alguns métodos analíticos como a expansão de Gram-Charlier ou o Método dos Cumulantes (em inglês, *Cummulant-Based Method*) foram implementados, mas em algumas situações esses métodos podem ser imprecisos ou apresentar problemas de convergência. Além disso, é possível utilizar métodos aproximados como o Método de Estimação de Pontos, contudo, há desafios na aplicação deste método na análise

de sistemas de potência de grande porte. No trabalho desenvolvido por Xu et al. (2017) é possível encontrar uma revisão de literatura que abrange todos esses métodos e suas limitações.

Na perspectiva de controle, os Controladores Centralizados de Amortecimento (em inglês, *Wide-Area Damping Controllers*, ou WADCs) devem amortecer os modos inter-área nas condições de operação em que o sistema apresenta amortecimento insuficiente, ou seja, se o amortecimento do sistema estiver abaixo de 5% (Martins and Lima, 1989). Para projetar um controlador de amortecimento que seja eficaz para um sistema com uma participação significativa de fontes eólicas, pode-se utilizar um método numérico que identifique os cenários críticos de operação da rede, de tal forma que o operador possa implementar ações especialmente projetadas para essas determinadas condições. No entanto, é um desafio encontrar essas condições de operação, considerando as incertezas envolvidas, sem grandes esforços computacionais.

Os WADCs têm sido amplamente empregados para amortecer oscilações inter-áreas em sistemas com geração de energia eólica (Simon and Swarup, 2017; Surinkaew and Ngamroo, 2018). Por exemplo, os autores Surinkaew and Ngamroo (2018) propõem um controle WADC adaptativo para um sistema com participação da geração eólica bem como de painéis fotovoltaicos. Os resultados obtidos mostram que o WADC é eficiente para amortecer os modos oscilatórios, no entanto, exigiu-se um alto esforço computacional para considerar a incerteza da geração no projeto do controlador, demandando 10.000 pontos de operação para cada Simulação Monte-Carlo.

Para superar essa limitação, este artigo propõe uma abordagem baseada no método de Entropia Cruzada para calcular combinações de desvios de geração eólica que reduzem as margens de estabilidade de pequenos sinais do sistema. Esta técnica permite acelerar a convergência das amostras de condições de operação, identificando cenários críticos em poucas iterações. Os piores cenários identificados pelo algoritmo são, então, utilizados como entrada para projetar um controlador de amortecimento centralizado capaz de estabilizar o sistema em sua pior condição de operação.

O restante do artigo está organizado da seguinte forma: A Seção II descreve o modelo de incerteza de geração eólica. A Seção III descreve o método proposto baseado na Entropia Cruzada. A Seção IV descreve o procedimento de modelagem e projeto para o WADC. A Seção V apresenta o sistema-teste e os resultados. As conclusões são apresentadas na Seção VI.

## 2. MODELO DE INCERTEZAS DA GERAÇÃO EÓLICA

O planejamento de operação de curto prazo geralmente emprega algum tipo de previsão de vento, que utiliza algoritmos de previsão numérica do tempo associados a métodos estatísticos e de aprendizado de máquina para converter as variáveis meteorológicas em previsões de geração de energia eólica. No entanto, mesmo com os es-

\* Este trabalho teve apoio da FAPESP - processo #2018/20104-9 e da CAPES - processo #88887.510855/2020-00

forços para aprimorar as técnicas de previsão, sempre há incerteza associada a essa previsão, que pode ser representada por diferentes métodos estatísticos. Quando apenas a velocidade do vento é considerada, ela geralmente é representada por uma distribuição Weibull, no entanto, essa distribuição pode não ser a mais adequada quando se trata de prever a incerteza da previsão de energia eólica de curto prazo Bludszuweit et al. (2008).

Recentemente, estudos descobriram que, em horizontes de curto prazo, a energia eólica pode ser bem descrita pela distribuição Beta (Bludszuweit et al., 2008). Desta forma, assumindo uma certa previsão ( $p \in [0, 1]$ ), representada pela potência prevista normalizada, a ocorrência de valores de potência,  $P$ , é dada pela função Beta da seguinte forma (Bludszuweit et al., 2008):

$$f_p(P) = P^{\alpha-1} \cdot (1 - P)^{\beta-1} \cdot n \quad (1)$$

onde  $\alpha$  e  $\beta$  são parâmetros de forma da função de distribuição e  $n$  é o fator de normalização.

