

## Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GAT

### Monitoramento da constante inercial de SEE utilizando sincrofasores

LUCAS LUGNANI FERNANDES(1); DANIEL DOTTA(1);  
UNICAMP(1);

#### RESUMO

A estabilidade de frequência do sistema se tornou preocupante para operadores com o aumento de plantas solares e eólicas conectadas aos Sistemas de Energia Elétrica (SEE). A grande penetração destas fontes reduz a inércia do sistema que naturalmente reage às perturbações de desbalanço de potência. Neste cenário, um método capaz de estimar a constante de inércia, da perspectiva de um dado barramento, é de importância prática. Uma nova metodologia para avaliar automaticamente a constante inercial utilizando o modelo autorregressivo média móvel entrada exógena (ARMAX, em inglês) é apresentada e demonstrada para um gerador síncrono sujeito a perturbações severas utilizando medidas de sincrofasores. A metodologia proposta pode ser dividida em três partes: *i)* Seleção da janela de evento, que inclui identificação do início do distúrbio, bem como da resposta inercial; *ii)* Um modelo ARMAX para estimar a constante de inércia percebida por uma determinada barra; *iii)* Validação do modelo.

#### PALAVRAS-CHAVE

Constante de Inércia, Sincrofasores, Estimação, Modelo ARMAX.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

A estabilidade de frequência de SEE se tornou uma preocupação [1-3], desde o aumento da penetração de geração eólica e solar, que são desacopladas mecanicamente da frequência do SEE e não contribuem automaticamente para a inércia do sistema. Há um esforço da indústria [3] e da academia [4] para desenvolver esquemas de controle (inércia virtual) em geradores eólicos e solares para emular a resposta inercial de geradores síncronos.

Neste cenário, há interesse crescente na estimação da resposta inercial provida por máquinas síncronas. Felizmente, com a difusão de sistemas de medição fasorial sincronizadas em diversos países [5-9] é possível realizar a estimação da inércia de geradores síncronos com os dados obtidos destes sistemas. Neste contexto, um método rápido e confiável, capaz de estimar a constante inercial do SEE é de importância prática. Abordagens existentes de estimação da inércia podem ser categorizadas em dois grupos: *i)* medidas ambientes e *ii)* abordagens baseadas em medidas de perturbações severas.

A estimação da inércia utilizando dados ambientes é desafiadora, dada a dificuldade em separar a resposta inercial dos controles de frequência e tensão, bem como dinâmicas eletromecânicas. A primeira tentativa de abordar este problema foi proposta em [10] utilizando um método de identificação em malha fechada para identificar a constante inercial de um SEE utilizando sinais-teste (*probing-signals*). Enquanto eficiente no sentido

de poder identificar a inércia a partir de uma perturbação conhecida, requer uma operação experimental da porção do sistema sob identificação. Recentemente, os autores em [11] mostraram ser possível estimar a inércia do sistema utilizando somente sincrofasores de dados ambientes. O estudo é realizado utilizando exclusivamente medidas reais do SEE islandês. A abordagem foi projetada para estimação equivalente de inércia (áreas do sistema), requerendo múltiplas medidas entrada-saída e modelos de maior ordem.

Dentro da segunda categoria, os autores em [12-16] utilizam perturbações severas medidas para estimação. Estes métodos podem ser aplicados após a detecção de um distúrbio [17-22] e identificação [20, 22, 23] de contingências de potência ativa (desconexão de gerador/rejeição de carga). A revisão da literatura aqui é restrita a métodos aplicados após a detecção e identificação de perturbações. Os autores de [13] e [14] propuseram a estimação da constante inercial do SEE da Grã-Bretanha, por meio de medidas coletadas por PMUs de pontos-chave do sistema para estimação de inércias regionais, utilizando a equação de balanço de potência. A abordagem proposta em [12] é também aplicada ao sistema brasileiro em [24], utilizando dados coletados por PMUs conectadas em baixa-tensão. A principal limitação da abordagem é a impossibilidade de capturar variações de potência do sistema de transmissão nos dados coletados na distribuição, necessitando portanto de informações externas do distúrbio analisado. Um método mais sofisticado para estimação é apresentado em [15] e [16] que faz uso de pares de janelas deslizantes nas medições de potência ativa e taxa de variação da frequência. Todavia, a largura das janelas deslizantes afeta o resultado da estimação, sendo necessário um ajuste fino da largura de acordo com conhecimento do sistema pelo operador.

