

## GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

### Estimação de parâmetros de modelos dinâmicos genéricos para representação de parques eólicos do subsistema Nordeste

Tatiane Fernandes<sup>1</sup>, Giovanna Mayese<sup>2</sup>, Luis Otávio Dias<sup>2</sup>, João Pedro Barbosa<sup>2</sup>,  
Matheus Nascimento<sup>3</sup>, Ahda Pavani<sup>4</sup>, Roman Kuiava<sup>5</sup>, Eduardo Asada<sup>2</sup>, Claudio  
Junqueira<sup>6</sup>, João Gonzaga<sup>7</sup> e Rodrigo Ramos<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de São Carlos (UFSCar), <sup>2</sup>Universidade de São Paulo (USP),  
<sup>3</sup>Empresa de Pesquisa Energética (EPE), <sup>4</sup>Universidade Federal do ABC (UFABC),  
<sup>5</sup>Universidade Federal do Paraná (UFPR), <sup>6</sup>Casa dos Ventos e <sup>7</sup>TotalEnergies

## RESUMO

Os sistemas elétricos de potência enfrentam novos desafios operacionais devido à crescente utilização de geradores interfaceados por conversores (GICs) a partir de fontes renováveis (FRs), como eólica e solar. Nesse contexto, o subsistema Nordeste (NE) do Sistema Interligado Nacional se destaca, com uma elevada penetração de GICs e com projeções de expansão significativa na próxima década. No entanto, estudos relacionados à redução da inércia equivalente e à estabilidade de frequência nesse subsistema, devido à sua complexidade, demandam elevado esforço computacional. O desenvolvimento de um modelo de ordem reduzida que permita avaliar o comportamento dinâmico de sistemas com alta penetração de GICs torna-se, portanto, uma ferramenta estratégica. Nesse sentido, este artigo apresenta os mais recentes avanços na construção de um sistema-teste baseado no subsistema NE, com foco na parametrização dos modelos dinâmicos dos agregados de parques eólicos desse sistema. Para isso, este trabalho propõe a utilização de modelos genéricos desenvolvidos pelo *Western Electricity Coordinating Council*, os quais possibilitam a simulação aproximada do comportamento dinâmico de parques eólicos (PEs) de diferentes fabricantes e tecnologias. A metodologia proposta envolve a estimação dos parâmetros desses modelos por meio de um processo de otimização, iniciando com uma análise de sensibilidade para identificação dos parâmetros mais relevantes, seguida da aplicação do Algoritmo Diferencial Evolutivo para estimação desses parâmetros. Os resultados indicam que os modelos genéricos reproduzem qualitativamente a dinâmica dos agregados de PEs, embora apresentem limitações para reproduzir dinâmicas específicas induzidas pelos modelos dos fabricantes.

## PALAVRAS-CHAVE

Equivalente Dinâmico, Subsistema Nordeste, Geração Eólica, Modelos Genéricos, Estimação de Parâmetros

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, houve um crescimento expressivo da participação de GICs a partir de fontes renováveis em diversos países, incluindo o Brasil. Essa expansão tende a se intensificar nas próximas décadas, impulsionada por políticas globais de descarbonização e pelos avanços tecnológicos nas áreas de geração eólica e solar fotovoltaica [1]. Apesar dos benefícios dessa transição energética, a elevada

penetração de GICs, associada à redução proporcional da geração síncrona convencional, impõe novos desafios à operação dos SEPs. Por exemplo, a alta penetração destes geradores reduz a inércia equivalente do sistema, afetando a resposta inercial e o controle de frequência, o que pode levar a problemas de estabilidade, como quedas bruscas de frequência e acionamento de esquemas especiais de proteção [2].

O subsistema Nordeste (NE) do Sistema Interligado Nacional (SIN) é um importante exemplo de sistema elétrico de potência (SEP) com elevada penetração de GICs a partir de FRs, com previsão de aumento de 10 GW na capacidade instalada deste tipo de geração na próxima década [3]. Além disso, a quantidade de geração baseada em combustíveis fósseis ou hidroelétrica no subsistema NE deverá permanecer inalterada nesse mesmo período. Consequentemente, o subsistema NE poderá depender cada vez mais de suas interligações com outros subsistemas do SIN para fornecer suporte de frequência, o que o torna um excelente sistema-teste para estudos sobre fenômenos relacionados à redução da inércia equivalente e controle de frequência. Embora o subsistema NE não possua atualmente problemas de estabilidade de frequência, é razoável supor que, caso não sejam implementadas medidas que aumentem a flexibilidade sistêmica do SIN, tais problemas poderão ser observados futuramente com a atual tendência de crescimento de GICs em relação à geração síncrona.

Devido à sua complexidade e extensão, a análise dinâmica detalhada do subsistema NE demanda elevado custo computacional, uma vez que o mesmo é composto por mais de 2500 barras, 700 parques eólicos e 100 usinas de geração convencional, incluindo usinas hidrelétricas e térmicas. Para uma análise eficiente da estabilidade (bem como para proposições de novos ajustes e estratégias de controle de um sistema de ordem elevada como o subsistema em questão), torna-se importante o desenvolvimento de modelos dinâmicos de ordem reduzida (também denominados como sistemas-teste) que permitam reproduzir as principais características dinâmicas da resposta do sistema completo, sem demandar um alto esforço computacional.

