

Estimação da Inércia Regional Utilizando Dados Ringdown e Ambiente

Bruno Pinheiro* Lucas Lugnani* Daniel Dotta*

* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, SP, (e-mail: b229989@dac.unicamp.br; dottad@unicamp.br).

Abstract: The inertial response is crucial to the stable operation of the modern power systems. In this paper, an approach based on synchrophasors during ringdown and ambient operation is proposed to estimate the regional inertia. As a sub-product of the proposed procedure, the damping coefficient can be estimated. The proposed approach is based on the system identification of a ARMAX model using a selected pilot-bus, that properly reflect the frequency of the center of inertia (COI) of each region, and the power variations within at region. The approach is tested in the IEEE 68-bus system during disturbed and ambient operation.

Resumo: A resposta inercial dos sistemas elétricos de potência é um parâmetro crucial para manutenção da operação estável dos modernos sistemas de energia. Nesse trabalho, a inércia agregada/regional é estimada utilizando uma metodologia baseada em dados sincrofásoriais durante operação *ringdown* e ambiente. Como um subproduto da metodologia, o coeficiente de amortecimento (D) também pode ser estimado. A metodologia é baseada na identificação de um modelo ARMAX e da escolha de uma barra piloto que represente a frequência do centro de inércia da região. Com isso, os parâmetros regionais que governam a resposta de frequência do sistema podem ser devidamente obtidos. A aplicabilidade da metodologia é avaliada no sistema IEEE 68 Barras operando durante perturbações e condições nominais.

Keywords: Inertia estimation; frequency stability; center of inertia; power system stability; system identification.

Palavras-chaves: Estimação de inércia; estabilidade de frequência; centro de inércia; estimação de coeficiente de amortecimento da carga; identificação de sistemas.

1. INTRODUÇÃO

Os atuais sistemas elétricos de potência vêm caminhando para a sua completa descarbonização. Isso implica na renovação da matriz energética, priorizando as fontes de energia renováveis em detrimento das convencionais fontes baseadas em combustíveis fósseis. Essa renovação introduz questões antes não apresentadas na dinâmica do sistema elétrico, destacando-se os problemas relacionados à estabilidade de frequência. A principal questão está relacionada à baixa inércia da fonte eólica e a inexistência da inércia na fonte solar (Milano et al., 2018), diferentemente dos convencionais geradores síncronos encontrados em plantas hidráulicas e térmicas. Além disso, particularmente para geradores eólicos, a contribuição inercial é reduzida devido à conexão desses geradores no sistema via dispositivos baseados em eletrônica de potência. Nesse contexto, a diminuição das incertezas relacionadas ao parâmetro de inércia dos geradores, bem como seu monitoramento, é de grande importância para a correta operação e planejamento do sistema elétrico.

Com o advento dos WAMS (do inglês, *Wide Area Measurement Systems*), diversas metodologias baseadas em dados sincrofásoriais provenientes de PMUs (do inglês, *Phasor Measurement Units*) vêm sendo desenvolvidas na literatura. Essas metodologias podem ser classificadas com base

nos dados utilizados, sendo: *i*) *Ringdown* (P. M. Ashton et al., 2015; L. Lugnani et al., 2020; G. Cai et al., 2019), *ii*) *Ambiente* (K. Tuttelberg et al., 2018; F. Zeng et al., 2020; D. Yang et al., 2020) e *iii*) *Probing* (Zhang and Xu, 2017; Tamrakar, Ujjwol et al., 2020). Dentre esses, a utilização de sinais durante operação normal do sistema (dados ambiente) é o que permite o monitoramento em tempo real, independente da ocorrência de distúrbios no sistema (*ringdown*) ou da injeção de sinais de excitação nas máquinas (*probing*). Além disso, dentre as abordagens existentes na literatura, pode-se estimar a inércia individual dos geradores ou a inércia agregada/total de regiões elétricas.

Nesse trabalho, serão utilizados dados medidos durante operação ambiente e *ringdown* para estimação dos parâmetros regionais do sistema. Diferente das metodologias existentes, a medição do centro de inércia (COI) das regiões será previamente identificado, permitindo o monitoramento dos parâmetros utilizando a frequência de uma barra piloto e a variação de potência dos geradores. Com isso, uma menor observabilidade da frequência das regiões é necessário, reduzindo o número de medições no sistema. Adicionalmente, o coeficiente de amortecimento agregado das áreas poderá ser estimado como um subproduto do procedimento proposto, permitindo o monitoramento da

resposta de frequência do sistema além dos instantes iniciais após os distúrbios.

Esse artigo possui a seguinte organização: Seção 2 apresenta os fundamentos teóricos da dinâmica da resposta de frequência de sistemas elétricos de potência; a Seção 3 apresenta o modelo paramétrico ARMAX utilizado para identificação de sistemas; na Seção 4 é proposta uma metodologia para estimação dos parâmetros de inércia e coeficiente de amortecimento utilizando dados sincrofasoriais, na Seção 5 a metodologia é avaliada no sistema IEEE 68 Barras e na Seção 6 são apresentadas as conclusões dos resultados obtidos e possíveis trabalhos futuros.

2. DINÂMICA DA RESPOSTA DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Na ocorrência de um desbalanço entre geração e demanda, a dinâmica eletromecânica entre a variação de torques no rotor de um gerador síncrono e sua frequência de rotação é representada pela equação de *swing* (Kundur, 1994), para um gerador i :

$$2H_i \frac{d\Delta\omega_i(t)}{dt} = \Delta P_{m,i}(t) - \Delta P_{e,i}(t) - D_i \Delta\omega_i(t) \quad (1)$$

onde, $\Delta\omega_i(t)$ é a variação da velocidade rotórica do gerador em rad/s; H_i é a constante de inércia do gerador em segundos; D_i é o coeficiente de amortecimento; $\Delta P_{m,i}(t)$ em pu e $\Delta P_{e,i}(t)$ em pu são as potências mecânica e elétrica, respectivamente.