Neste trabalho, propomos um método rápido para estimação da constante inercial utilizando janelas de estimação estocasticamente determinadas. A metodologia pode ser aplicada para estimar a inércia de um gerador ou grupo de geradores, se uma unidade de medição fasorial (PMU, em inglês) estiver instalada no barramento do gerador. As maiores contribuições do método são: i) estimação rápida e automática da constante inercial utilizando um modelo ARMAX de baixa ordem; ii) disponibilidade em tempo real devido à baixa complexidade computacional; iii) robustez a ruído; iv) validação de modelo. O restante deste informe é distribuído da seguinte forma: fundamentos teóricos são apresentados na seção 2. A seção 3 apresenta o algoritmo desenvolvido, incluindo requerimentos e os passos detalhados do método. A seção 4 mostra a aplicação do método para simulação de gerador conectado ao sistema 68 barras NETS/NYPS. Por fim, a seção 5 conclui a respeito das capacidades e limitações do método, além de potencial futuro de expansão da metodologia.

## 2.0 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A resposta da frequência de um SEE a uma perturbação ativa pode ser dividida em três estágios: resposta inercial, controle primário e controle secundário [24]. A resposta inercial de um SEE é sua primeira reação a uma desigualdade entre geração e carga. Logo após um distúrbio significativo no sistema, como uma perda de geração, o balanço de potência entre a potência mecânica de saída da turbina para o gerador e a carga de potência ativa é perturbado. Devido ao tempo de resposta do controle primário de frequência, a energia solicitada para reação ao distúrbio é subtraída inicialmente da energia cinética armazenada nas massas girantes dos conjuntos turbina-gerador afetados pelo desbalanço [16]. Após o impacto inicial, as máquinas síncronas desacelerarão a taxas distintas, correspondentes ao seu tamanho (massa girante) e suas localizações elétricas relativas ao ponto de perda de geração. O tamanho da máquina é descrito pela sua constante inercial, definida como a razão entre a energia cinética armazenada no rotor a velocidade nominal e sua potência nominal. Possui dimensão física de tempo (s) e representa a duração de injeção de energia cinética à potência nominal, dada por

$$H = \frac{E_{kin}}{S_B} \quad (1)$$

onde  $E_{kin}$  é a energia cinética armazenada no rotor e  $S_B$  é a potência nominal da máquina elétrica.

**2.1 Modelo máquina barramento infinito (SMIB) -** A metodologia usa a equação de balanço de potência eletromecânica com as seguintes simplificações: ausência de problemas de estabilidade de tensão e transitórios; a potência reativa e o ângulo do gerador são desconsiderados [12]; a potência mecânica varia numa escala de tempo lenta. A resposta inercial da frequência pode ser observada, para uma pequena janela após o distúrbio, para uma única máquina, pela equação diferencial linear de primeira ordem

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0) \quad (2)$$

onde  $\omega$  é a velocidade rotórica medida (em p.u.);  $H$  é a constante de inércia (em s);  $P_m$  a potência mecânica provida ao gerador pela turbina (em p.u.);  $P_e$  a potência elétrica demandada (em p.u.) e  $D$  o coeficiente de amortecimento (em p.u.). Imediatamente após o distúrbio a potência mecânica é considerada constante. Assim, a equação acima pode ser representada na forma geral da função de transferência de Laplace

$$G(s) = \frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P(s)} = \frac{-1/2H}{s + D/2H} \quad (3)$$

onde  $\Delta\omega(s)$  e  $\Delta P(s)$  representam os desvios de velocidade rotórica e potência ativa no domínio de Laplace, respectivamente.