Diante desse cenário, os autores do presente artigo estão construindo um sistema-teste para representação do subsistema NE, composto por 224 barras e 422 linhas de transmissão e transformadores. No entanto, uma das dificuldades encontradas no desenvolvimento desse sistema-teste reduzido está na representação do comportamento dinâmico dos 60 agregados de parques eólicos (PEs). Na base de dados disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), os PEs são representados pelos modelos dinâmicos fornecidos pelos fabricantes, os quais são baseados em diferentes tecnologias, com parâmetros específicos e restrições de confidencialidade. O nível de detalhamento das topologias fornecidas pelos fabricantes, bem como a diversidade desses modelos, dificulta tanto a agregação dos PEs quanto o estabelecimento de um modelo equivalente que seja capaz de reproduzir as principais dinâmicas desse conjunto.

Ao longo das últimas duas décadas, o Conselho de Coordenação de Eletricidade do Ocidente (*Western Electricity Coordinating Council - WECC*) tem realizado esforços no desenvolvimento e aprimoramento de modelos dinâmicos genéricos para representar parques eólicos e outras tecnologias renováveis para os estudos de resposta dinâmica, sem envolver propriedades específicas ou restrições a um fabricante em particular [4]. Diversas pesquisas e estudos têm sido realizados com aplicação e validação desses modelos em diferentes *softwares* comerciais, como em [5, 6].

Neste contexto, o presente Informe Técnico investiga a utilização de modelos genéricos disponibilizados pelo WECC para representação do comportamento dinâmico dos PEs de diversos fabricantes presentes no estado do Rio Grande do Norte, dentro do subsistema Nordeste. Para a parametrização dos modelos dinâmicos dos agregados de PEs, este artigo propõe uma metodologia baseada na solução de um problema de otimização. Essa metodologia envolve simulações com os modelos originais dos parques eólicos fornecidos pelos agentes/fabricantes, para extrair sinais das barras terminais dos parques eólicos de interesse (geradores alvo), combinadas com simulações do sistema NE reduzido, em que os agregados de PEs são representados pelos modelos dinâmicos genéricos. Para reduzir o custo computacional, os parâmetros relevantes dos modelos genéricos dos geradores alvo são identificados por meio de análise de sensibilidade da trajetória. Posteriormente, um procedimento de otimização baseado no Algoritmo

Diferencial Evolutivo é aplicado a cada gerador alvo individualmente, comparando os dados extraídos do modelo do fabricante com a resposta do respectivo modelo genérico.

O artigo apresenta a seguinte organização: a Seção 2 apresenta o sistema teste desenvolvido pelos autores a partir do subsistema NE; a metodologia proposta nesse trabalho para parametrização dos modelos WECC é detalhada na Seção 3; a Seção 4 apresenta um estudo de caso; e por fim, as conclusões e perspectivas futuras do trabalho são exibidas na Seção 5.

## **2 SISTEMA TESTE PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA BASEADO NO SUBSISTEMA NORDESTE DO BRASIL**

O sistema teste utilizado neste artigo é baseado no subsistema NE, para o qual um modelo simplificado foi desenvolvido pelos autores e descrito em detalhes no relatório técnico disponível em repositório público [7]. Este sistema-teste também estará disponível como um sistema de referência no âmbito do IEEE PES Task Force on “*Benchmark Networks for Low-Inertia Systems*”, vinculada ao *Power System Dynamic Performance Committee*, com o objetivo de estabelecer sistemas padronizados para estudos de estabilidade em sistemas com baixa inércia.

O modelo simplificado do subsistema NE está ilustrado no diagrama unifilar da Figura 1. Ele opera em 60 Hz e contém 224 barras, 422 linhas de transmissão CA e transformadores, com níveis de tensão em 500 kV (66 barras) e 230 kV (60 barras). As cargas equivalentes do sistema estão conectadas a 91 barras. A capacidade total de geração é aproximadamente 22,7 GW, em que PEs, UHEs e UTEs correspondem, respectivamente, a 11 GW (48,4% do total), 6,3 GW (27,6% do total) e 5,4 GW (24% do total). Na Figura 1, UHEs e UTEs estão identificadas pelas letras ‘H’ e ‘T’, respectivamente. Os 11 geradores equivalentes (barras de tipo PV) representando os subsistemas Sudeste (SE)/Centro Oeste (CO) e Norte (N) estão representados pela letra ‘E’.

Com relação aos parques eólicos (PEs), ilustrados pela letra ‘W’ na Figura 1, ressalta-se que cada PE representa um agregado de múltiplos parques eólicos, modelados por um único parque eólico que fornece 100 MW ou mais de potência ativa à rede. Portanto, dado que o processo de parametrização será realizado para cada PE equivalente que corresponde a um agregado de PEs, a sigla aPE será adotada.

No caso base, o sistema tem um total de carga de 7,4 GW e o subsistema NE está exportando 13,7 GW aos subsistemas SE/CO e N. Com relação à injeção de potência provenientes dos aPEs, o estado do Rio Grande do Norte (RN) é o que injeta o maior montante de potência ativa neste cenário de operação, alcançando 3,9 GW. Portanto, o foco de estudo desse trabalho será na parametrização dos modelos genéricos para os agregados de parque eólicos presentes nessa área.

Os geradores equivalentes que representam os subsistemas externos são modelados como injeções constantes de potência ativa e reativa na rede. As UHEs e UTEs são representadas por máquinas de polos salientes e lisos, respectivamente, e equipadas com controle automático de tensão e sistemas de controle de velocidade conforme detalhado em [7]. Algumas UHEs e UTEs estão também equipadas com Estabilizadores de Sistemas de Potência [7].

Quanto aos aPEs, nas simulações apresentadas nesse trabalho com ênfase no estado do RN, os 18 conjuntos de parques eólicos presentes nessa região são representadas pelo modelo WT3 da WECC de 1ª geração [10], enquanto os demais estão representados por injeções de corrente constante na rede. Os detalhes do modelo WT3 são apresentados a seguir.