Considere agora um sistema elétrico multi-máquinas composto por n_g geradores. Após a ocorrência de uma perturbação, cada gerador possuirá uma dinâmica de resposta de frequência diferente, dependente dos seus parâmetros internos, da rede de transmissão e da localização da perturbação. Porém, comumente em estudos de estabilidade de frequência busca-se um modelo que represente o comportamento de frequência média dos geradores, denominado de centro de inércia do sistema (COI, do inglês *Center of Inertia*), sendo

$$\Delta\omega_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{n_g} H_i \Delta\omega_i}{H_T} \quad (2)$$

onde H_T é a inércia equivalente do sistema, definida como o somatório das inércias individuais dos geradores. Considerando a devida conversão para mesma base de potência, são definidos os parâmetros equivalentes de inércia e coeficiente de amortecimento do sistema:

$$H_T = \frac{\sum_{i=1}^{n_g} H_i S_i}{S_T} \quad D_T = \frac{\sum_{i=1}^{n_g} D_i S_i}{S_T} \quad (3)$$

onde S_T é a capacidade total do sistema, definido como:

$$S_T = \sum_{i=1}^{n_g} S_i \quad (4)$$

Considerando os parâmetros agregados de inércia e coeficiente de amortecimento, um gerador equivalente relativo a uma região elétrica pode ser devidamente modelado tomando a variação de potência total da área, ou seja:

$$P_e(t) = \sum_{i=1}^{n_g} P_{e,i}(t) \quad P_m(t) = \sum_{i=1}^{n_g} P_{m,i}(t) \quad (5)$$

Portanto, analisando o sistema como um gerador equivalente de parâmetros agregados, conforme as equações (2)-(5), a equação de *swing* desenvolvida para um gerador i em (1) pode ser estendida para descrever o comportamento dinâmico do gerador equivalente, agora em função da frequência do COI (Δ_{COI}) e da potência total gerada na região.

2.1 Operação ambiente e ringdown

1) Condição normal de operação: a operação ambiente do sistema consiste em pequenas variações estocásticas das cargas que ocorrem continuamente ao longo do tempo. Essas variações de carga provocam pequenas variações na frequência do sistema e nas contribuições de potência dos geradores. Portanto, pode-se considerar que $\Delta P_m(t) \approx 0$ em (1), uma vez que os controles primários possuem uma faixa de operação que não engloba essas pequenas variações.

2) Operação durante distúrbios: no caso da operação *ring-down* o sistema está sujeito a perturbações mais severas: degrau de carga, retirada de geradores, curto circuito, etc.. Com isso, as frequências do sistema estão sujeitas a maiores taxas de variações de frequência, RoCoF (do inglês, *Rate of Change of Frequency*). Adicionalmente, considerando que o controle primário de frequência possui maiores constantes de tempo, existe uma janela de tempo após a ocorrência da perturbação no qual $\Delta P_m(t) \approx 0$ em (1) é válida.

Com base no modelo agregado de uma região elétrica do sistema e supondo que as medições dos sinais de entrada e saída desse modelo podem ser devidamente medidos por meio de PMUs, durante operação ambiente e *ringdown*, pode-se aplicar um procedimento de identificação de sistemas de forma a obter um modelo matemático que descreva a dinâmica desse sistema.

3. IDENTIFICAÇÃO DE SISTEMAS: MODELOS ARMAX

Considerando um sistema dinâmico sujeito a uma entrada exógena $u[k]$ e um ruído $e[k]$, e sua saída medida $y[k]$, o modelo matemático que representa a dinâmica desse sistema pode representado por meio de modelos paramétricos. Dentre esses modelos, o modelo ARMAX (*AutoRegressive Moving average with exogenous input*) destaca-se por possuir maior flexibilidade, principalmente em aplicações relacionadas a sistemas de potência (L. Lugnani *et. al.*, 2020).

O modelo ARMAX discreto de ordem $[n_a, n_b, n_c]$ e delay de entrada n_k pode ser descrito por meio da equação de diferenças (Ljung, 1999):

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

Nessa estrutura ficam evidentes as parcelas que o compõem: autorregressão da saída $A(q)y[k]$, média móvel da entrada estocástica $C(q)e[k]$ e a entrada exógena $B(q)u[k]$, sendo

$$A(q) = 1 + a_1q^{-1} + \dots + a_{n_a}q^{-n_a} \quad (7)$$

$$B(q) = b_1q^{-1} + \dots + b_{n_b}q^{-n_b} \quad (8)$$

$$C(q) = 1 + c_1q^{-1} + \dots + c_{n_c}q^{-n_c} \quad (9)$$

onde q é o operador de atraso, por exemplo $q^{-j}u[k] = u[k-j]$, e (a_i, b_i, c_i) são os coeficientes do modelo a serem identificados.

Na equação (6), a parcela $(q^{-n_k} B[q]/A[q])$ é a parte determinística do modelo discreto, enquanto $(C[q]/A[q])$ é a parcela estocástica que modela os parâmetros incertos do modelo e seus ruídos.

Os parâmetros do modelo podem ser estimados utilizando a formulação baseada no erro de predição 1 passo (Ljung, 1999). Considerando o modelo ARMAX (6), pode-se escrever a predição 1 passo a frente por meio da pseudo regressão linear

$$\hat{y}[k, \theta] = \phi[k, \theta]\theta \quad (10)$$

onde,

$$\Phi[k, \theta] = [-y[k-1] \dots -y[k-n_a] \quad u[k-n_k] \dots u[k-n_k-n_b] \quad \varepsilon[k-1, \theta] \dots \varepsilon[k-n_c, \theta]]^T \quad (11)$$

$$\theta = [a_1 \dots a_{n_a} \quad b_1 \dots b_{n_b} \quad c_1 \dots c_{n_c}]^T \quad (12)$$

sendo $\Phi[k, \theta]$ o vetor de regressão e θ o de parâmetros a serem determinados. Nesse caso, nota-se que o vetor de regressão depende diretamente dos parâmetros desconhecidos devido ao erro de predição $\varepsilon[k, k-1]$. Portanto, devido a não linearidade nos parâmetros de (10), faz-se necessário a utilização de um algoritmo de otimização não-linear para a minimização da função custo em (13) (Ljung, 1999).

$$V(\theta) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (y[k] - \hat{y}[k, \theta])^2 \quad (13)$$

Nesse sentido, dentre as diferentes metodologias para estimação dos parâmetros de um modelo ARMAX em tempo discreto, o *toolbox* de identificação de sistemas do MATLAB mostra-se uma alternativa viável.

4. METODOLOGIA DE ESTIMAÇÃO

Nessa seção, uma metodologia baseada em dados de PMUs é apresentada para a estimação dos parâmetros de inércia (H) e coeficiente de amortecimento (D) agregados, isto é, os parâmetros equivalentes que governam a resposta de frequência de uma dada região elétrica. Conforme apresentado na Figura 1, uma abordagem baseada na identificação de um modelo equivalente da região será apresentada. Nesse sentido, busca-se utilizar os dados de

potência e frequência que melhor representem a dinâmica de frequência equivalente da região.

A metodologia proposta é dividida em quatro principais etapas: (i) seleção da barra piloto, (ii) pré-processamento, (iii) identificação do sistema, (iv) extração dos parâmetros de inércia e coeficiente de amortecimento.

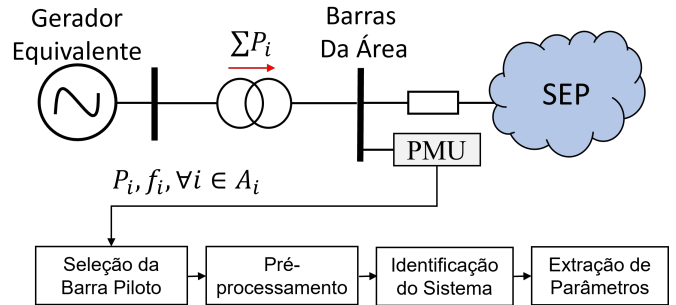


Figura 1. Procedimento para estimação de parâmetros de inércia e coeficiente de amortecimento de uma região A_i .

4.1 Seleção da Barra Piloto

A barra da região cuja frequência melhor se aproxima da dinâmica da resposta de frequência do COI da região é chamada de barra piloto. A seleção da barra piloto é realizada em um procedimento *offline*, com a premissa de total observabilidade do sistema, isto é, considerando as medições de frequência de todas as barras da região após a ocorrência de distúrbios. O procedimento de seleção é baseado na característica espaço-temporal das frequências do sistema elétrico e no conceito de distribuição de inércia discutido em (H. Pulgar-Painemal *et al.*, 2018).

A distância entre uma barra j do sistema, $j \in A_i$, em relação a frequência COI da área A_i pode ser quantificada em uma janela de tempo T por meio do índice proposto por (H. Pulgar-Painemal *et al.*, 2018), adaptado nesse trabalho para encontrar as barras próximas ao COI de uma região, conforme apresentado em (14).

$$d_j = \int_{t_0}^{t_0+T} (f_j(\tau) - f_{COI}^{A_i}(\tau))^2 d\tau \quad (14)$$

Para capturar somente a resposta inercial dos geradores, o cálculo da equação (14) será realizado em uma janela de tempo de 2 segundos após a ocorrência da perturbação. Esse procedimento será aplicado considerando diferentes perturbações no sistema, de forma a obter diferentes medidas de (14) para cada barra. Considerando p eventos aplicados no sistema, a matriz com os índices de distribuição de inércia regional ($IDIR \in \mathcal{R}^{N_b \times p}$) pode ser obtida:

$$IDIR = \begin{bmatrix} IDIR_1^1 & IDIR_1^2 & \dots & IDIR_1^p \\ IDIR_2^1 & IDIR_2^2 & \dots & IDIR_2^p \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ IDIR_{N_b}^1 & IDIR_{N_b}^2 & \dots & IDIR_{N_b}^p \end{bmatrix} \quad (15)$$

sendo N_b o número de barras na área e $IDIR_j^k$ o valor do índice (14) calculado para uma barra j normalizada pelo maior valor obtido para um mesmo evento k ,

$$IDIR_j^k = \frac{d_j^k}{\max_{j \in A_i} d_j^k} \quad (16)$$

Com isso, o vetor $\overline{IDIR} \in \mathcal{R}^{N_b \times 1}$ é computado tomado a média obtida para cada evento, ou seja, calculando média dos valores obtidos nas linhas de (15),

$$\overline{IDIR} = \begin{bmatrix} \overline{IDIR}_1 \\ \overline{IDIR}_2 \\ \vdots \\ \overline{IDIR}_{N_b} \end{bmatrix} \quad (17)$$

A barra piloto da área A_i é aquela que possui o menor valor em \overline{IDIR} , indicando que sua resposta da frequência se aproxima do comportamento do COI desta área para diferentes perturbações no sistema.

4.2 Pré-processamento

Na etapa de pré-processamento os sinais de potência e frequência das regiões são conhecidos. Com isso, serão definidas as janelas de dados utilizados para cada tipo de evento e o procedimento de filtragem adotado antes da etapa de identificação.

Na análise de ringdown a escolha do tamanho da janela pode ser crítica, uma vez que a atuação das malhas de controle de frequência pode vir a interferir na dinâmica dos dados medidos. Nesse caso, após a ocorrência da perturbação, é selecionada uma janela de dados partindo da identificação do momento da perturbação até um instante de tempo anterior à atuação de malhas de controle de frequência. Além disso, devido ao período de perturbação ser restrito, não é possível a divisão da janela de dados em uma parcela para identificação e outra para validação do modelo estimado.

No caso da análise de dados ambiente, um número maior de dados está disponível de forma contínua. Nesse caso, devido às pequenas variações de frequência, pode-se desconsiderar a atuação dos controles de frequência. Com isso, será considerada uma janela total medida de 300s, sendo, 200s utilizados para realizar o processo de identificação do modelo dinâmico e 100s para validação.

Dada uma janela de dados de potência e frequência medidos com uma frequência de amostragem de 60Hz, o que é compatível com a frequência de amostragem de PMUs, é realizada uma etapa de pré-processamento, dividida em: filtragem passa-baixa, reamostragem, filtragem passa-alta.

1) *Filtro Passa-Baixa*: Nessa etapa, altas frequências serão filtradas por um filtro passa baixa Butterworth de quinta ordem. A frequência de corte do filtro é definida de forma a minimizar os efeitos dos modos de oscilação eletromecânicos locais, bem como dinâmicas não desejadas de alta frequência, definindo-se, portanto, $fc = 0.5\text{Hz}$. O processo de filtragem é aplicado utilizando um filtro não-causal,

de forma a não adicionar atrasos significativos nos sinais filtrados. Nessa etapa de pré-processamento, os dados coletados possuem frequência de amostragem compatível com a de PMUs (60Hz), nesse caso, o filtro passa-baixa projetado também possuirá frequência de amostragem de 60Hz.

2) *Reamostragem*: Note que as metodologias de identificação de sistemas são baseadas na utilização de vetores de regressão e conseqüentemente em operações matriciais. Nesse sentido, o excesso de medidas pode acarretar em problemas numéricos devido ao mal condicionamento (Aguirre, 2015). Do ponto de vista do critério de Nyquist, o tempo de amostragem dos sinais deverá ser aproximadamente entre cinco a dez vezes inferior à constante de tempo de interesse (Aguirre, 2015), necessitando a aplicação do processo de downsampling. Com base nisso, a frequência de 60 Hz é reduzida para 10Hz sem comprometer o processo de identificação dos parâmetros de interesse.

3) *Detrending e Filtro Passa-Alta*: Essa etapa consiste em transformar os dados em variações em torno de zero, ou seja, elimina-se o seu valor médio. Ressalta-se a importância dessa etapa exclusivamente no tratamento de dados ambientes, sujeitos a variações estocásticas em torno do seu ponto nominal de operação. No caso do tratamento de dados durante ringdown, o comportamento das variações de potência e frequência medidos apresentam grandes variações.

4.3 Identificação do Modelo Agregado

A entrada ($u[k]$) e saída ($y[k]$) do modelo a ser identificado é definida como a potência ativa (ΔP_i) e frequência (Δf_i) pré-processados, respectivamente. Após isso, inicia-se a etapa de identificação do modelo paramétrico em tempo contínuo. Nessa etapa, a determinação da ordem do modelo identificado deverá ser escolhida de forma a representar a dinâmica entrada-saída dos dados medidos, bem como possibilitar a extração dos parâmetros físicos do sistema. A Figura 2 apresenta as etapas para estimar o modelo em tempo contínuo.

Primeiramente, define-se a ordem máxima dos modelos a serem identificados (n_{max}). Devido à natureza da dinâmica eletromecânica do sistema, dada pela equação e *swing*, a máxima ordem escolhida é 10. Com isso, a ordem dos modelos ARMAX é definida com $n_a = n_b = n_c$, variando de 1 até 10; o atraso de entrada é mantido fixo com $n_k = 1$. Os modelos identificados são convertidos para o espaço de estados e os modelos instáveis são descartados.

Na segunda parte, os modelos estáveis são utilizados para o cálculo do *fitness*, conforme a equação (18), com base no conjunto de dados de validação. Em seguida, os modelos são convertidos para tempo contínuo, onde a estabilidade dos sistemas é novamente avaliadas, descartando os modelos instáveis. Essa nova verificação da estabilidade é realizado para mitigar possíveis problemas numéricos devido ao processo de conversão do modelo para tempo contínuo.

$$Fit^j = \left(1 - \frac{\|\Delta \mathbf{f}_v - \Delta \hat{\mathbf{f}}_{sys^j}\|}{\|\Delta \mathbf{f}_v\|} \right) \times 100\% \quad (18)$$

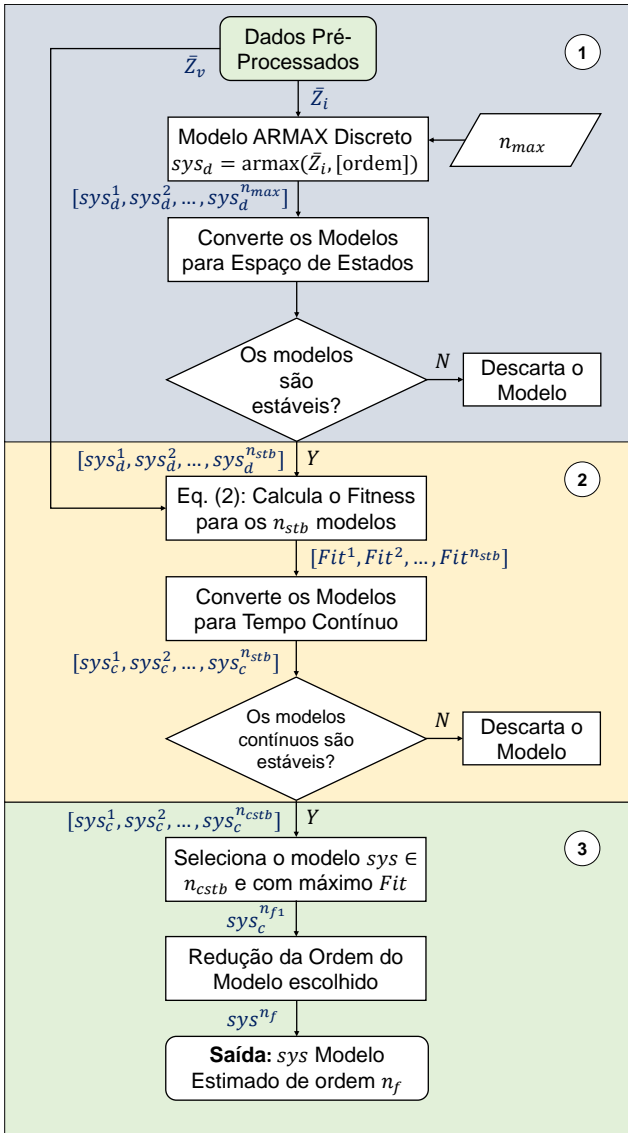


Figura 2. Metodologia para identificação do modelo dinâmico em tempo contínuo e extração da inércia.

Na terceira etapa, o modelo estável que apresenta o maior *fitness* é selecionado e aplicado um processo de redução de ordem para descartar os estados com menor influência na dinâmica de entrada-saída do sistema. O procedimento para redução de ordem é realizado com base no método descrito em (K. Tuttleberg *et al.*, 2018), aplicado nesse trabalho seguindo os passos:

- (1) O modelo estimado de ordem n_{f1} é transformado em uma realização balanceada;
- (2) Para cada estado do modelo são calculados os *Hankel singular values* (HSV);
- (3) Normaliza-se os valores de HSV com relação ao máximo valor obtido: $HSV_i = HSV_i / \max(HSV)$;
- (4) Com base em um valor pré-determinado de tolerância, eliminam-se os estados que possuem valores de HSV menores que o tolerado. Nesse trabalho adota-se uma tolerância de energia normalizada de 0,1.

Com isso, ao final do procedimento é obtido um modelo em tempo contínuo no formato de função de transferência de ordem n_f .

4.4 Extração dos Parâmetros

A última etapa do processo de estimação consiste em, a partir dos modelos estimados, extrair os valores dos parâmetros físicos de inércia (H) e coeficiente de amortecimento/*damping* (D). Considere o sistema identificado em tempo contínuo de ordem n_f , apresentado na equação (19).

$$sys = \frac{b_{n_f-1}s^{n_f-1} + b_{n_f-2}s^{n_f-2} + \dots + b_0}{a_{n_f}s^{n_f} + a_{n_f-1}s^{n_f-1} + \dots + a_0} \quad (19)$$

Primeiramente, a inércia do modelo identificado pode ser estimada como:

- 1 Simula o sistema $sys_c^{n_{fi}}$ para uma entrada do tipo degrau unitário em $t = 0$. A saída do modelo representa a resposta de frequência durante *ringdown*.
- 2 O RoCoF é estimado utilizando uma janela deslizante de 500ms, aplicada durante o período da resposta inercial, neste trabalho será adotado o intervalo de zero a um segundo após a aplicação do degrau. Para cada janela, o RoCoF é estimado como a inclinação da aproximação de primeiro grau da resposta.
- 3 Por fim, sabendo que $\Delta P = 1pu$ e tomando o valor máximo do RoCoF obtido no passo anterior, a inércia do sistema/gerador é estimada: $\hat{H} = 1/2 \max(RoCoF)$

Como um subproduto, o coeficiente de amortecimento pode ser diretamente obtido fazendo $s \rightarrow 0$ na equação (1), ou seja, no regime permanente. Extrapolando esse conceito para o sistema identificado (19), pode-se obter o coeficiente de amortecimento:

$$\lim_{s \rightarrow 0} sys^{n_f} = \frac{b_0}{a_0} = \frac{1}{\hat{D}} \quad (20)$$

logo,

$$\hat{D} = \left(\frac{b_0}{a_0} \right)^{-1} \quad (21)$$

5. ANÁLISES E RESULTADOS

A metodologia de estimação regional é avaliada no sistema IEEE 68 Barras. Esse sistema é composto por 16 geradores síncronos divididos em cinco áreas elétricas: NETS (*New England Transmission System*), NYPS (*New York Power System*), e três geradores equivalentes que modelam as áreas 3, 4 e 5. Nas simulações realizadas todas as máquinas são representadas por um modelo de 6a ordem. A Figura 3 mostra o diagrama unifilar do sistema e seus parâmetros detalhados podem ser encontrados em (C. Canizares *et al.*, 2017).

Tabela 1. Inércia agregada na base de 100 MVA.

Área	NETS	NYPS
Inércia [s]	282,6	647,5
D	299,25	794,86

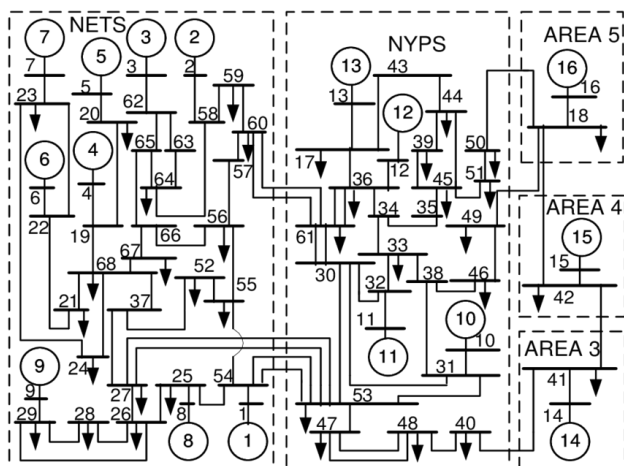


Figura 3. Diagrama unifilar do sistema IEEE 68 Barras.

A simulação dinâmica do sistema é realizada utilizando o *Power System Toolbox* (PST) (Chow, 2013) no MATLAB, onde o comportamento ambiente do sistema é modelado por meio de um ruído branco gaussiano injetado em todas as cargas do sistema, sendo $\Delta P \sim \mathcal{N}(0; 0,05^2)$. Com isso, as frequências e potências do sistema podem ser medidas e utilizadas para estimação dos parâmetros durante operação ambiente.

5.1 Determinação das barras piloto

A primeira etapa consiste em determinar a barra piloto. Note que somente as áreas NETS e NYPS são formadas por um conjunto de máquinas elétricas, sendo essas as duas áreas onde serão determinadas as barras piloto. Para isso, é necessário a aplicação de diferentes distúrbios para o cálculo da distribuição de inércia regional média conforme (17). Nesse caso, são selecionados dez eventos de forma arbitrária, sendo cinco em barras na área NETS e cinco em barras na área NYPS. Cada distúrbio consiste em um degrau de carga de 100MW de potência. A Tabela 2 apresenta os eventos e as respectivas barras, sendo cinco na área NYPS e cinco na área NETS. Para cada perturbação a frequência do COI de cada área é calculado e o IDIR é obtido.

Tabela 2. Barras selecionadas para aplicação do distúrbio.

Evento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Barra	68	65	29	56	25	33	43	47	51	17

A Figura 4 apresenta os índices de distribuição de inércia para cada perturbação, assim como o índice médio calculado por barra. Nota-se que a região formada pelas barras 24, 68, 21, 37 podem ser utilizadas como barra piloto da área NETS, e as barras 17, 12, 36 e 43 podem ser utilizados para representar a frequência do centro de inércia da área NYPS. Nesse caso, os resultados mostram que as barra mais próximas do gerador com maior inércia da área NYPS são as melhores candidatas a barra piloto. Para a área NETS as barras localizadas na região média entre todos os geradores dessa região são as melhores candidatas a barra piloto.

Com a definição da barra piloto de cada região pode-se dar início ao procedimento de estimação dos modelos

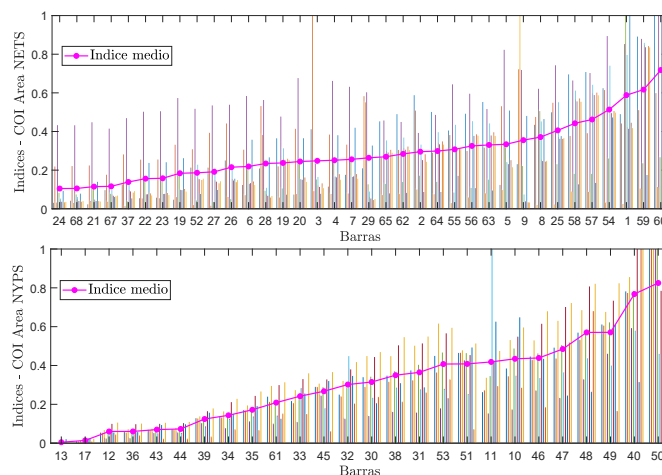


Figura 4. Índice de distribuição de inércia regional para as áreas NETS (figura superior) e NYPS (figura inferior).

equivalentes e extração dos parâmetros. Esse procedimento será realizado para dados dos distúrbios (*ringdown*) e dados de operação ambiente.

5.2 Análise para Ringdown

Os parâmetros de inércia e coeficiente de amortecimento das áreas podem ser estimados durante as dez perturbações aplicadas no sistema. Nesse caso, as variações de frequências nas barras 24 e 13 e as respectivas variações de potência dos geradores de cada região são medidas durante a aplicação dos distúrbios.

Os resultados obtidos para as inércias das áreas NETS e NYPS utilizando os dados de *ringdown* são apresentados nas Figuras 5 e 6, respectivamente.

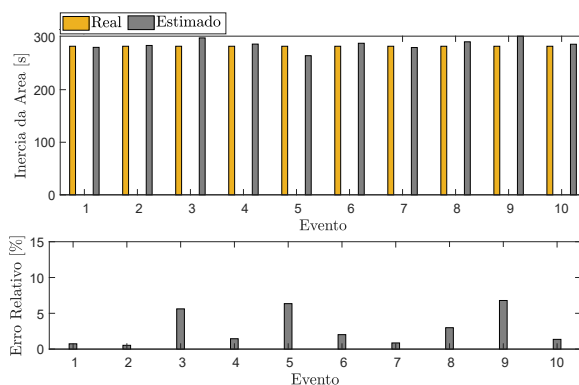


Figura 5. Inércia estimada por evento e erro relativo de estimação - Área NETS *Ringdown*.

Pode-se notar que para todos os eventos avaliados o erro de estimação de inércia regional próximo 5%, para ambas as áreas, o que pode ser classificado como boa estimativa de acordo com os erros encontrados na literatura. Para área NETS o maior erro relativo de estimação de inércia ocorreu para o evento 09, sendo de 6,9%; para a área NYPS ocorreu no evento 05 com 7,02%. O erro relativo médio da área NETS foi de 2,87% e para a área NYPS foi de 4,15%. Além disso, fica evidente que independentemente da localização do distúrbio a barra piloto foi capaz de cap-

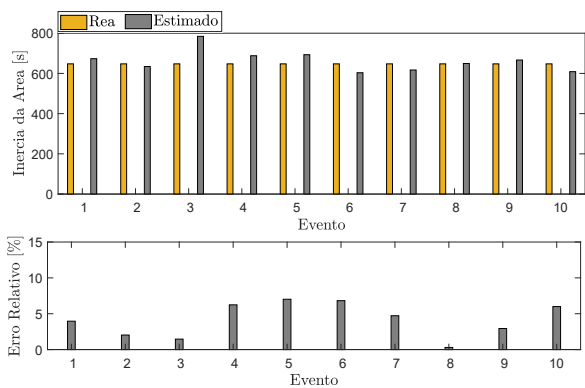


Figura 6. Inércia estimada por evento e erro relativo de estimação - Área NYPS *Ringdown*.

turar o comportamento do COI das regiões e a metodologia proposta para extração dos parâmetros foi eficiente.

Nas Figuras 7 e 8 são apresentados os resultados de estimação para dados *ringdown* do coeficiente de amortecimento das regiões NETS e NYPS, respectivamente. Nesse caso, nota-se que os erros de estimação do coeficiente de amortecimento foram menores que 4% para as duas regiões em todos os eventos analisados.

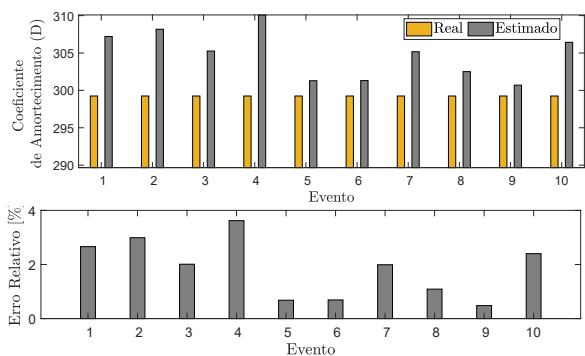


Figura 7. Coeficiente de Amortecimento estimado por evento e erro relativo de estimação - Área NETS *Ringdown*.

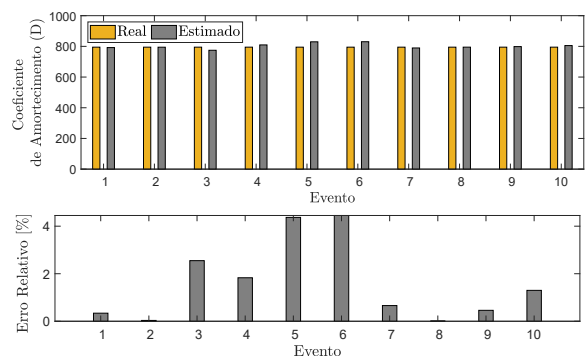


Figura 8. Coeficiente de Amortecimento estimado por evento e erro relativo de estimação - Área NYPS *Ringdown*.

5.3 Análise para dados ambiente

A análise durante operação ambiente é realizada modelando todas as 35 cargas do sistema como variações ale-

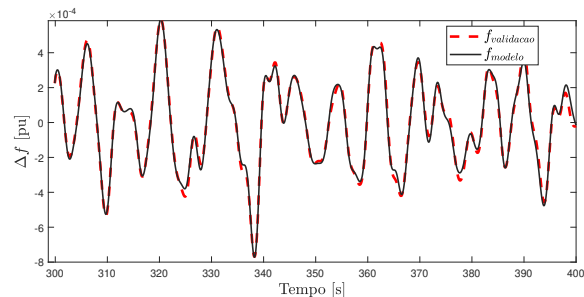


Figura 9. Comparativo da saída do modelo estimado para a área NETS durante operação ambiente (dados de validação).

atórias em torno do seu ponto de operação inicial; isso é representado considerando uma injeção nas cargas do ruído branco gaussiano. Além disso, serão utilizadas as mesmas barras piloto selecionadas com base nos eventos de *ringdown* apresentados na Figura 4). Essa escolha é justificável tendo em vista que os parâmetros de inércia dos geradores, topologia do sistema, e ponto de operação dos geradores não são alteradas. Conseqüentemente, espera-se que a contribuição de cada gerador para a frequência das barras piloto permaneça a mesma durante a operação normal do sistema.

A fim de comparar o desempenho da estimação utilizando diferentes medidas de frequência do sistema, serão realizadas estimativas utilizando barras eletricamente distantes do centro de inércia de cada região, ou seja, altos valores do índice de distribuição de inércia regional médio (IDIR). Nesse sentido, para a área NETS são selecionadas as barras 66, 54 e 60 e para área NYPS as barras 36, 53 e 50 (ver Figura 4).

Conforme discutido na etapa de pré-processamento, uma janela de dados (potência total da região e frequência da barra piloto) de 200s são selecionados para a etapa de identificação do modelo e uma janela de 100s são selecionados para o processo de validação (cálculo do *fitness*, ver etapa 02 da Figura 2).

Para exemplificar o procedimento de estimação durante operação ambiente, é apresentada na Figura 9 a saída do modelo estimado para a área NETS (frequência do COI considerando a janela de dados de validação (200s). A partir do modelo identificado, pode-se iniciar o procedimento de estimação da inércia aplicando um degrau de 1pu na entrada do modelo e calculando o RoCoF, conforme apresentado na Figura 10.

As Tabelas 3 e 4 apresentam os resultados de estimação das inércias equivalentes e coeficiente de amortecimento para as áreas NETS e NYPS, respectivamente. Assim como esperado, utilizando a frequência mais próxima ao COI das áreas (Barra 24 e 17), as estimativas obtiveram erros na ordem de 5% para a inércia total das regiões, assim como o coeficiente de amortecimento total.

Nota-se que os erros de estimação aumentam conforme se utiliza frequências de barramentos longe da área identificada como sendo próxima ao COI regional. Além disso, pode-se notar que o *fitness* de validação dos modelos

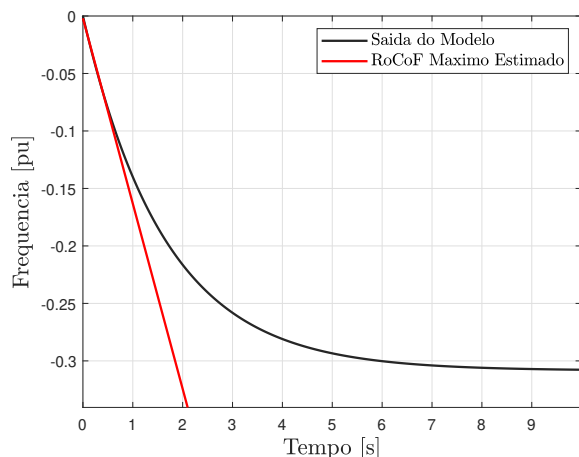


Figura 10. Resposta ao degrau do modelo estimado da área NETS durante operação ambiente e estimativa do RoCoF.

Tabela 3. Estimções área NETS - Dados Ambiente

Barra Piloto	Fit. Val. [%]	H [s]	\dot{H} [s]	ER[%]	D	\dot{D}	ER [%]
24	91,43	282,6	268,9	4,85	299,25	324,22	8,34
66	85,44	282,6	307,68	8,87	299,25	370,28	23,74
54	82,88	282,6	319,52	13,07	299,25	363,3	21,4
60	79,83	282,6	330,85	17,08	299,25	383,98	28,31

Tabela 4. Estimções área NYPS - Dados Ambiente

Barra Piloto	Fit. Val. [%]	H [s]	\dot{H} [s]	ER[%]	D	\dot{D}	ER [%]
13	90,9	647,4	623,51	3,7	987,66	1032,3	4,52
36	91,31	647,4	709,27	9,54	987,66	1001,7	1,42
53	83,5	647,4	552,85	14,62	987,66	927,07	6,13
50	88,24	647,4	944,55	45,88	987,66	606,09	38,63

identificados diminuem conforme utiliza-se a frequência de barramentos distâtes do COI das regiões.

6. CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou uma metodologia para estimação dos parâmetros agregados/regionais de inércia e coeficiente de amortecimento utilizando dados de PMUs durante operação ambiente e *ringdown*. O procedimento proposto utiliza dados de variação de potência dos geradores e a variação de frequência de uma barra piloto na região. Os resultados mostram que a utilização da barra piloto em cada região elétrica foi capaz de refletir de forma adequada a frequência do COI em ambos os casos (ambiente e *ringdown*), permitindo o correto monitoramento dos parâmetros regionais. Dessa forma, os erros de estimação dos parâmetros foram dentro da margem de 5% encontrada na literatura, para ambos os tipos de dados analisados. Além disso, os resultados encontrados reforçam a possibilidade de monitoramento de barramentos pilotos nas regiões elétricas para a avaliação dos parâmetros relevantes para a dinâmica da frequência regional.

Investigações futuras serão realizados para determinar a localização das barras piloto de forma simplificada, sem a necessidade de simulações no domínio do tempo e do conhecimento da frequência do COI. Além disso, um modelo que relacione as variações de potência das linhas de interligação das áreas e as inércias dessas regiões

será objetivo de estudo, possibilitando a identificação dos parâmetros regional utilizando número reduzido de PMUs.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001, processo 88887.341682/2019-00 e do Projeto FERV P&D Engie (PD-00403-0053/2021).

REFERÊNCIAS

- Aguirre, L.A. (2015). *Introducao a Identificacao de Sistemas. Tecnicas Lineares e nao Lineares Aplicadas a Sistemas. Teoria e Aplicacao*. UFMG, 4 edition.
- C. Canizares *et al.* (2017). Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems. *Trans. on Power Syst.*, 32(1), 715–722.
- Chow, J.H. (2013). *Power System Coherency and Model Reduction*. Springer, 1 edition.
- D. Yang *et al.* (2020). Ambient-data-driven modal-identification-based approach to estimate the inertia of an interconnected power system. *IEEE Access*, 8, 118799–118807.
- F. Zeng *et al.* (2020). Online estimation of power system inertia constant under normal operating conditions. *IEEE Access*, 8, 101426–101436.
- G. Cai *et al.* (2019). Inertia estimation based on observed electromechanical oscillation response for power systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, 34(6), 4291–4299.
- H. Pulgar-Painemal *et al.* (2018). On inertia distribution, inter-area oscillations and location of electronically-interfaced resources. *IEEE Trans. Power Syst.*, 33(1), 995–1003.
- K. Tuttlberg *et al.* (2018). Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements. *Trans. Power Syst.*, 33(6), 7249–7257.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.
- L. Lugnani *et al.* (2020). Armax-based method for inertial constant estimation of generation units using synchrophasors. *Elec. Power Syst. Res.*, 180(106097).
- Ljung, L. (1999). *System Identification: Theory for the User*. Prentice-Hall, 2 edition.
- Milano, F., Dörfler, F., Hug, G., Hill, D.J., and Verbič, G. (2018). Foundations and challenges of low-inertia systems. In *2018 PSCC*, 1–25.
- P. M. Ashton *et al.* (2015). Inertia estimation of the gb power system using synchrophasor measurements. *IEEE Trans. Power Syst.*, 30(2), 701–709.
- Tamrakar, Ujjwol *et al.* (2020). Inertia estimation in power systems using energy storage and system identification techniques. In *2020 SPEEDAM*, 577–582.
- Zhang, J. and Xu, H. (2017). Online identification of power system equivalent inertia constant. *IEEE Trans. on Industrial Elec.*, 64(10), 8098–8107.