**2.2 Identificação do modelo** - A estimação da constante de inércia é realizada utilizando o modelo autorregressivo, média-móvel, entrada exógena. Pode ser descrito matematicamente por [5]

$$y[k] + a_1 y[k-1] + \dots + a_{na} y[k-na] = b_1 u[k-1] + \dots + b_{nb} u[k-nb] + c_1 e[k-1] + \dots + c_{nc} e[k-nc] + e[k] \quad (4)$$

onde o sinal  $y[k]$  representa a resposta do modelo no instante  $k$  e  $u[k]$  representa a entrada conhecida do sistema. O termo  $e[k]$  é a entrada desconhecida (não-mensurável/ruído) do modelo ARMAX. Assim, o modelo ARMAX é definido pelo vetor de parâmetros:

$$\theta = [a_1, a_2, \dots, a_{na}, b_1, b_2, \dots, b_{nb}, c_1, c_2, \dots, c_{nc}] \quad (5)$$

que deve ser determinado. A ordem da parcela autorregressiva (AR) é dada por  $na$ ,  $nb$  é a ordem da parcela da entrada exógena (X) e  $nc$  a ordem da parcela de média móvel (MA). O modelo ARMAX discreto da função de transferência do sistema, é dado por

$$y[k] = \frac{B(q)}{A(q)} u[k] + \frac{C(q)}{A(q)} e[k] \quad (6)$$

onde os polinômios  $A(q)$ ,  $B(q)$  e  $C(q)$  são definidos como

$$\begin{aligned} A(q) &= 1 + a_1 q^{-1} + a_2 q^{-2} \\ B(q) &= b_1 q^{-1} + b_2 q^{-2} \\ C(q) &= c_0 + c_1 q^{-1} + c_2 q^{-2} \end{aligned} \quad (7)$$

onde  $q^{-1}$  é o operador de atraso. A parcela determinística do modelo é caracterizada pela função de transferência  $B(q)/A(q)$  que representa a resposta do sistema a um sinal de entrada conhecido. Ressalta-se aqui que usualmente uma dada planta é comumente descrita utilizando-se somente a parcela determinística do sistema (modelos AR ou ARMA). A parcela estocástica do sistema pode ser caracterizada pela função de transferência  $C(q)/A(q)$  e sua saída é um ruído colorido (entretanto assumido de distribuição normal para estimação do modelo) que representa o efeito de distúrbios não-acessíveis nos estados da parcela determinística.

Para estimar os coeficientes dos três polinômios acima, uma formulação de erro de predição um passo a frente é utilizada [26]. O erro de predição no instante  $k$  pode ser definido como  $e[k, \theta] = y[k] - y^o[k, \theta]$  onde  $y^o[k, \theta]$  é o valor de saída da planta predito. Essa abordagem pode ser descrita como

$$C(q)y^o[k, \theta] = B(q)u[k] + (C(q) - A(q))y[k] \quad (8)$$

que pode ser reescrito como

$$y^o[k, \theta] = B(q)u[k] + (1 - A(q))y[k] + (C(q) - 1)(y[k] - y^o[k, \theta]) \quad (9)$$

Introduzindo o vetor

$$\phi[k, \theta] = [-y[k-1]; \dots; -y[k-na]; u[k-1]; \dots; u[k-nb]; e[k, \theta]; \dots; e[k-nc, \theta]]^T \quad (10)$$

o valor de saída da planta predito pode ser reescrito de forma vetorial como

$$y^o[k, \theta] = \phi^T[k, \theta]\theta \quad (11)$$

Baseados nesta forma de preditor, diversos métodos de otimização podem ser aplicados para obter o parâmetro de vetores  $\theta$ . Deve-se notar que, diferentemente de outros modelos como AR, ARX, o modelo ARMAX não é um problema de regressão linear, devido ao efeito do vetor  $\theta$  em  $\phi[k, \theta]$ . Para resolver este problema, métodos de otimização não-linear, como minimização baseada em gradiente, podem ser utilizados. Neste trabalho, a função *lsqnonlin* do MATLAB é utilizada para obter a estimação dos parâmetros.