## **3 ABORDAGEM PROPOSTA**

Fundamentada em [11], a abordagem desenvolvida para parametrização dos modelos genéricos do tipo WT3 compreende três etapas principais: (i) seleção dos parâmetros de maior relevância para o modelo WT3; (ii) Elaboração do sistema de referência a partir dos modelos dos fabricantes; e (iii) Estimação

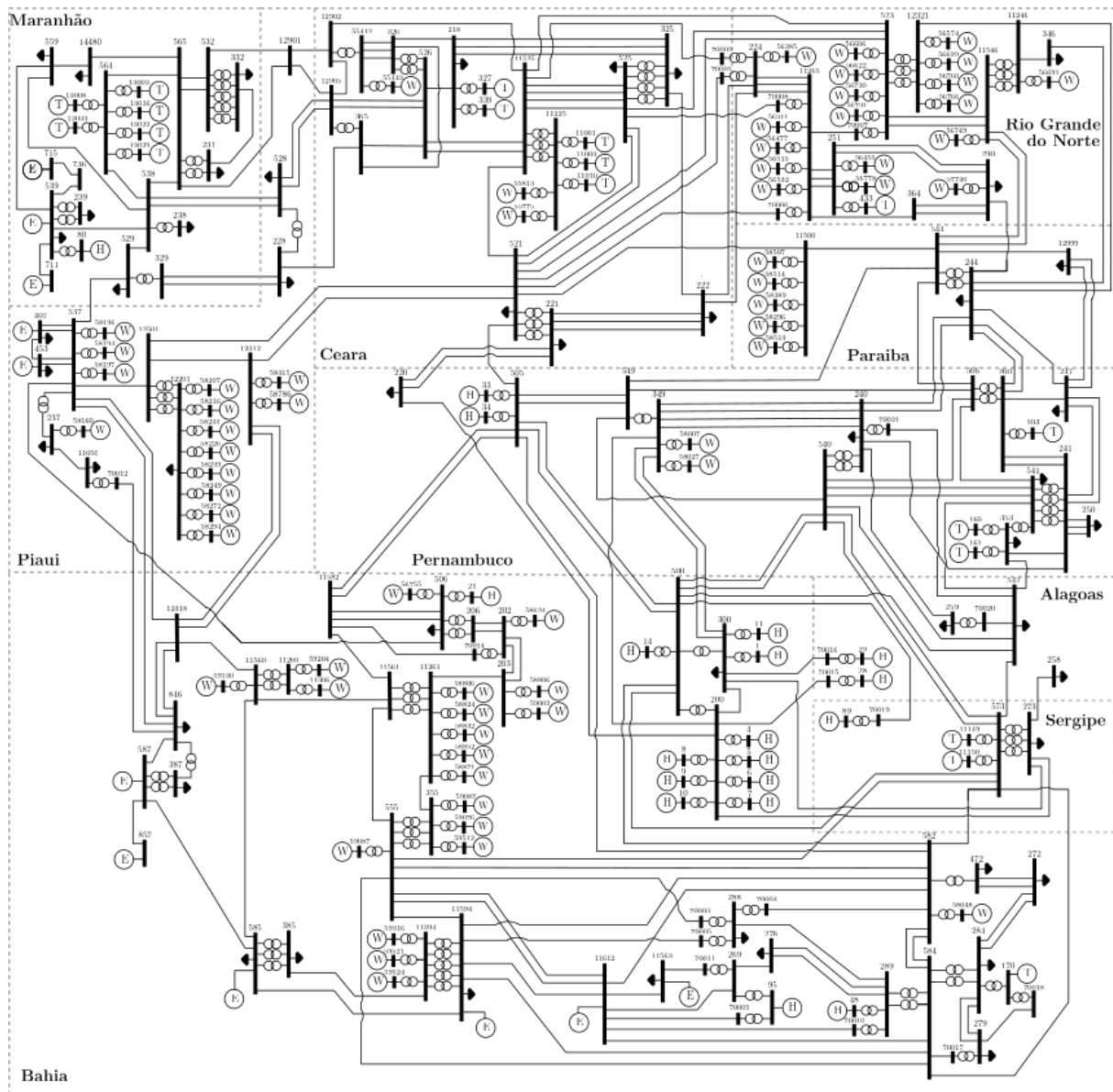


Figura 1: Diagrama unifilar do modelo simplificado do subsistema NE.

dos parâmetros do modelo WT3 em análise. Após uma introdução sobre o modelo WT3, uma descrição detalhada de cada etapa que compõe a abordagem proposta é apresentada nas seções seguintes.

### 3.1 Modelo WT3 WECC

O modelo genérico WT3 da WECC é capaz de simular o desempenho de uma turbina eólica que emprega um gerador de indução duplamente alimentado (GIDA) com controle de potência ativa realizado por conversor conectado ao rotor da máquina. Nas simulações, o gerador eólico é retratado por esse modelo como uma fonte de corrente controlada. A dinâmica do controlador que governa a injeção das correntes ativa e reativa pela barra é dividida em quatro blocos: gerador/conversor (bloco WT3G), controle do conversor (WT3E), turbina eólica (WT3T) e controle *pitch* (WT3P).

O bloco WT3G representa uma versão equivalente do gerador e do conversor, funcionando como interface entre o gerador eólico e a rede elétrica (para este estudo foi utilizada a versão WTG2). Já o bloco WT3P representa a dinâmica de controle do ângulo das pás da turbina eólica, com o objetivo de

manter a velocidade do rotor e a injeção de potência ativa em níveis ótimos, de acordo com as demandas do bloco do conversor. O ajuste do ângulo das pás é realizado por meio de um circuito regulador e de um compensador, ambos do tipo proporcional-integral-derivativo (PID). O bloco WT3T é responsável pela modelagem da dinâmica da eletromecânica do gerador, através de um modelo de duas massas. Por fim, o bloco WT3E simula as lógicas de controle de potência ativa e reativa do conversor, ditando a injeção de potência do gerador para o sistema.