Os parâmetros da distribuição Beta estão relacionados com a média da potência prevista,  $p$ , representada pela média ( $\mu$ ), e a variância do erro ( $\sigma^2$ ) conforme descrito por (Bludszuweit et al., 2008):

$$\alpha = \frac{(1 - p) \cdot \mu^2}{\sigma^2} - \mu \quad (2)$$

$$\beta = \frac{1 - \mu}{\mu} \alpha \quad (3)$$

### 2.1 Abordagem Baseada em Entropia Cruzada

A entropia cruzada é um método de amostragem proposto por Rubinstein (1997) para resolver problemas de simulação de eventos raros, e estendido para resolver problemas de otimização e combinatórios. Consiste em um método de amostragem por importância adaptativa projetado para estimar eventos com baixa probabilidade de ocorrência, para os quais a aplicação de Simulações de Monte Carlo exigiria um grande número de amostras. Este recurso pode ser utilizado para melhorar o processo de estimativa da probabilidade de ocorrência de amortecimento insuficiente no sistema elétrico.

Seja  $X$  uma variável aleatória com uma função de densidade de probabilidade  $f_x$  e  $\gamma$  um número real. Assumindo que um evento  $S(X) \leq \gamma$  com baixa probabilidade de ocorrência é representado pela função  $H(X)$ . Esta função pode ser estimada usando  $f_x$  usando um grande número de amostras. No entanto, o desempenho da convergência pode ser melhorado pela amostragem de importância pelo algoritmo de Entropia Cruzada. O algoritmo consiste em gerar amostras aleatórias  $X_1, X_2, \dots, X_N$  a partir de uma função de densidade de probabilidade de amostragem de importância  $g(\cdot)$ , usando o seguinte estimador (Rubinstein, 1997):

$$\tilde{E}[H(X)] = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N H(x_j) W(x_j) \quad (4)$$

onde  $W(x) = f_x(X)/g_x(X)$  é chamado de razão de semelhança, que é um fator de correção a ser usado na estimativa de  $E[H(X)]$ . O algoritmo de Entropia Cruzada obtém a aproximação de  $g_x$  minimizando a divergência de Kullback-Leibler (a distância entre duas distribuições de probabilidade) entre  $f_x$  e  $g_x$  iterativamente. Nesse sentido, o método é, basicamente, um algoritmo adaptativo de minimização de variância.

Os passos do Método Baseado em Entropia Cruzada aplicado neste artigo são apresentados no Algoritmo 1. A ideia principal do algoritmo é gerar um conjunto de  $N$  amostras ( $X_1, X_2, \dots, X_N$ ), e, de acordo com seu desempenho, selecionar as amostras elite para calcular o  $g_x$ . A potência prevista,  $\mu$ , e a variância,  $\sigma^2$ , são entradas para calcular os parâmetros da distribuição Beta.

Para cada novo conjunto de  $N$  amostras, o algoritmo propõe a busca de amostras com margem de estabilidade de pequenos sinais inferior ao cenário base. Nesse sentido, a cada iteração,  $t$ , o desempenho das amostras é avaliado por  $S(X)$  e as amostras  $N_{elite}$  com os menores valores de  $S(X)$  (que devem estar no intervalo  $0 < S(X) < 5\%$ , para que os casos estáveis correspondentes apresentem violações de margem de estabilidade de pequenos sinais) são selecionados como amostras de elite. Essas  $N_{elite}$  amostras são utilizadas para calcular a nova média e variância das próximas iterações. É importante mencionar que os cenários que resultam em fatores de amortecimento negativos não são considerados pelo algoritmo, uma vez que nesses cenários os controladores locais de amortecimento não são capazes de manter a estabilidade do sistema, se o WADC for desligado. O algoritmo finaliza quando o amortecimento médio das amostras de elite apresenta uma diferença menor que 0,1% entre as iterações.

### 3. CONTROLADOR CENTRALIZADO

O amortecimento insuficiente em um sistema elétrico pode comprometer a resposta do sistema a uma perturbação. Para melhorar o desempenho do sistema, é comum empregar dispositivos que são acoplados diretamente ao Regulador Automático de Tensão (do inglês, *Automatic Voltage Regulator*, ou AVR) das máquinas síncronas, denominados Estabilizadores de Sistemas de Potência (do inglês, *Power System Stabilizers*, ou PSSs) Kundur et al. (1989). Como os PSSs são baseados apenas em medições locais, pode ser difícil amortecer as oscilações inter-áreas pois não possuem visão global do sistema, conforme apontado em Rogers (2000).

O desenvolvimento de Sistemas de Medição de Fasorial possibilitou o uso de sinais remotos no projeto de controladores que podem melhorar as margens de estabilidade de pequenos sinais de sistemas de potência, chamados de Controladores Centralizados de Amortecimento (WADC). Usando informações de partes remotas do sistema elétrico, este controlador ajuda a amortecer especialmente os modos inter-área. Uma visão geral de uma estrutura de controle hierárquica com um controlador centralizado de amortecimento empregado junto com os PSSs é apresentada na Figura 1.

Para projetar o WADC, o modelo de espaço de estados original do sistema de potência com PSSs foi linearizado

**Algoritmo 1** Algoritmo Baseado em Entropia Cruzada

**Entradas** Dados da rede, potência prevista e variância de cada gerador eólico

**Defina**  $N$  como o número de amostras por iteração,  $N_{elite}$  como o número de amostras de elite,  $t$  como o número de iterações.

**Defina** a potência prevista e a variância do erro de cada gerador eólico,  $j$ , como  $(\mu_j, \sigma_j^2)$

**Defina**  $t = 0$

**Faça**

$t=t+1$

**Calcule** os parâmetros da Distribuição Beta  $(\alpha_{t,j}, \beta_{t,j})$  para cada Gerador Eólico  $j$ , usando as equações (2) e (3).

**Gerar**  $N$  amostras  $X_1, X_2, \dots, X_N$  usando os parâmetros da Distribuição Beta de cada gerador eólico.

**Calcular**  $S(X)$ .

**Ordenar** as amostras em ordem crescente de  $S(X)$ .

**Faça**  $\psi$  como o conjunto ordenado de amostras no intervalo  $0 < S(X) < 5\%$  que contém todas as  $N_{elite}$  amostras.

**Para** cada gerador eólico,  $j \in \psi$ , calcule a média e a variância:

$$\mu_{t,j} = \frac{1}{N_{elite}} \sum_{i \in \psi} X_{it} \quad (5)$$

$$\sigma_{t,j}^2 = \frac{1}{N_{elite}} (X_{it} - \mu_{t,j})^2 \quad (6)$$

**Fim Para**

**Calcule** a o amortecimento médio para as amostras de elite para cada iteração,  $\mu_{elite}^t$

**Até**  $\mu_{elite}^t - \mu_{elite}^{t-1} < 0.1\%$

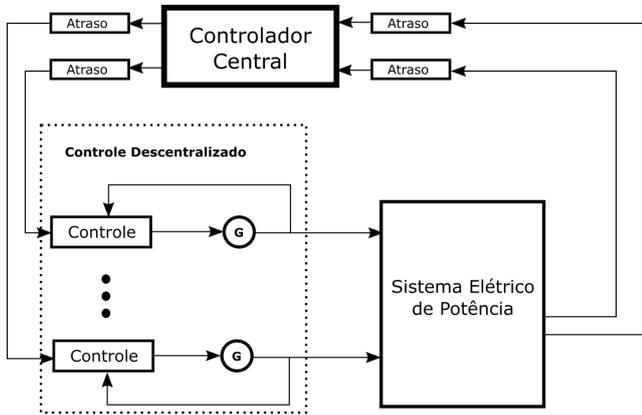


Figura 1. Estrutura de controle hierárquico

em torno de uma condição de operação, seguindo o procedimento descrito em Kundur (1994). A representação em espaço de estados considerando o modelo do sistema de potência com controladores locais e atrasos fixos (pode ser vista em detalhes em Bento (2019)), é descrita por:

$$\dot{\bar{\mathbf{x}}}_j = \bar{\mathbf{A}}_j \bar{\mathbf{x}}_j + \bar{\mathbf{B}}_j \bar{\mathbf{u}}_j \quad (7)$$

$$\bar{\mathbf{y}}_j = \bar{\mathbf{C}}_j \bar{\mathbf{x}}_j \quad (8)$$

onde o vetor de estados é  $\bar{\mathbf{x}}_j = [\mathbf{x}_j \ \mathbf{x}_{di} \ \mathbf{x}_{do}]^T$  e

$$\bar{\mathbf{A}}_j = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B}\mathbf{C}_{d_i} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{A}_{d_i} & \mathbf{0} \\ \mathbf{B}_{d_o}\mathbf{C} & \mathbf{0} & \mathbf{A}_{d_o} \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$\bar{\mathbf{B}}_j = \begin{bmatrix} \mathbf{B}\mathbf{D}_{d_i} \\ \mathbf{B}_{d_i} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\bar{\mathbf{C}}_j = [\mathbf{D}_{d_o}\mathbf{C} \ \mathbf{0} \ \mathbf{C}_{d_o}] \quad (11)$$

sendo que  $\bar{\mathbf{A}}_j \in \mathbb{R}^{r \times r}$ ,  $\bar{\mathbf{B}}_j \in \mathbb{R}^{r \times p}$  e  $\bar{\mathbf{C}}_j \in \mathbb{R}^{p \times r}$ .  $\mathbf{A}$  é a matriz de estado,  $\mathbf{B}$  é a matriz de entrada e  $\mathbf{C}$  é a matriz de saída do sistema de potência com controladores locais. As matrizes  $\mathbf{A}_{d_i}$ ,  $\mathbf{B}_{d_i}$ ,  $\mathbf{C}_{d_i}$  e  $\mathbf{D}_{d_i}$  são as matrizes de estado, entrada, saída e transmissão direta do sistema para atrasos de entrada.  $\mathbf{A}_{d_o}$ ,  $\mathbf{B}_{d_o}$ ,  $\mathbf{C}_{d_o}$  e  $\mathbf{D}_{d_o}$  são as matrizes de estado, entrada, saída e transmissão direta do sistema com atrasos de saída. Os vetores de estado para atrasos de entrada e saída são, respectivamente,  $\mathbf{x}_{d_i}$  e  $\mathbf{x}_{d_o}$ .

O WADC pode ser representado por equações de espaço de estado (com matrizes  $\mathbf{A}_c$ ,  $\mathbf{B}_c$ ,  $\mathbf{C}_c$  e  $\mathbf{D}_c$  e estado vetor  $\mathbf{x}_c$ ) ou por uma matriz de função de transferência  $\mathbf{C}\mathbf{C}(s) = \mathbf{C}_c(s\mathbf{I} - \mathbf{A}_c)^{-1}\mathbf{B}_c + \mathbf{D}_c$ :

$$\mathbf{C}\mathbf{C}(s) = \begin{bmatrix} c_{11}(s) & \dots & c_{1l}(s) \\ c_{21}(s) & \dots & c_{2l}(s) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ c_{m1}(s) & \dots & c_{ml}(s) \end{bmatrix} \quad (12)$$

Quando o WADC é adicionado ao sistema, as equações de malha fechada completas são dadas por:

$$\dot{\hat{\mathbf{x}}}_j = \hat{\mathbf{A}}_j \hat{\mathbf{x}}_j \quad (13)$$

onde o vetor de estados é  $\hat{\mathbf{x}}_j = [\hat{\mathbf{x}}_j \ \mathbf{x}_c]$ , e  $\hat{\mathbf{A}}_j$  é a matriz de estados de malha fechada:

$$\hat{\mathbf{A}}_j = \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{A}}_j + \bar{\mathbf{B}}_j \mathbf{D}_c \bar{\mathbf{C}}_j & \bar{\mathbf{B}}_j \mathbf{C}_c \\ \mathbf{B}_c \bar{\mathbf{C}}_j & \mathbf{A}_c \end{bmatrix}. \quad (14)$$

Os parâmetros WADC foram escolhidos por um algoritmo tradicional de Evolução Diferencial (Storn and Price, 1997) que visa encontrar as matrizes  $\mathbf{B}_c$  e  $\mathbf{C}_c$  que resultem em um amortecimento mínimo de 5% do sistema em malha fechada mesmo em sua pior condição operativa, fornecida pelo algoritmo baseado em entropia cruzada. Os sinais de entrada e saída foram escolhidos para serem, respectivamente, os sinais de desvio de velocidade angular ( $\Delta\omega$ ) e os sinais de controle WADC ( $V_{cc}$ ) das máquinas síncronas selecionadas no sistema. Os atrasos de tempo são fixados em  $T = 200$  ms (Dotta et al., 2008) e as matrizes  $\mathbf{A}_c$  e  $\mathbf{C}_c$  são fixadas na forma canônica observável para obter pólos em -25 (Bento, 2019).

#### 4. SISTEMA TESTE E RESULTADOS

O procedimento proposto foi aplicado a uma versão modificada do IEEE 68 barras (NETS-NYPS) com adição de usinas eólicas em 8 barras (barras 18, 26, 33, 50, 53, 57, 60 e 68, representados em vermelho na Figura 2). O sistema original é descrito em Canizares et al. (2016).

O sistema modificado possui um nível de penetração de geração eólica de 20% que abastece a carga original e também um acréscimo de carga adicional de 20% que foi distribuído proporcionalmente entre as barras. A capacidade instalada de cada usina eólica é de 600 MW para as barras 18 e 50 e 400 MW para as demais barras. Os geradores eólicos foram representados como máquinas de indução duplamente alimentadas a partir do modelo que está disponível no software ANATEM CEPEL (2017); Rangel et al. (2005). Os modos de oscilação dominantes no cenário base (todos os geradores fornecendo sua capacidade instalada) são apresentados na Tabela 1.

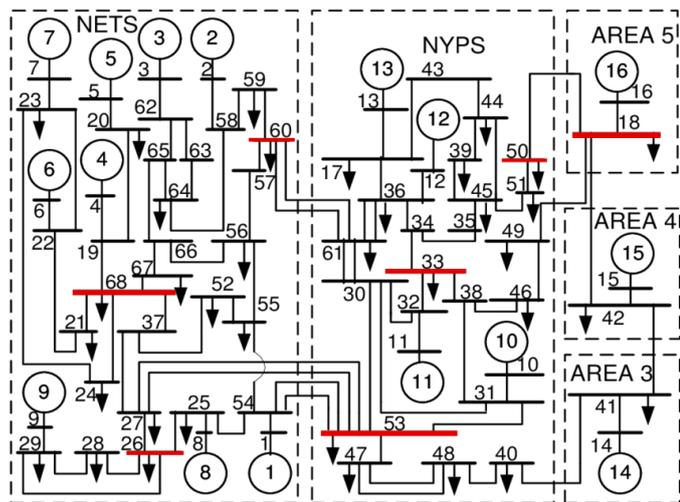


Figura 2. Sistema IEEE 68 barras modificado, barras com geração eólica em vermelho

Tabela 1. Modos de Oscilação Dominantes - Cenário Base

Real	Imaginário	Frequência (Hz)	Amortecimento (%)
-0,0077	3,2409	0,5158	2,3981
-0,1665	4,8963	0,7793	3,3992

O algoritmo proposto foi executado considerando 120 amostras. Em cada iteração, 15 amostras de elite com os menores fatores de amortecimento não negativos foram escolhidas. O algoritmo parou após 3 iterações com  $\mu_{elite}^t - \mu_{elite}^{t-1} = 0,05\%$ . Neste ponto, já havia um número considerável de amostras que apresentavam fatores de amortecimento negativos e problemas de convergência de fluxo de carga. A média da potência dos geradores eólicos para as amostras de elite para cada iteração é mostrada na Tabela 2. A Figura 3 apresenta o amortecimento médio por iteração.

Tabela 2. Média da potência de cada gerador eólico por iteração, em p.u.

Iteração	Barra 18	Barra 26	Barra 33	Barra 50	Barra 53	Barra 57	Barra 60	Barra 68
1	0,95	0,94	0,74	0,83	0,93	0,81	0,83	0,92
2	0,99	0,86	0,84	0,88	0,87	0,63	0,46	0,78
3	0,99	0,87	0,85	0,88	0,84	0,58	0,70	0,50

O caso que apresentou o pior amortecimento entre as amostras de elite (1,90%) foi escolhido como cenário base para o projeto do controlador centralizado. As entradas do controlador implementado são os sinais de desvio de velocidade ( $\Delta\omega$ ) dos geradores síncronos ligados aos barramentos 5, 9, 10, 11 e 12. Já as saídas do controlador são

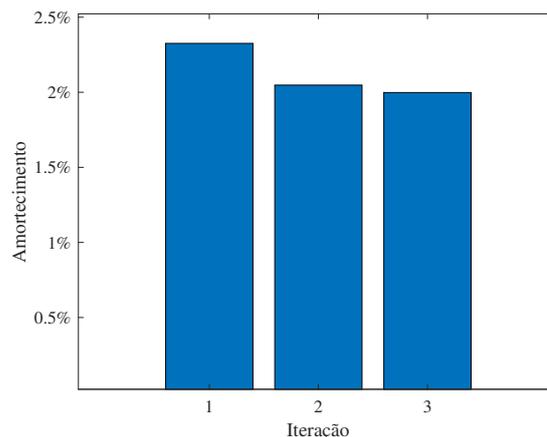


Figura 3. Amortecimento médio das amostras de elite por iteração

os sinais de controle ( $V_{cc}$ ) a serem adicionados ao AVR das máquinas síncronas nas barras 12, 13, 14, 15 e 16. Essa seleção foi feita considerando os fatores de observabilidade e controlabilidade dos modos de oscilação dominante, que são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Modos de Oscilação Dominantes - Pior Cenário

Real	Imaginário	Frequência (Hz)	Amortecimento (%)
-0,0596	3,1329	0,4986	1,9042
-0,1643	4,8765	0,7761	3,3679

O WADC resultou em um amortecimento mínimo de 5,8%. O procedimento foi programado em MATLAB R2021b e concluído em 11 minutos em uma máquina com CPU Intel(R) Core(TM) i7-4790, 3,60GHz, 16GB de RAM rodando em um sistema operacional Windows 10 Education.

A matriz de funções de transferência obtida para o controlador centralizado foi:

$$CC(s) = \begin{bmatrix} CC_{11} & CC_{12} & CC_{13} & CC_{14} & CC_{15} \\ CC_{21} & CC_{22} & CC_{23} & CC_{24} & CC_{25} \\ CC_{31} & CC_{32} & CC_{33} & CC_{34} & CC_{35} \\ CC_{41} & CC_{42} & CC_{43} & CC_{44} & CC_{45} \\ CC_{51} & CC_{52} & CC_{53} & CC_{54} & CC_{55} \end{bmatrix} \quad (15)$$

na qual todos os denominadores são  $s^2 + 50s + 625$  e os numeradores são apresentados na Tabela 4. Já os modos de oscilação dominantes para o sistema com o controlador centralizado são exibidos na Tabela 5.

Para ilustrar o desempenho do WADC, uma falta trifásica foi aplicada na barra 40 em  $t = 1s$  com duração de 10 ms. Os resultados da simulação não linear no domínio do tempo do sistema com apenas PSSs e com o WADC projetado são apresentados na Figura 4. Note que a resposta pós-contingência do sistema com o WADC é mais amortecida que o sistema sem o WADC, evidenciando a eficiência do controlador projetado.

A Figura 5 mostra a saída do WADC para o 5º canal de saída (correspondente ao gerador síncrono na barra 12). Note que a amplitude do sinal de controle é pequena, de acordo com o esperado para um WADC, cujo objetivo

Tabela 4. Coeficientes da Matriz de Funções de Transferência CC(s)

Coeficiente	Numerador
$CC_{11}$	$0,77s^2 + 2538,45s + 2980,63$
$CC_{21}$	$5s^2 - 2248,4s + 5624,87$
$CC_{31}$	$5s^2 + 360,12s + 5619,19$
$CC_{41}$	$5s^2 - 2250s + 5625$
$CC_{51}$	$5s^2 - 2208,66s + 5625$
$CC_{12}$	$5s^2 + 205,65s + 5625$
$CC_{22}$	$-5s^2 - 2749,99s - 624,88$
$CC_{32}$	$4,62s^2 + 2731,06s + 391,64$
$CC_{42}$	$-5s^2 + 2250,04s - 4902,6$
$CC_{52}$	$-5s^2 + 965,73s - 4038,38$
$CC_{13}$	$5s^2 - 2250s + 5129,38$
$CC_{23}$	$-5s^2 - 920,85s - 5624,87$
$CC_{33}$	$-5s^2 - 2750s - 633,69$
$CC_{43}$	$-5s^2 - 2749,81s - 4978,42$
$CC_{53}$	$-5s^2 - 2750s - 5622,15$
$CC_{14}$	$-5s^2 - 2747,46s - 5601,11$
$CC_{24}$	$-4,89s^2 + 2255,56s - 5555,55$
$CC_{34}$	$5s^2 + 2750s + 5593,41$
$CC_{44}$	$5s^2 + 2749,86s + 5625$
$CC_{54}$	$0,57s^2 + 2528,27s - 2146,31$
$CC_{15}$	$4,69s^2 + 2734,7s + 3953,08$
$CC_{25}$	$5s^2 - 2249,42s + 5624,59$
$CC_{35}$	$1,92s^2 - 705,05s - 1188,53$
$CC_{45}$	$-4,99s^2 - 122,43s - 5621,54$
$CC_{55}$	$5s^2 + 2746,86s + 5092,38$

Tabela 5. Modos de Oscilação Dominantes - Sistema com WADC

Real	Imaginário	Frequência (Hz)	Amortecimento (%)
-0,1660	3,1388	0,4996	5,2822
-0,2819	4,8488	0,7717	5,8047

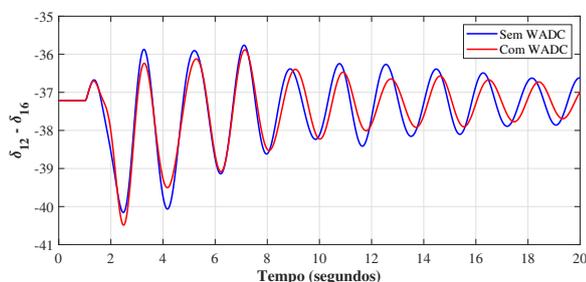


Figura 4. Ângulo do Rotor do gerador síncrono na barra 12 em relação ao gerador síncrono da barra 16 (referência angular) para o sistema com e sem o WADC.

é fornecer um sinal de controle suplementar. É também importante ressaltar que o WADC projetado não resulta em nenhum comportamento não linear no sistema (como saturação dos limitadores do AVR, por exemplo).

## 5. CONCLUSÃO

Neste artigo, um método para avaliar o impacto das incertezas da previsão de geração eólica na estabilidade de pequenos sinais foi proposto. O método é adequado para identificar cenários críticos e converge rapidamente devido à amostragem adaptativa. O cenário crítico resultante é então usado no projeto de um controlador de amortecimento para melhorar as margens de estabilidade de pequenos sinais do sistema.

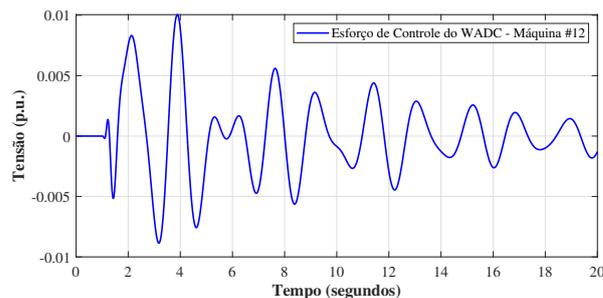


Figura 5. Esforço de controle do WADC para o gerador síncrono da barra 12.

O método foi validado usando uma versão modificada do IEEE 68 barras (NETS-NYPS) e foi bem sucedido na identificação de desvios de energia eólica que resultam em menores margens de estabilidade de pequenos sinais. Um WADC foi projetado para melhorar o amortecimento no cenário crítico e foi bem sucedido em fornecer 5,8% de amortecimento.

Uma direção futura desta pesquisa é incluir os geradores eólicos no controle e também tornar este controlador robusto a falhas nos canais de comunicação.

## REFERÊNCIAS

- Bento, M.E.C. (2019). A hybrid procedure to design a wide-area damping controller robust to permanent failure of the communication channels and power system operation uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 110, 118–135. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.001.
- Bludszuweit, H., Domínguez-Navarro, J.A., and Llombart, A. (2008). Statistical analysis of wind power forecast error. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 983–991.
- Bu, S., Du, W., Wang, H., Chen, Z., Xiao, L., and Li, H. (2011). Probabilistic analysis of small-signal stability of large-scale power systems as affected by penetration of wind generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 762–770.
- Cabo, R.S., Barroso, G.M., de Manfredi, N.J.O.P., Fortes, M.Z., and Gomes, S. (2020). Short review of the evaluation impacts of the implementation of wind power plants in the interconnected electric systems. In *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition-Latin America (T&D LA)*, 1–5.
- Canizares, C., Fernandes, T., Galdi, E., Gerin-Lajoie, L., Gibbard, M., Hiskens, I., Kersulis, J., Kuiava, R., Lima, L., DeMarco, F., et al. (2016). Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1), 715–722.
- CEPEL, E. (2017). Anatem 11.1. 0–manual do usuário. *CEPEL/DRE-Departamento de Redes Elétricas*.
- Council, G.W.E. (2021). Gwec| global wind report 2021.
- Dotta, D., e Silva, A.S., and Decker, I.C. (2008). Wide-area measurements-based two-level control design considering signal transmission delay. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1), 208–216.
- Gautam, D., Vittal, V., and Harbour, T. (2009). Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine

- generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE Transactions on power systems*, 24(3), 1426–1434.
- Huang, H., Chung, C., Chan, K.W., and Chen, H. (2013). Quasi-monte carlo based probabilistic small signal stability analysis for power systems with plug-in electric vehicle and wind power integration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3335–3343.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability And Control*. EPRI power system engineering series. McGraw-Hill.
- Kundur, P., Klein, M., Rogers, G., and Zywno, M.S. (1989). Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability. *IEEE Transactions on power systems*, 4(2), 614–626.
- Liu, C., Cai, G., Ge, W., Yang, D., Liu, C., and Sun, Z. (2018). Oscillation analysis and wide-area damping control of dfigs for renewable energy power systems using line modal potential energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3460–3471. doi:10.1109/TPWRS.2018.2791543.
- Lyu, J.K., Heo, J.H., Kim, M.K., and Park, J.K. (2013). Impacts of wind power integration on generation dispatch in power systems. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 8(3), 453–463.
- Martins, N. and Lima, L.T. (1989). Eigenvalue and frequency domain analysis of small-signal electromechanical stability problems. In *IEEE/PES Symposium on Applications of Eigenanalysis and Frequency Domain Methods*, 17–33.
- Mendonca, A. and Lopes, J.P. (2005). Impact of large scale wind power integration on small signal stability. In *2005 International Conference on Future Power Systems*, 5–pp. IEEE.
- Modi, N. and Saha, T.K. (2012). Revisiting damping performance of the queensland network under wind power penetration. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–8. IEEE.
- Rangel, R.D., Ferraz, J.C.R., Gomes Jr, S., and Henriques, R.M. (2005). Modelagem de geração eólica em programas de fluxo de potência e de análise de estabilidade eletromecânica. *XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 163, 1–2.
- Rogers, G. (2000). *Power System Oscillations*. Springer US, Boston. doi:10.1007/978-1-4615-4561-3.
- Rubinstein, R.Y. (1997). Optimization of computer simulation models with rare events. *European Journal of Operational Research*, 99(1), 89–112.
- Shi, L., Xu, Z., Wang, C., Yao, L., and Ni, Y. (2011). Impact of intermittent wind generation on power system small signal stability. *From Turbine to Wind Farms—Technical Requirements and Spin-Off Products*, 161.
- Simon, L. and Swarup, K.S. (2017). Wide area oscillation damping control with dfig based wind turbines using wams. In *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–5. doi:10.1109/PESGM.2017.8274301.
- Storn, R. and Price, K. (1997). Differential evolution—a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *Journal of global optimization*, 11(4), 341–359.
- Surinkaew, T. and Ngamroo, I. (2018). Adaptive signal selection of wide-area damping controllers under various operating conditions. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 14(2), 639–651. doi:10.1109/TII.2017.2752762.
- Ullah, N.R. and Thiringer, T. (2008). Effect of operational modes of a wind farm on the transient stability of nearby generators and on power oscillations: a nordic grid study. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 11(1), 63–73.
- Vowles, D.J., Samarasinghe, C., Gibbard, M.J., and Ansell, G. (2008). Effect of wind generation on small-signal stability—a new zealand example. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 1–8. IEEE.
- Wang, C., Shi, L., Yao, L., Wang, L., Ni, Y., and Bazargan, M. (2010). Modelling analysis in power system small signal stability considering uncertainty of wind generation. In *IEEE PES General Meeting*, 1–7. IEEE.
- Wang, H., Xu, X., Yan, Z., Yang, Z., Feng, N., and Cui, Y. (2016). Probabilistic static voltage stability analysis considering the correlation of wind power. In *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 1–6. IEEE.
- Xu, J., Kanyingi, P.K., Wang, K., Li, G., Han, B., and Jiang, X. (2017). Probabilistic small signal stability analysis with large scale integration of wind power considering dependence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 1258–1270.