### 3.0 - METODOLOGIA

Após a realização do processo de detecção e identificação de distúrbio de potência ativa, aplica-se o método proposto a seguir. Os distúrbios selecionados não podem ser próximos ao ponto de medição por duas razões principais: i) a proximidade pode corromper a forma de onda e consequentemente o sincrofator estimado; ii) a relação entre velocidade rotórica e frequência elétrica do barramento de transmissão dada por

$$\Delta\omega \approx \Delta f_{bus} \quad (12)$$

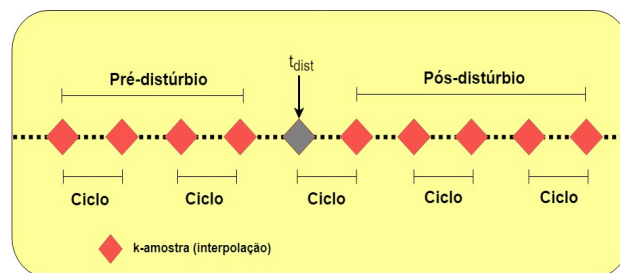
não será válida para barramentos próximos do distúrbio, onde  $\Delta\omega$  e  $\Delta f_{bus}$  são desvios de velocidade rotórica e de frequência do barramento, respectivamente. Esta é uma requisição importante para operadores independentes que não possuem acesso a medidas diretamente da barra do gerador.

**3.1 Pré-Processamento de sinais** - Uma vez que um distúrbio de potência ativa é detectado, os sinais de potência ativa e frequência são processados. Aqui, uma janela de 30 segundos é utilizada para o processamento de sinais, de modo a considerar dados prévios ao distúrbio, a resposta inercial e parte da resposta primária. Inicialmente, os sinais de potência e frequência devem ser filtrados, removendo o componente dc e reduzindo o efeito de frequências mais altas. Um filtro passa-baixa Butterworth de terceira ordem com 0,5 Hz de frequência de corte é utilizado para atenuar frequências mais altas e componentes eletromecânicos locais que podem corromper a estimação da inércia. Uma interpolação por *spline* cúbica não-linear dos sinais de potência ativa e frequência filtrados é obtida [28], através da função *fit* do MATLAB, de modo a incrementar o número de amostras e corrigir/recuperar qualquer dado corrompido ou perdido. Escolheu-se a função de ajustamento *spline* por se tratar de um polinômio cúbico por intervalos que garante derivadas contínuas entre as medidas coletadas de PMU [29]. Finalmente, no estágio de pré-processamento, para todos os 30 s de dados interpolados, o sinal é reamostrado com frequência de 120 Hz, incrementando a quantidade de pontos durante a resposta inercial, auxiliando a convergência do método de estimação.

**3.2 Seleção do intervalo de estimação** – A premissa significativa para uma estimação precisa da constante de inércia utilizando a metodologia proposta é que o intervalo de tempo da resposta inercial da máquina síncrona pode ser utilizado para identificação. A resposta inercial pode ser observada o mais próximo possível do momento que a máquina é impactada pelo distúrbio [30]. A medida que se afasta do momento do distúrbio, dinâmicas adicionais do sistema influenciam o comportamento da frequência, afetando a estimação. Neste trabalho, para se obter o momento do distúrbio e a largura da janela pós-distúrbio um procedimento baseado na análise da taxa de variação da frequência (ROCOF, na sigla inglesa) é utilizado. Após um distúrbio de potência ativa, o nadir (valor mínimo da resposta da frequência) é identificado, sendo o instante de tempo em que a derivada da frequência é igual a zero (ROCOF = 0). A fim de identificar apropriadamente o instante do distúrbio, a perturbação deve causar uma variação contínua do ROCOF de 10 ciclos (positivos ou negativos), isto é, aproximadamente 167 ms para uma frequência nominal de 60 Hz. Perturbações menores que resultam em respostas dinâmicas inferiores a 10 ciclos podem resultar em uma estimação corrompida da constante inercial pelo algoritmo.