### 3.2 Sensibilidade de trajetória

As funções de sensibilidade de trajetória (FST) quantificam a variação da solução de equações diferenciais em relação à variação de seus parâmetros [11]. Na calibração de modelos, os parâmetros com maior sensibilidade são geralmente os mais relevantes, uma vez que exercem influência significativa na forma de resposta dos modelos, permitindo adequar as saídas do modelo às medições reais. Por outro lado, parâmetros com baixa sensibilidade têm impacto desprezível e, portanto, valores típicos desses parâmetros são normalmente adotados no processo de parametrização [12].

A FST para a  $k$ -ésima amostra de uma variável de saída  $y_j(k)$ , em relação ao  $i$ -ésimo parâmetro  $\theta_i$  pode ser aproximada por [12]:

$$FST_k^{y_j} = \left| \frac{\partial(\theta_i, k)/y_0}{\partial\theta_i/\theta_{i0}} \right| \approx \left| \frac{[y(\theta_i + \theta_{i, k}) - y(\theta_i, k)]/y_0}{\Delta\theta_i/\theta_{i0}} \right|, \quad (1)$$

em que  $k$  refere-se a  $k$ -ésima amostra do sinal de saída, o subscrito  $\theta$  indica o valor em regime permanente (ou de referência) e  $\Delta\theta_i$  refere-se à pequena perturbação no valor do parâmetro  $\theta_i$ . Com base nos valores de FST obtidos para cada amostra, calcula-se um índice de sensibilidade ( $E_{\theta_i}^{y_j}$ ) do parâmetro  $\theta_i$  com relação à saída  $y_j$ , considerando uma janela de  $N_w$  amostras [13]:

$$E_{\theta_i}^{y_j} = \sum_{k=1}^{N_w} [FST_k^{y_j}]^2. \quad (2)$$

Para cada aglomerado de parques eólicos (aPE) ao qual o modelo genérico WT3 da WECC será aplicado, realiza-se a análise de sensibilidade da resposta da potência ativa (P) e reativa (Q) do modelo em relação a cada um dos parâmetros dos seus respectivos blocos. Os parâmetros que apresentarem alto índice de sensibilidade serão considerados para estimação. Já para os demais, serão adotados os valores típicos especificados em [10], conforme detalhado em [7].

### 3.3 Elaboração do sistema de referência

No processo de parametrização, é essencial comparar a resposta do modelo ajustado com uma resposta de referência, obtida sob a mesma condição de perturbação. O método de otimização busca, então, minimizar o erro entre essas respostas. Com esse objetivo, o denominado sistema de referência é definido com base nas representações dos fabricantes disponíveis nos arquivos de simulação do SIN, de acordo com a base de dados do ONS [14].

Inicialmente, identificaram-se os parques eólicos do SIN correspondentes a cada aPE representado no sistema-teste, assim como os respectivos modelos dinâmicos disponibilizados pelos fabricantes. Nos casos em que haviam modelos de fabricantes distintos associados a um mesmo aPE, adotou-se aquele com maior capacidade instalada. O sistema de referência foi, então, gerado a partir de simulações do sistema-teste reduzido, substituindo os modelos genéricos pelos modelos originais dos fabricantes, especificamente na região sob estudo.

Ressalta-se que essa base de dados do SIN encontra-se em processo de atualização conduzido pelo ONS, o qual requisitou aos agentes/fabricantes a adequação dos modelos dinâmicos de seus parques eólicos. Essa ação foi motivada pelas conclusões do relatório de análise de perturbação referente ao evento ocorrido em 15 de agosto de 2023 [15].

### 3.4 Estimação dos parâmetros de interesse

Os parâmetros selecionados são estimados com base em dados amostrados do sistema de referência, após a ocorrência de uma perturbação, como um curto-circuito temporário. Assim como em outros métodos de otimização, o algoritmo DE busca minimizar o erro entre a saída do sistema de referência e as saídas do sistema-teste ( $\hat{P}(\theta)$ ,  $\hat{Q}(\theta)$ ) para um gerador alvo conforme definido pela função objetivo:

$$\min_{\theta} \epsilon(\theta) = \min_{\theta} \left[ \frac{1}{N_w} \sum_{k=1}^{N_w} (P_k - \hat{P}_k(\theta))^2 \right] + \min_{\theta} \left[ \frac{1}{N_w} \sum_{k=1}^{N_w} (Q_k - \hat{Q}_k(\theta))^2 \right], \quad (3)$$

s.a.  $\theta^{max} \leq \theta \leq \theta^{min}$

em que, respectivamente,  $P_k$  e  $Q_k$  correspondem às amostras medidas da potência ativa e reativa no sistema de referência, na barra terminal do gerador alvo. Já  $\hat{P}_k(\theta)$  e  $\hat{Q}_k(\theta)$  referem-se aos sinais de potência ativa e reativa obtidos na barra terminal do gerador alvo do sistema teste para um vetor de parâmetros  $\theta$ . Os limites  $\theta^{max}$  e  $\theta^{min}$  definem o espaço de busca do algoritmo, o qual é estabelecido a partir dos valores físicos típicos de cada parâmetro do modelo genérico WT3 do WECC. Mais detalhes sobre o DE podem ser obtidos em [16].

## 4 Resultados

Com a finalidade de investigar a capacidade dos modelos genéricos WT3 WECC em representar os aPEs do sistema-teste, simulações foram realizadas utilizando o *software* ANATEM. No sistema de referência, as aPEs localizadas no estado do RN são representadas pelo modelo dos fabricantes, enquanto as demais são representadas por injeções de corrente constante na rede.

Para estimular a resposta do sistema, um curto-circuito trifásico é aplicado no instante  $t = 0,5$  s, na linha 250-291 (localizada no estado do RN), com duração de 20 ms e resistência de falta correspondente a 10% da resistência da linha, o qual é denominado como Evento 1. As respostas de potência ativa e reativa, medidas nas barras terminais dos aPEs em que o procedimento de parametrização foi aplicado, foram coletadas tanto no sistema de referência quanto no sistema-teste. Para demonstrar a aplicabilidade do método, os resultados a seguir são apresentados para o aPE conectado à barra 56532, no RN, o qual injeta uma potência de 473 MW no caso base.

### 4.1 Análise da sensibilidade dos parâmetros

A partir do evento 1, a FST de cada parâmetro do modelo genérico WT3 conectado à barra 56532 foi calculada para uma perturbação de 1% ( $\Delta\theta_i$ ), com um passo de integração de 1 ms, em uma janela de resposta com duração de 1,0 s. Os índices de sensibilidade foram calculados para os 32 parâmetros do modelo, considerando três janelas de tempo distintas dessa resposta:  $T_1 = 0,501$  s a  $0,520$  s (período em falta),  $T_2 = 0,521$  s a  $0,712$  s e  $T_3 = 0,713$  s a  $1,0$  s. Os resultados do índice de sensibilidade com relação aos sinais de saída da potência ativa ( $\hat{P}$ ) e reativa ( $\hat{Q}$ ) são exibidos na Tabela 1, para os parâmetros que apresentaram um índice superior ao limiar de  $10^{-2}$  em pelo menos uma das janelas em análise. Para cada coluna, os valores em tons de vermelho mais intenso correspondem aos maiores índices de sensibilidade.

Na Tabela I, os parâmetros do bloco WT3E são divididos em dois conjuntos: conjunto referente ao controle de potência reativa e conjunto referente ao controle de potência ativa. O controle de potência reativa é composto pelos parâmetros descritos a seguir.  $K_{PV}$  e  $K_{IV}$  correspondem, respectivamente, ao ganho proporcional e ao ganho integral do regulador de tensão.  $T_{FV}$  e  $K_{RV}$  são as constantes de tempo do filtro do regulador de tensão e do sensor de tensão, respectivamente.  $K_{QV}$  corresponde ao ganho do integrador interno do gerador.  $K_{QI}$  define o ganho do integrador da tensão de referência. No controle de potência ativa,  $K_{PP1}$  e  $K_{IP1}$  são o ganho proporcional e ao ganho integral do regulador de torque, respectivamente, e  $T_{FP}$  é constante de tempo do filtro do regulador de torque.

Com relação ao bloco WT3T,  $H_T$  e  $H_G$  referem-se à constante de inércia da turbina e à fração de inércia do gerador, respectivamente.  $D_{SHAFT}$  e  $K_{SHAFT}$  correspondem, respectivamente, ao fator de amortecimento e constante de proporcionalidade do eixo. Por fim, no bloco WT3G,  $X_{eq}$  corresponde à reatância equivalente para injeção de corrente, enquanto  $T_{PCMD}$  e  $T_{QCMD}$  são as constantes de tempo do conversor para comando de corrente de eixo direto e em quadratura, respectivamente.

Tabela I: Índices de sensibilidade dos parâmetros do modelo WT3 com relação à  $\hat{P}$  e  $\hat{Q}$  no evento 1.

Bloco	$\theta_i$	Janela T <sub>1</sub>		Janela T <sub>2</sub>		Janela T <sub>3</sub>	
		$E_{\theta_i}^{\hat{P}T_1}$	$E_{\theta_i}^{\hat{Q}T_1}$	$E_{\theta_i}^{\hat{P}T_2}$	$E_{\theta_i}^{\hat{Q}T_2}$	$E_{\theta_i}^{\hat{P}T_3}$	$E_{\theta_i}^{\hat{Q}T_3}$
WT3E (potência reativa)	$K_{PV}$	0,000	0,000	0,000	$4,68 \cdot 10^{-2}$	$3,57 \cdot 10^{-7}$	$5,06 \cdot 10^{-2}$
	$T_V$	0,000	0,000	0,000	$1,94 \cdot 10^{-2}$	$1,43 \cdot 10^{-6}$	$2,44 \cdot 10^{-2}$
	$K_{IV}$	0,000	0,000	0,000	$7,85 \cdot 10^{-2}$	$8,94 \cdot 10^{-7}$	$6,55 \cdot 10^{-3}$
	$T_{FV}$	0,000	0,000	0,000	$3,87 \cdot 10^{-2}$	$1,79 \cdot 10^{-6}$	$4,89 \cdot 10^{-2}$
	$T_{RV}$	0,000	0,000	0,000	$2,00 \cdot 10^{-2}$	$1,43 \cdot 10^{-6}$	$2,49 \cdot 10^{-2}$
	$K_{QI}$	0,000	0,000	0,000	$3,07 \cdot 10^{-2}$	$6,70 \cdot 10^{-7}$	$1,38 \cdot 10^{-2}$
	$K_{QV}$	$1,44 \cdot 10^{-4}$	80,119	$5,47 \cdot 10^{-3}$	2534,647	$9,67 \cdot 10^{-4}$	147,87
WT3E (potência ativa)	$K_{PP1}$	0,000	$1,23 \cdot 10^{-5}$	$3,75 \cdot 10^{-4}$	16,708	$1,21 \cdot 10^{-3}$	86,73
	$K_{IP1}$	0,000	0,000	$4,02 \cdot 10^{-7}$	$2,36 \cdot 10^{-3}$	$1,21 \cdot 10^{-6}$	$1,09 \cdot 10^{-2}$
	$T_{FP}$	$1,05 \cdot 10^{-6}$	$9,24 \cdot 10^{-6}$	$2,79 \cdot 10^{-3}$	$1,17 \cdot 10^{-1}$	$6,79 \cdot 10^{-4}$	53,837
WT3T	$H_T$	0,000	$9,24 \cdot 10^{-6}$	$4,47 \cdot 10^{-7}$	$2,17 \cdot 10^{-3}$	$1,74 \cdot 10^{-4}$	$1,76 \cdot 10^{-2}$
	$H_G$	0,000	$1,35 \cdot 10^{-5}$	$4,74 \cdot 10^{-4}$	19,27	$1,92 \cdot 10^{-2}$	134,00
	$D_{SHAFT}$	0,000	0,000	$1,70 \cdot 10^{-6}$	$3,69 \cdot 10^{-2}$	$6,43 \cdot 10^{-6}$	$3,09 \cdot 10^{-1}$
	$K_{SHAFT}$	0,000	0,000	$1,57 \cdot 10^{-5}$	$4,40 \cdot 10^{-1}$	$1,18 \cdot 10^{-4}$	7,32
WT3G	$X_{eq}$	$1,43 \cdot 10^{-4}$	78,693	$5,39 \cdot 10^{-3}$	2508,07	$1,01 \cdot 10^{-3}$	149,40
	$T_{QCMD}$	$7,69 \cdot 10^{-5}$	42,803	$2,27 \cdot 10^{-3}$	1006,013	$2,72 \cdot 10^{-4}$	86,39
	$T_{PCMD}$	$4,24 \cdot 10^{-4}$	0,609	$2,58 \cdot 10^{-3}$	205,404	$8,84 \cdot 10^{-4}$	65,95

A partir da Tabela 1, verifica-se que nas janelas  $T_1$  e  $T_2$ , os parâmetros mais relevantes são  $K_{QV}$  (do bloco WT3E) e  $X_{eq}$ ,  $T_{QCMD}$  e  $T_{PCMD}$  (do bloco WT3G), para ambas as saídas. Com relação à potência ativa, o parâmetro  $T_{FP}$  é relevante para janela  $T_2$ . Já na janela  $T_3$ , além desses parâmetros,  $K_{PP1}$  e  $T_{FP}$  (do bloco WT3E) bem como  $H_G$  (WT3T) tornam-se significativos. Em relação a  $T_{PCMD}$  observa-se que, apesar desse parâmetro apresentar relevância nas três janelas analisadas, apenas no intervalo  $T_3$  o valor do seu índice em relação a  $\hat{Q}$  se aproxima do índice associado à constante de tempo  $T_{QCMD}$ .

Considerando a influência dos parâmetros nos dois sinais de saída, o vetor de parâmetros  $\theta_s = [K_{QV}, X_{eq}, T_{qcmd}, T_{pcmd}, K_{PP1}, T_{FP}]$  é selecionado para estimação. Como os parâmetros relevantes em  $T_1$  e  $T_2$  são semelhantes, apenas a janela  $T_2$  será adotada na próxima etapa. Ressalta-se que, embora  $H_G$  apresente relevância na janela  $T_3$ , ele não foi selecionado pois consiste em um parâmetro específico de distribuição de massa no modelo da turbina e, portanto, será mantido em um valor típico.

## 4.2 Estimação dos parâmetros e validação do modelo

Dado o resultado da análise de sensibilidade no período pós-falta da resposta, a estimação é realizada em duas etapas, de acordo com os intervalos considerados na estimação ( $T_2$  e  $T_3$ ). Nas duas etapas, para aplicação do algoritmo, a população inicial do DE é composta por 15 indivíduos, com um fator de mutação ( $F_s$ ) de 0,6 e de cruzamento ( $C_r$ ) de 0,3. O critério de parada é atingindo quando o algoritmo alcança 40 gerações. O aPE alvo é aquele conectado à barra 53562, conforme mencionado anteriormente.

Na primeira etapa, o vetor de parâmetros  $\theta_{fase1} = [K_{QV}, X_{eq}, T_{PCMD}, T_{QCMD}]$  é estimado com base na janela  $T_2$ , considerando espaço de busca de 20% em relação aos valores iniciais de cada parâmetro. Os demais parâmetros permanecem fixos em valores típicos recomendados [10].

A partir da atualização do modelo WT3 com os parâmetros estimados na primeira etapa, procede-se à segunda etapa de estimação, utilizando a janela  $T_3$ . Nesta segunda etapa, o vetor  $\theta_{fase2} = [K_{QV}, X_{eq}, T_{PCMD}, T_{QCMD}, K_{PP1}, T_{FP}]$  é estimado em um espaço de busca diferenciado. Para  $K_{QV}$ ,  $X_{eq}$  e  $T_{QCMD}$ , a variação é restrita a  $\pm 5\%$  dos valores estimados em  $\theta_{fase1}$ . Com relação à  $T_{PCMD}$  adota-se uma faixa de  $\pm 20\%$  do valor obtido em  $\theta_{fase1}$ . Para os novos parâmetros  $K_{PP1}$  e  $T_{FP}$ , considera-se um raio de  $\pm 20\%$  em torno dos valores iniciais no espaço de parâmetros.

Os valores estimados para cada um dos parâmetros são apresentados na Tabela II. A comparação entre a resposta do aPE na barra 56532 (atualizado com os parâmetros estimados) e a resposta do sistema de referência na mesma barra terminal é exibida na Figura 3. Na Tabela III, a raiz do erro médio quadrático (*Root Mean Square Error* - RMSE) é calculada para os sinais de potência ativa, reativa, frequência e tensão terminal.

Conforme pode ser observado, a resposta da potência ativa (Figura 3-(a)), frequência (Figura 3-(c)) e tensão (Figura 3-(d)) são semelhantes, fornecendo uma correspondência qualitativa entre os sistemas. Em relação à potência reativa, a resposta fornecida pelo modelo WT3 é lenta e não consegue representar os picos observados na resposta do modelo do fabricante nos instantes de aplicação e remoção da falta. Após a porção transitória, o modelo WT3 tende a seguir a resposta do sistema de referência.

Tabela II: Parâmetros estimados pelo método proposto para ajuste do modelo equivalente.

$\theta_i$	Valor	$\theta_i$	Valor	$\theta_i$	Valor
$K_{QV}$ (p.u.)	45,686	$T_{FP}$ (s)	0,053	$T_{QCMD}$ (s)	0,017
$K_{PP1}$ (p.u.)	32,623	$X_{eq}$ (p.u.)	0,964	$T_{PCMD}$ (s)	0,025

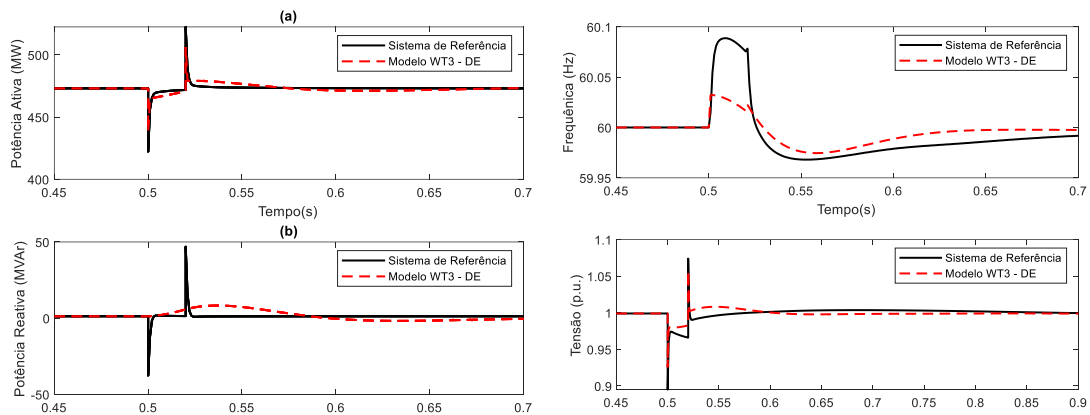


Figura 3: (a) Potência ativa, (b) Potência reativa, (c) Frequência, (d) Tensão fornecida pelo modelo WT3 ajustado (conectado na barra 56532) em comparação ao sistema de referência.

Tabela III: RMSE entre os sinais de potência ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ), frequência ( $f$ ) e tensão ( $V$ ).

Janela	RMSE <sub>P</sub>	RMSE <sub>Q</sub>	RMSE <sub>f</sub>	RMSE <sub>T</sub>
0,5s - 1s	0,0039	2,7301	$2,224 \cdot 10^{-4}$	0,0055

## 5 CONCLUSÕES

Neste informe técnico, investigou-se a utilização do modelo genérico WT3 da WECC para representar os agregados de parques eólicos (aPEs) no estado do RN, em um sistema-teste baseado no subsistema NE. Os resultados indicam que os modelos genéricos, uma vez parametrizados pela metodologia proposta, são qualitativamente adequados para representar a resposta dinâmica dos aPEs no sistema-teste reduzido. Contudo, observam-se limitações na capacidade que o modelo WT3 tem de reproduzir alguns comportamentos transitórios dos modelos originais dos fabricantes, sobretudo em relação à potência reativa.

Embora o presente estudo tenha se restringido à topologia do modelo WT3 da WECC de 1ª geração, destaca-se a importância avaliar outras versões ou de incorporar novos blocos a esse modelo para que o mesmo represente com maior fidelidade aspectos específicos da dinâmica da resposta transitória dos aPEs em trabalhos futuros. No entanto, a inclusão de novos blocos a esse modelo depende da consolidação do processo de atualização dos modelos dos agentes/fabricantes coordenado pelo ONS, processo este que ainda está em andamento. Assim, a evolução e refinamento desses modelos representa uma diretriz futura de pesquisa deste trabalho.

## 6 AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi parcialmente apoiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) sob o número de processo 2018/20104-9. Agradecemos o apoio do RCGI – *Research Centre for Greenhouse Gas Innovation* (23.1.8493.1.9), sediado na Universidade de São Paulo (USP), patrocinado pela FAPESP (2020/15230-5) e pela TotalEnergies, bem como a importância estratégica do apoio fornecido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) por meio da regulamentação da cláusula de R&DI. Também agradecemos o apoio a P&D da TotalEnergies EP Brasil por meio do financiamento do projeto “*Mitigate curtailment of renewable generation with optimal allocation of energy resources and FACTS in Brazilian Power System*” (código ANP 23655-4).

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Hurtado, M.; Jafarian, M.; Kërçi, T.; Tweed, S.; Escudero, M. V.; Kennedy, E.; Milano, F. “Stability assessment of low-inertia power systems: a system operator perspective”. In: IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2024, Seattle. Anais [...]. Seattle, WA, USA: IEEE, 2024. p. 1-5.
- [2] Alam, M. S. et al. “Solar and wind energy integrated system frequency control: a critical review on recent developments”. *Energies*, Basel, v. 16, n. 2, 2023.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética. *Plano decenal de energia 2032*. Acesso em: 21 ago. 2024. 2022. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.
- [4] M. Asmine *et al.*, "Model Validation for Wind Turbine Generator Models," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1769-1782, Aug. 2011.
- [5] P. Pourbeik *et al.*, "Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, no. 3, pp. 1108-1116, Sept. 2017.
- [6] R. L. Miranda, L. Do E. S. Fernandes, D. N. Araujo, R. C. Medrado, D. F. G. Filho and A. G. M. Junior, "Application and Validation of WECC Models for Photovoltaic and Energy Storage Systems in ANATEM Software for Power System Stability Studies," *2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA)*, San Juan, PR, USA, 2023, pp. 210-214.
- [7] LACSEP. *Sistema de referência do subsistema Nordeste – lacsep-ne224*. Disponível em: <https://lacsep.github.io/lacsep-ne224>. Acesso em: 18 abr. 2025.
- [8] NEPLAN, Exciter models standard dynamic excitation systems in neplan power system analysis tool, NEPLAN Technical Document 555 1–186.
- [9] P. Pourbeik, G. Chown, J. Feltes, F. Modau, S. Sterpu, R. Boyer, K. Chan, L. Hannett, D. Leonard, L. Lima, W. Hofbauer, L. Gerin- Lajoie, S. Patterson, J. Undrill, F. Langenbacher, Dynamic models for turbine-governors in power system studies (01 2013).
- [10] Energy System Integration Group. *WT3 Generic Wind Model*. Disponível em: <https://www.esig.energy/wiki-main-page/wt3-generic-wind-model/>. Acesso em: 30 mar. 2025.
- [11] Ramos, R. R.; Grilo-Pavani, A. P.; Piardi, A. B.; Fernandes, T. C. C. *Method to build equivalent models of microgrids for rms dynamic simulation of power systems*. In: 11th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium (IREP), 2022, Banff. Anais [...]. Banff, Canadá, 2022.
- [12] Wang, P.; Zhang, Z.; Ma, T.; Huang, Q.; Lee, W.-J. Parameter calibration of wind farm with error tracing technique and correlated parameter identification. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 38, n. 6, p. 5200–5214, nov. 2023.
- [13] E. L. Geraldi, T. C. C. Fernandes, A. B. Piardi, A. P. Grilo and R. A. Ramos, "Parameter estimation of a synchronous generator model under unbalanced operating conditions", *Elect.*

- Power Syst. Res.*, vol. 187, 2020.
- [14] Operador Nacional Do Sistema Elétrico – ONS. *Base de dados de transitórios eletromecânicos para o programa ANATEM*. Revisão 2. Rio de Janeiro: ONS, nov. 2024. (RT-ONS DPL 0382/2024).
- [15] Operador Nacional Do Sistema Elétrico (ONS). *Relatório de Análise de Perturbação: ocorrência de 15 de agosto de 2023*. Brasília: ONS, 2023. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20231009\\_ONS\\_publica\\_nova-versao\\_do\\_Relatorio\\_d\\_e\\_Analise\\_de\\_Perturbacao\\_RAP\\_sobre\\_a\\_ocorrencia\\_de\\_15\\_de\\_agosto.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20231009_ONS_publica_nova-versao_do_Relatorio_d_e_Analise_de_Perturbacao_RAP_sobre_a_ocorrencia_de_15_de_agosto.aspx). Acesso em: 20 abr. 2025.
- [16] K. V. P. M. S. J. A. Lampinen, *Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2005.

## DADOS BIOGRÁFICOS



**Tatiane Cristina da Costa Fernandes** possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Viçosa (UFV), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da USP, obtidos em 2012 e 2017, respectivamente. Atualmente, é professora adjunta do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSCar e docente permanente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da mesma instituição.

**Giovanna Siqueira Mayese** é aluna de graduação do curso de Engenharia Elétrica da EESC/USP.

**Luis Otávio de Angeles Dias** possui graduação (2024) em Engenharia Elétrica pela USP. Atualmente, é aluno de mestrado do curso de Engenharia Elétrica da EESC/USP, na área de Sistemas de Potência.

**Matheus Rosa Nascimento** é graduado em Engenharia Elétrica pela EESC/USP. Atualmente, ocupa o cargo de Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e é mestrando em Engenharia Elétrica na EESC/USP.

**João Pedro Peters Barbosa** possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), obtidos em 2021 e 2023, respectivamente. Atualmente, é aluno de doutorado em Engenharia Elétrica na EESC/USP.

**Roman Kuiava** possui Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) e Mestrado, Doutorado e Pós-Doutorado em Engenharia Elétrica pela EESC/USP (2007, 2010 e 2011, respectivamente). Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba, Brasil.

**Ahda Pionkoski Grilo Pavani** é atualmente professora associada da Universidade Federal do ABC (UFABC). É doutora em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) (2008). Concluiu seu pós-doutorado na UNICAMP com estágio na University of Alberta, Canadá. É editora associada do *Journal of Control Automation and Electrical Systems* e do *IEEE Transactions on Sustainable Energy*.

**João Carlos C. Gonzaga** é engenheiro eletricitista pela PUC-MG (2005). Atualmente é líder de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento pela TotalEnergies EP Brasil no setor de Energias Renováveis.

**Claudio Teixeira Junqueira** é atualmente coordenador técnico-regulatório na Casa dos Ventos Energias Renováveis. Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

**Eduardo Nobuhiro Asada** é Engenheiro Eletricista pela Universidade Estadual de Campinas (1997). É mestre (2000) e doutor (2004) em Engenharia Elétrica pela mesma instituição. Atualmente é Professor Associado da EESC/USP. Na Escola é o Presidente da Comissão de Cultura e Extensão Universitária.

**Rodrigo Andrade Ramos** possui graduação (1997), mestrado (1999) e doutorado (2002) em Engenharia Elétrica pela EESC/USP. Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da EESC/USP. Atuou também como Professor Visitante na University of New South Wales, Austrália, e como Professor Associado Visitante na University of Waterloo, Canadá.