A partir do nadir, uma janela deslizante é deslocada para trás buscando o início do distúrbio, através da busca de alteração no sinal do ROCOF. Se o sinal de potência ativa mostra desvio consistente com o ROCOF observado, por exemplo, para um ROCOF negativo é esperado um desvio de potência positivo, o evento é identificado, com  $t_{dist}$  sendo o início da janela deslizante.

A definição da largura da janela para estimação do modelo ARMAX pode ser descrita em dois estágios, pré e pós-distúrbio, como exemplificado para frequência na Figura 1 por dois ciclos pré e três ciclos pós-distúrbio (já interpolado e reamostrado em 120 Hz, tendo portanto, duas amostras por ciclo). A largura da janela pré-distúrbio é necessária para inicializar propriamente o problema de otimização da predição um-passo-a-frente e deve conter ao menos um número de amostras igual à ordem do modelo [26]. Neste trabalho, considerou-se o número mínimo de dois ciclos em 60 Hz (equivalente à ordem do modelo ARMAX) suficiente para a janela pré-distúrbio. Deve-se ressaltar que após a reamostragem de 60 para 120 Hz significam quatro amostras.



**Figura 1: Janela processada pelo algoritmo após identificação do momento de distúrbio**

**3.2.1 Seleção da janela pós-distúrbio:** Um dos maiores desafios para estimação da inércia utilizando-se dados de perturbações severas é a definição do número de amostras utilizadas. A variância da estimação muda conforme o tamanho da máquina observada, bem como do distúrbio. De modo a refinar a precisão da estimação, aplicamos o conceito de consistência da estimação [27] que, considerando um pequeno conjunto de dados medidos, é equivalente a encontrar a variância mínima da estimação. Quando o instante do distúrbio é detectado, uma estimação é realizada para cada largura incremental de janela pós-distúrbio. A variância da estimação é calculada para cada novo ciclo considerado, de modo a encontrar o tamanho da janela que possui a variância mínima. Quando o ponto de mínima variância é encontrado, este é considerado como a borda da janela pós-distúrbio que produz a melhor estimativa.

**3.3 Estimação da constante inercial** - Utilizando-se a seleção de intervalo da Seção 2 objetivamos retirar do sinal qualquer resposta, exceto a inercial. Entretanto, alguma influência indesejada pode permanecer (particularmente do ângulo interno da máquina). Por esta razão utilizamos um modelo de segunda ordem ( $n_a = n_b = n_c = 2$ ), da mesma ordem que a equação de balanço de potência [25]. Na prática, o modelo discreto ARMAX é estimado utilizando a função *armax* no MATLAB, com argumentos *focus* e *prediction* selecionados. Estas opções permitem a predição de erro um-passo-a-frente entre as saídas medida ( $y[k]$ ) e predita ( $y^o[k, \theta]$ ). A constante de inércia pode ser extraída diretamente da função de transferência discreta. Todavia, pode ser mais compreensível representar a função na sua forma contínua. Assim, após a estimação, o modelo em tempo discreto é convertido para a forma contínua através da função *d2c* no MATLAB.

Utilizando uma transformação bilinear, como a de Tustin, a função de transferência discreta estimada pode ser descrita na forma contínua (no domínio da frequência) pela função de transferência de segunda ordem na forma polinomial

$$G(s) = \frac{\Delta F(s)}{\Delta P(s)} = \frac{b_2 s^2 + b_1 s + b_0}{s^2 + a_1 s + a_0} \quad (13)$$

Onde  $\Delta F(s)$  e  $\Delta P(s)$  representam os desvios de frequência (saída) e potência (entrada) no domínio de Laplace, respectivamente. Finalmente, o sistema é representado novamente no domínio da frequência por

$$G(s) = \frac{\Delta F(s)}{\Delta P(s)} \approx \frac{b_r}{s + a_r} \quad (14)$$

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

Por inspeção de (3) a relação  $H \approx 1/2 b_r$  pode ser estabelecida.

**3.4 Validação do modelo** - Os valores obtidos pelo algoritmo de identificação devem ser validados de modo a fornecer uma estimativa confiável para o operador. Neste trabalho, comparamos a saída predita pelo modelo com a saída medida, durante a janela de tempo utilizada para estimação. Objetivando ter um valor único que expressa a qualidade do modelo, o Erro Médio Quadrático Normalizado (NRMSE, em inglês) é utilizado como métrica de avaliação de qualidade. O NRMSE é expresso como a porcentagem

$$FIT = 100 \left( 1 - \frac{\|y_{medido} - y_{modelo}\|}{\|y_{medido} - y_{medido}\|} \right) \% \quad (15)$$

onde  $y_{medido}$  é o dado de saída medido,  $y_{medido}$  é a média dos dados de saída medidos e  $y_{modelo}$  é a resposta predita do modelo. Um valor mínimo de  $FIT$  pode ser fixado de modo a fornecer algum nível de confiança no modelo e, consequentemente, na inércia estimada. Para este trabalho, por exemplo, o limitante de  $FIT$  foi de 90%.

#### 4.0 - RESULTADOS

Sinais de simulação obtidos para o sistema IEEE 68-bus foram utilizados para testar o método. Todos os sinais utilizados foram filtrados utilizando um filtro passa-baixa (frequência de corte de 0,5 Hz) e reamostrados para 120 Hz.

**4.1 Descrição do sistema teste** - O sistema 68-bus é um equivalente de ordem reduzida do SEE interconectado New England (NETS) e Nova Iorque (NYPS), como mostrado na Figura 2 [31]. Este sistema possui 4 modos inter-áreas e grande participação dos modos eletromecânicos dos geradores equivalentes de área 13, 14, 15 e 16. Todos os geradores são representados por modelo de 6ª ordem com reguladores automáticos de tensão (AVR) e todas as cargas são modeladas como impedâncias constantes [31]. Geradores 1 a 12 também possuem PSSs (PSS1A simplificado com três estágios *lead-lag*). Entretanto, seguindo recomendações dos autores em [31], as demais máquinas não possuem PSS. As simulações no domínio do tempo foram realizadas utilizando o programa computacional ANATEM do CEPEL [32].

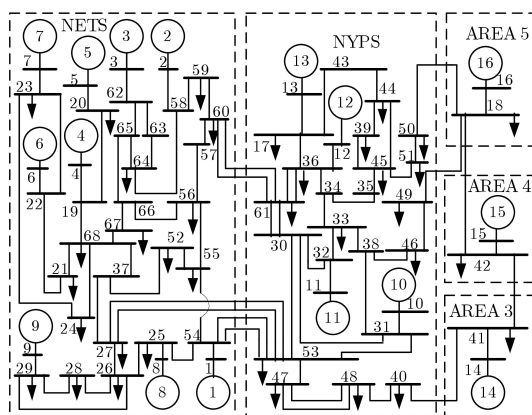


Figura 2: Sistema Teste IEEE NETS/NYPS

**4.2 Estimação** - A estimação considera a interação individual entre uma máquina e o restante do sistema. Somente o desvio de potência ativa local  $\Delta P$  e o desvio de frequência  $\Delta f$  são utilizados para estimar o modelo ARMAX da máquina e, consequentemente, sua inércia.

Somente distúrbios que ocorreram em áreas distintas à área da máquina sendo estimada foram consideradas. Por exemplo, para geradores da área do NETS, somente dados medidos para perdas de geradores de NYPS e equivalentes 14, 15 e 16 foram considerados. Os resultados da estimação da constante de inércia de todos os

geradores pode ser observado na Tabela 1, baseados numa potência nominal de 100 MVA. Para todas as estimativas o  $FIT$  foi superior a 99,5%. O erro relativo (%) é calculado para todas as perdas de geradores que ocorreram fora da área do gerador estimado. A Tabela também mostra que o erro obtido, com exceção do gerador G13 é inferior a 3%.

Tabela 1 – Estimação da Constante Inercial das Máquinas do sistema IEEE 68 bus

Gerador - Barramento	$H_{real}$	$H_{est}$	Erro (%)
01 – 54	42	41,58	1,0
02 – 58	30,2	30,32	0,41
03 – 62	35,8	35,62	0,49
04 – 19	28,6	28,43	0,59
05 – 20	26	26,29	1,12
06 – 22	34,8	35,13	1,83
07 – 23	26,4	26,71	1,16
08 – 25	24,3	24,31	0,05
09 – 29	34,5	34,32	0,53
10 – 31	31	30,84	0,54
11 – 32	28,2	28,78	2,04
12 – 36	92,3	90,52	1,93
13 – 17	496	489,59	1,29
14 – 41	300	290,79	3,07
15 – 42	300	296,21	1,26
16 – 18	450	453,93	0,87

## 5.0 - CONCLUSÃO

Uma nova metodologia para estimar automaticamente a constante de inércia utilizando uma janela determinada estocasticamente foi apresentada. O modelo ARMAX possui ordem fixa, de modo que nenhum procedimento auxiliar adicional é necessário pra determinar a ordem do modelo. A abordagem proposta pode ser prontamente implementada, o que significa eficiência computacional e depende somente de medidas de potência ativa e frequência nos barramentos selecionados. A estimação da inércia pode ser implementada localmente (em PMU ou DFR), ou remotamente em um Centro de Operação.

Resultados de testes utilizando dados sintéticos mostram a eficiência da metodologia proposta. A abordagem foi aplicada ao sistema equivalente NETS/NYPS 68-bus para os 16 geradores do sistema em eventos de perda de geração. Trabalhos futuros incluem a estimação da inércia de um grupo de máquinas coerentes utilizando uma barra piloto, utilização de dados reais para estimação das demais parcelas que compõem a resposta da frequência e extensão da estimação da inércia através da estimação do modelo ARMAX utilizando dados ambientes.

## 6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de expressar agradecimento à FAPESP pelos apoios financeiros através dos projetos 2016/08645-9 e 2018/07375-3 e ao CNPQ através da bolsa 170100/2018-9.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MILANO, Federico et al. Foundations and challenges of low-inertia systems. In: 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). IEEE, 2018. p. 1-25.
- (2) KROPOSKI, Benjamin et al. Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy. IEEE Power and Energy Magazine, v. 15, n. 2, p. 61-73, 2017.
- (3) RUTTLEDGE, Lisa et al. Frequency response of power systems with variable speed wind turbines. IEEE transactions on Sustainable Energy, v. 3, n. 4, p. 683-691, 2012.

- (4) ARANI, Mohammadreza Fakhari Moghaddam; EL-SAADANY, Ehab F. Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 2, p. 1373-1384, 2012.
- (5) ONS, Minimal technical requisites for grid connection, 2017,.
- (6) PRIOSTE, Fernando B.; E SILVA, Aguinaldo S.; DECKER, Ildemar C. Monitoring oscillations modes of the Brazilian Interconnected Power System using ambient data. In: 2011 IEEE trondheim PowerTech. IEEE, 2011. p. 1-7.
- (7) ZHANG, Jianhua; CHAKRABORTTY, Aranya; XIN, Yufeng. Distributed implementation of wide-area monitoring algorithms for power systems using a US-wide ExoGENI-WAMS testbed. In: 2014 44th Annual IEEE/IFIP International Conference on Dependable Systems and Networks. IEEE, 2014. p. 762-767.
- (8) DATTARAY, Papiya et al. Mitigating SSR: The threat of hidden critical lines and WAMS as a solution. In: 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). IEEE, 2016. p. 1-6.
- (9) LIN, Zhenzhi et al. Wide-area coherency identification of generators in interconnected power systems with renewables. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 11, n. 18, p. 4444-4455, 2017.
- (10) ZHANG, Junbo; XU, Hanchen. Online identification of power system equivalent inertia constant. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 64, n. 10, p. 8098-8107, 2017.
- (11) TUTTELBERG, Kaur et al. Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 6, p. 7249-7257, 2018.
- (12) SAUER, P. W.; PAI, M.; CHOW, J. Power system dynamics and stability, John Wiley & Sons, 2016.
- (13) ASHTON, P. M. et al. Application of phasor measurement units to estimate power system inertial frequency response. In: 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE, 2013. p. 1-5.
- (14) ASHTON, Phillip M. et al. Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements. IEEE Transactions on Power Systems, v. 30, n. 2, p. 701-709, 2014.
- (15) WALL, Peter; GONZALEZ-LONGATT, Francisco; TERZIJA, Vladimir. Estimation of generator inertia available during a disturbance. In: 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE, 2012. p. 1-8.
- (16) WALL, Peter; TERZIJA, Vladimir. Simultaneous estimation of the time of disturbance and inertia in power systems. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 29, n. 4, p. 2018-2031, 2014.
- (17) XIE, Le; CHEN, Yang; KUMAR, P. Roshan. Dimensionality reduction of synchrophasor data for early event detection: Linearized analysis. IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n. 6, p. 2784-2794, 2014.
- (18) KHAN, Mukhtaj et al. Parallel detrended fluctuation analysis for fast event detection on massive PMU data. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 6, n. 1, p. 360-368, 2014.
- (19) NEGI, Sanjay Singh et al. Event detection and its signal characterization in PMU data stream. IEEE Transactions on Industrial Informatics, v. 13, n. 6, p. 3108-3118, 2017.
- (20) SHAMS, Negar; WALL, Peter; TERZIJA, Vladimir. Active Power Imbalance Detection, Size and Location Estimation Using Limited PMU Measurements. IEEE Transactions on Power Systems, v. 34, n. 2, p. 1362-1372, 2018.
- (21) HAN, Fujia; TAYLOR, Gareth; LI, Maozhen. Towards a Data Driven Robust Event Detection Technique for Smart Grids. In: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2018. p. 1-5.
- (22) GHARAVI, Hamid; HU, Bin. Space-time approach for disturbance detection and classification. IEEE transactions on smart grid, v. 9, n. 5, p. 5132-5140, 2017.

- (23) LI, Wenting; WANG, Meng; CHOW, Joe H. Real-time event identification through low-dimensional subspace characterization of high-dimensional synchrophasor data. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 5, p. 4937-4947, 2018.
- (24) LUGNANI, Lucas et al. Frequency response estimation following large disturbances using synchrophasors. In: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2018. p. 1-5.
- (25) KUNDUR, Prabha; BALU, Neal J.; LAUBY, Mark G. Power system stability and control. New York: McGraw-hill, 1994.
- (26) LJUNG, Lennart; SÖDERSTRÖM, Torsten. Theory and practice of recursive identification. MIT press, 1983.
- (27) BAR-SHALOM, Yaakov; LI, X. Rong; KIRUBARAJAN, Thiagalingam. Estimation with applications to tracking and navigation: theory algorithms and software. John Wiley & Sons, 2004.
- (28) DE BOOR, Carl et al. A practical guide to splines. New York: springer-verlag, 1978.
- (29) JUDD, Charles M.; MCCLELLAND, Gary H.; RYAN, Carey S. Data analysis: A model comparison approach. Routledge, 2011.
- (30) ANDERSON, Philip M.; MIRHEYDAR, Mahmood. A low-order system frequency response model. IEEE Transactions on Power Systems, v. 5, n. 3, p. 720-729, 1990.
- (31) CANIZARES, C. et al. Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems. IEEE Transactions on Power Systems, v. 32, n. 1, p. 715-722, 2016.
- (32) E. G. Department, Grid Analysis Software, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, (2017).

#### 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Lucas Lugnani Fernandes** Graduação (2016) em Engenharia Elétrica, UTFPR, Curitiba, Paraná.  
Mestrado (2018) em Engenharia Elétrica, Unicamp, Campinas, São Paulo.

**Daniel Dotta** possui doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2009). Atualmente é professor assistente da Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP