

# Determinação da Inércia Mínima em Sistemas com Alta Penetração de Geração Eólica

Bruno P. Rosa\* Tatiana M. L. Assis\* Fabricio A. Mourinho\*,\*\*

\* *Programa de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Cidade Universitária, Rio de Janeiro, RJ, Brasil*

*E-mails: brunopestana@poli.ufrj.br, tatiana@dee.ufrj.br.*

\*\* *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil*

*E-mail: fabricio.mourinho@ons.org.br.*

**Abstract:** The search for a larger share of clean energy sources has provided the conditions for a rapid growth of the participation of wind generation in the energy portfolio of many countries. However, the shift from traditional synchronous generation to the inverter-based ones reduces the inertial response and increases the rate of change of frequency of a power system, endangering its security in the event of a large imbalance between load and generation. The present paper aims to study how the increase of wind generation affects the power system frequency stability in the face of major grid disturbances. Moreover, the paper analyzes a method to estimate the minimum inertia required to ensure system security. Electromechanical transient simulations were performed in the IEEE 39 bus test system for different levels of wind power penetration and the inertia impact in the system dynamic performance is evaluated.

**Resumo:** A busca por uma matriz energética mais limpa tem criado condições para um rápido crescimento da participação da geração eólica nos parques geradores de muitos países. Entretanto, a substituição da tradicional geração síncrona pela geração conectada via inversores reduz a resposta inercial e aumenta a taxa de variação da frequência, pondo em risco a segurança do sistema na ocorrência de grandes desequilíbrios entre a carga e a geração. O presente artigo busca estudar como o aumento da geração eólica afeta a estabilidade de frequência de um sistema de energia elétrica frente a grandes distúrbios na rede. Ademais, objetiva-se analisar uma forma de estimação da inércia mínima requerida para garantir a segurança do sistema. São realizadas simulações de transitórios eletromecânicos no sistema teste IEEE 39 barras para diferentes níveis de penetração de geração eólica e o impacto da inércia no desempenho dinâmico do sistema é avaliado.

*Keywords:* Wind Generation; Inertial Response; Frequency Stability; Inverter-based Generation; RoCoF.

*Palavras-chaves:* Geração Eólica; Resposta Inercial; Estabilidade de Frequência; Geração Conectada via Inversores; Taxa de Variação da Frequência.

## 1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica de grande porte têm sua geração tradicionalmente composta por máquinas síncronas. Em 2017, essa forma de geração correspondeu a 91% da matriz elétrica mundial (IEA, 2019).

Uma vantagem sistêmica significativa das máquinas síncronas é que elas possuem a capacidade de armazenar ou injetar a energia cinética de seus rotores no sistema elétrico na ocorrência de um desequilíbrio entre a carga e a geração. Este é um comportamento natural dessas máquinas que desempenha um papel importante na operação de um sistema elétrico de potência, reduzindo a taxa de variação da frequência (RoCoF – *Rate of Change of Frequency*) na ocorrência de uma perturbação (Kundur, 1994).

Nos últimos anos, no entanto, um rápido aumento da geração eólica e solar tem sido observado ao redor do mundo com a busca por uma matriz energética mais renovável. Em particular, destaca-se o crescimento da geração eólica, que já representava 4,4% da matriz elétrica mundial em 2017 (GWEC, 2018).

No Brasil, a geração eólica já representava 7,4% da matriz elétrica do país no ano de 2017, 1,7 vezes mais que a média mundial. Em particular, a região Nordeste do Brasil é uma das regiões mais promissoras para a expansão da energia eólica no mundo. No ano de 2018, a geração eólica representou 51,6% da geração da região Nordeste. Em situações de carga leve com boas condições de vento, o nível de penetração instantânea da geração eólica pode chegar a patamares até maiores, sendo o recorde atual de 89% de toda a carga deste subsistema (ONS, 2019b).

Essas novas energias renováveis são conectadas ao sistema por meio de conversores eletrônicos que apresentam um desacoplamento entre o gerador e a rede elétrica. Assim, essas formas de geração não alteram significativamente a potência fornecida ao sistema na ocorrência de desbalanços entre a carga e a geração. Isso constitui uma forma assíncrona de geração, não agregando resposta inercial ao sistema, como fazem as máquinas síncronas adotadas na geração convencional.

Dessa forma, o aumento da penetração de geração eólica e fotovoltaica no sistema elétrico leva a uma redução da sua inércia equivalente. Isso aumenta a RoCoF e, com isso, aumenta o risco de que um desequilíbrio carga-geração leve a frequência a níveis perigosos para a estabilidade do sistema, podendo resultar em elevados cortes de carga e, em situações extremas, em blecautes de grandes proporções. Essa preocupação inclusive já motivou vários estudos por parte dos operadores de sistemas sobre o tema (ONS, 2018a; ENTSO-E, 2016; AEMO, 2018).

Esse artigo tem como objetivo investigar como a resposta da frequência é influenciada pela redução da inércia na presença de grandes desequilíbrios carga-geração. Nesse sentido, se faz desejável uma forma de determinar a inércia mínima necessária para garantir a segurança elétrica na operação do sistema e um método proposto pela ENTSO-E (2016) para a determinação desse índice será analisado.

Ruiz et al. (2019) estimam a inércia mínima no sistema elétrico europeu seguindo também o método proposto pela ENTSO-E (2016). Os autores focam no impacto de controles de resposta rápida (FFR – *Fast Frequency Response*) na taxa de variação da frequência e na inércia mínima necessária. Ahmadyar et al. (2016) avaliam medidas para a determinação da inércia mínima levando em consideração não apenas a segurança operativa do sistema, mas também o modelo do mercado de energia na Austrália. O presente artigo, em contrapartida, analisa aspectos ainda pouco explorados na literatura, tais como a capacidade de curto-circuito, a modelagem da carga e a reserva girante, avaliando o impacto desses fatores na determinação da inércia mínima.

O artigo está dividido da seguinte forma: a Seção 2 traz uma breve revisão dos fundamentos teóricos de inércia e do cálculo da inércia equivalente de um sistema elétrico, além de apresentar a formulação utilizada para determinação da inércia mínima. Na Seção 3 se encontram os resultados das simulações de transitórios eletromecânicos realizadas para o Sistema IEEE 39 barras. Os resultados obtidos a partir do método proposto pela ENTSO-E (2016) são discutidos e comparados com os resultados obtidos via simulação. Finalmente, na Seção 4 estão sintetizadas as principais conclusões das análises realizadas.

## 2. INÉRCIA EM UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 Inércia de um Gerador Síncrono

A frequência de um sistema elétrico tem relação direta com a velocidade de rotação das máquinas girantes sincronizadas com ele. Fisicamente, a interação entre a parte mecânica de uma máquina síncrona e o sistema elétrico é descrita por (1).

$$2H \frac{df}{dt} = P_m - P_e \quad (1)$$

sendo  $H$  a inércia da unidade geradora [s];

$f$  a frequência da máquina [pu];

$P_m$  a potência mecânica de entrada [pu] e

$P_e$  a potência elétrica imposta pela carga [pu].

De (1) percebe-se que na ocorrência de um desequilíbrio carga-geração, a velocidade com que a frequência varia depende da magnitude do desbalanço e do momento de inércia da máquina, de forma que quanto maior a inércia, mais lenta é a variação da frequência. Esse comportamento inerente das máquinas síncronas fornece tempo hábil para os controles existentes regular o valor da potência mecânica e reestabelecer o equilíbrio carga-geração.

### 2.2 Inércia de um Gerador Conectado via Inversor

No que toca as novas fontes renováveis, a geração eólica, de forma geral, é baseada na utilização de máquinas de indução duplamente alimentadas (DFIG – *Doubly-Fed Induction Generators*) ou de máquinas síncronas ligadas à rede por meio de conversores eletrônicos (DDSG – *Direct Drive Synchronous Generator*). Já a geração solar fotovoltaica sequer possui máquina rotativa, também sendo utilizados conversores eletrônicos. Todos esses casos constituem uma forma assíncrona de geração, ou seja, não há comportamento inerente a essas fontes que relacione equações mecânicas e elétricas (Milano, 2010).

Normalmente, o controle dos inversores utilizados em usinas eólicas e fotovoltaicas é feito de forma a fornecer o máximo de potência ativa possível para o sistema de acordo com as condições do vento ou do sol, independentemente da condição da rede. Assim, mesmo com um excesso ou falta de geração, o inversor não adequa sua potência de saída com o objetivo de reestabelecer o equilíbrio, não beneficiando o controle de frequência (Yuan-zhang et al., 2010; Zhao-sui et al., 2010). Além disso, tanto a geração eólica quanto a solar é variável e de previsão complexa. Esses fatores tornam a operação de sistemas com alta penetração dessas formas de geração um grande desafio para os operadores.

Como o inversor possui um alto grau de controlabilidade, é possível emular a resposta inercial de uma máquina síncrona, o que comumente recebe o nome de inércia sintética ou virtual. Com um controle desse tipo, é possível extrair por um curto espaço de tempo energia cinética da turbina eólica, mesmo estando conectada de forma assíncrona. Por outro lado, essas fontes são mais restritas com relação à capacidade disponível e à capacidade de sobrecarga em comparação com as máquinas síncronas (Rizzoto, 2016; Mundstock et al., 2015). Outra possibilidade é operar fora do ponto de máxima extração de potência, de forma a ser capaz de aumentar ou reduzir a potência fornecida à rede de acordo com as condições verificadas pelo controle do inversor. Entretanto, essa filosofia vai de encontro ao uso eficiente da geração renovável e traz implicações de ordem econômica. De toda forma, esse tipo de controle não será levado em conta nesse trabalho, e a contribuição inercial da geração conectada via inversores será considerada nula.

### 2.3 Inércia Equivalente de um Sistema

Em regime permanente, todas as máquinas síncronas operam na mesma frequência. Por outro lado, na ocorrência de um grande desequilíbrio carga-geração, a frequência de cada unidade geradora terá um comportamento transitório diferente que oscila ao redor do centro de inércia do sistema (COI – *Center of Inertia*). No entanto, as forças de sincronização entre as máquinas atuarão, até que, depois de um tempo, todas voltem a operar na mesma velocidade (Tielens et al., 2018).

Por esse motivo, o comportamento geral de um sistema de energia elétrica pode ser estudado de forma simplificada como se todas as máquinas individuais fossem representadas por uma única máquina equivalente, cujo comportamento eletromecânico é governado por uma única equação de oscilação, ou seja (ENTSO-E, 2016; ONS, 2019a):

$$2H_S \frac{df_{COI}}{dt} = P_m - P_e \quad (2)$$

sendo  $H_S$  a inércia equivalente do sistema normalizada pela carga. Para um sistema com  $N$  máquinas,

$$H_S = \frac{\sum_{i=1}^N S_{ni} H_i}{P_L} \quad (3)$$

sendo

$S_{ni}$  a potência aparente nominal do gerador  $i$  [VA];

$H_i$  a constante de inércia do gerador  $i$  [s] e

$P_L$  a carga total do sistema [VA].

Já  $f_{COI}$  representa a frequência do centro de inércia, em torno da qual as máquinas individuais oscilam no período transitório. Para um sistema com  $N$  máquinas,

$$f_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^N f_i H_i}{\sum_{i=1}^N H_i} \quad (4)$$

sendo  $f_i$  a frequência do gerador  $i$  [Hz]. Note-se, para o cálculo da frequência do COI, as constantes de inércia devem estar em uma base comum.

Os valores de  $P_m$  e  $P_e$  em (2), por sua vez, representam toda a potência gerada e consumida pelo sistema, respectivamente, com ambos os valores expressos em pu na base de  $P_L$ .

Ressalta-se que o valor da derivada da frequência obtida de (2) é a máxima observada imediatamente após a contingência que acarretou o desequilíbrio carga-geração, ou seja, antes que qualquer controle do sistema atue.

Dado o desequilíbrio de potência  $\Delta P$  ( $P_m - P_e$ ) criado por determinada contingência e conhecendo-se a máxima taxa de variação da frequência (RoCoF) que o sistema é capaz de suportar, a referência (ENTSO-E, 2016) propõe o uso de (2) para estimar a inércia mínima necessária para garantir a segurança do sistema. O conceito de "segurança" refere-se à máxima taxa de variação de frequência admitida sem que haja corte de carga pelo sistema de proteção.

Nas simulações apresentadas na Seção 3, o uso de (2) para estimar a inércia mínima é avaliado.

## 3. RESULTADOS

### 3.1 Introdução e Estudos Iniciais

O sistema teste IEEE 39 barras foi utilizado para uma análise do impacto da redução da inércia na resposta da frequência frente à perda de um grande bloco de geração. O sistema, comumente conhecido como New England, possui 39 barras e 10 máquinas síncronas. O diagrama unifilar do sistema pode ser visto na Figura 1. Nas Figuras 2, 3 e 4 estão os modelos utilizados, respectivamente, para o regulador de velocidade, regulador de tensão e estabilizador das máquinas síncronas. Todos os parâmetros utilizados, incluindo as informações detalhadas dos geradores e seus sistemas de controle, podem ser obtidos em Rosa (2019). Por questões de espaço, esse detalhamento não será aqui incluído.

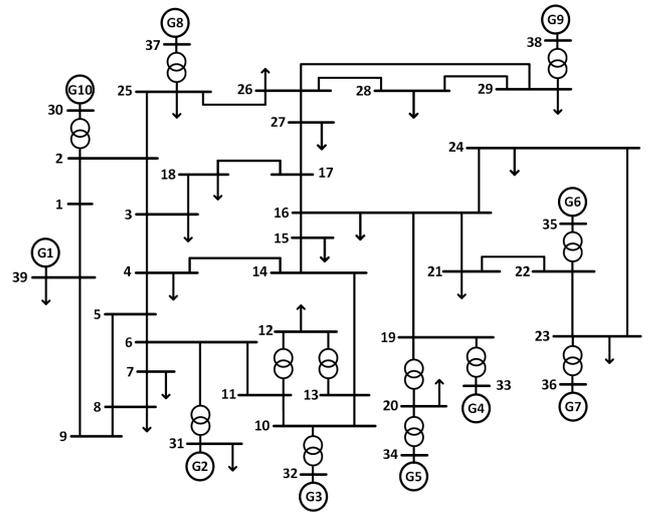


Figura 1. Sistema IEEE 39 barras

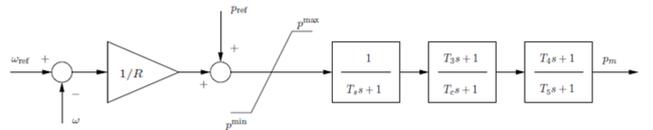


Figura 2. Modelo do Regulador de Velocidade das Máquinas Síncronas

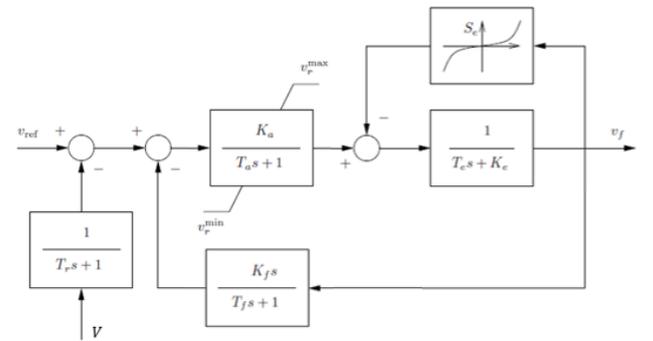


Figura 3. Modelo do Regulador de Tensão das Máquinas Síncronas

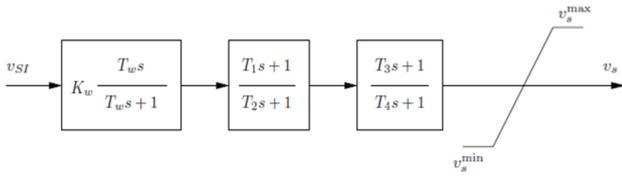


Figura 4. Modelo do Estabilizador das Máquinas Síncronas

As simulações foram realizadas utilizando a toolbox do MATLAB para análise de sistemas elétricos de potência, PSAT (Power System Analysis Toolbox) (Milano, 2013).

Foi estipulada uma contingência base definida como a perda de um bloco de geração equivalente a 4% da carga total do sistema. Essa mesma contingência foi estudada para um aumento crescente de penetração de geração eólica e foram analisadas a frequência do COI e a RoCoF.

O nível de penetração de uma forma de geração é definido pela porcentagem da carga do sistema que é alimentada por essa forma de geração. Os diferentes níveis de penetração de geração eólica foram simulados substituindo-se máquinas síncronas por parques eólicos de potência equivalente conforme a Tabela 1. Nesta tabela, estão numerados os cinco níveis de penetração estudados, com as barras cuja geração síncrona foi substituída por eólica e a inércia do sistema calculada através de (3). Ressalta-se que a geração eólica é considerada operando em seu ponto de máxima potência, ou seja, sem margem operativa. Assim, a substituição dos geradores síncronos pelos parques eólicos implica em uma redução da reserva girante total, representada na última coluna da Tabela 1 como um percentual da carga total do sistema.

Tabela 1. Variação da Inércia equivalente do sistema com a penetração de geração eólica.

Caso	Nível de Penetração (%)	Barras com Geração Eólica	Inércia Equivalente pós-contingência (s)	Reserva Girante (%)
I	0	-	12,07	19,97
II	15	38	11,50	19,40
III	30	38, 34 e 36	10,65	19,07
IV	40	38, 34, 36 e 37	10,25	18,68
V	50	38, 34, 36, 37 e 35	9,68	18,08

O modelo utilizado nas unidades eólicas foi o de *Direct Drive Synchronous Generator* (DDSG), built-in do PSAT (Milano, 2013). Este modelo conta apenas com controle de tensão, cujo diagrama de blocos é mostrado na Figura 5. Assim como para os modelos dos controles das máquinas síncronas, o detalhamento dos parâmetros está disponível em Rosa (2019).

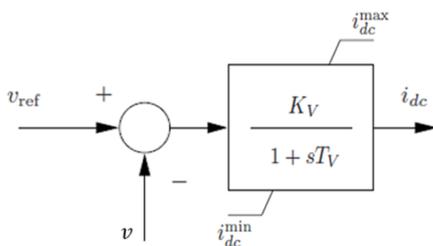


Figura 5. Modelo do Regulador de Tensão das Unidades Eólicas

O modelo de carga adotado foi de 50% Potência Constante e 50% Impedância Constante para a parcela ativa e 100% Impedância Constante para a parcela reativa, conforme as diretrizes de estudos do ONS (ONS, 2018b).

Na Figura 6 está disposto o perfil da frequência do COI para cada um dos casos estudados.

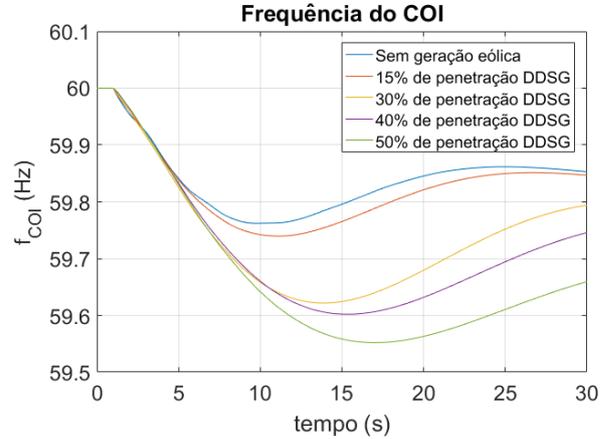


Figura 6. Frequência do COI para a contingência base por nível de penetração de geração eólica

A Figura 6 mostra um comportamento esperado para a frequência do COI, onde a frequência mínima diminui à medida que a penetração aumenta, efeito da redução da inércia equivalente do sistema.

Outro comportamento importante é que o tempo de resposta do sistema ao desequilíbrio carga-geração também se torna mais demorado, o que pode ser identificado pelo tempo de simulação em que o valor mínimo de frequência ocorre. Como apenas as máquinas síncronas participam no controle da frequência, menos máquinas sincronizadas implica em uma menor reserva girante e em um tempo maior para a estabilização do sistema.

Também pode-se observar pela Figura 6 um salto maior do valor mínimo de frequência entre o Caso II e III em comparação com os demais casos. Isso se justifica pois para o Caso III foram substituídos dois geradores síncronos, implicando em uma variação maior da inércia equivalente e, conseqüentemente, uma variação maior da frequência mínima.

Na Tabela 2, está disposta a RoCoF máxima observada. Verifica-se que ela apresentou comportamento inesperado, diminuindo com o aumento da penetração eólica. O esperado era que, com a redução da inércia equivalente do sistema, a RoCoF tendesse a aumentar em valor absoluto, mostrando que a frequência cai mais rapidamente à medida que a penetração da geração eólica cresce, conforme (2).

Além disso, a Tabela 2 também mostra os valores da RoCoF obtidos de (2) ao se substituir  $H_S$  pelo valor calculado disposto na Tabela 1 e  $\Delta P$  pela geração da unidade perdida. Ao se comparar o valor calculado por (2) com o valor obtido via simulação, observa-se uma discrepância considerável conforme Tabela 2.

Esse comportamento ocorre em função da diferença entre os controladores de tensão utilizados nas usinas eólicas e nas usinas convencionais. À medida em que o nível de

Tabela 2. Comparação da RoCoF máxima simulada e calculada.

Caso	Nível de Penetração (%)	RoCoF Máxima Simulada (Hz/s)	RoCoF Máxima Calculada (Hz/s)	Diferença Relativa (%)
I	0	0,0605	0,1012	40,2
II	15	0,0537	0,1062	49,4
III	30	0,0481	0,1147	58,1
IV	40	0,0305	0,1191	74,4
V	50	0,0192	0,1262	84,8

geração eólica aumenta, observa-se um perfil de tensão mais baixo na rede imediatamente após o defeito. Além disso, a capacidade de curto-circuito do sistema também foi afetada. A principal fonte de potência de curto-circuito são as máquinas síncronas, enquanto os conversores tendem a contribuir menos (Jia, 2012). Ou seja, ao aumentar a penetração de geração eólica, reduz-se a capacidade de curto-circuito da rede levando a maiores desvios de tensão.

A título de ilustração, a Figura 7 compara a tensão na barra 38 para o caso sem geração eólica e com 15% de penetração, no qual a máquina síncrona nessa barra foi substituída por uma turbina eólica. Fica evidente a deterioração do desempenho transitório da tensão, fruto do controle utilizado e da redução da capacidade de curto-circuito.

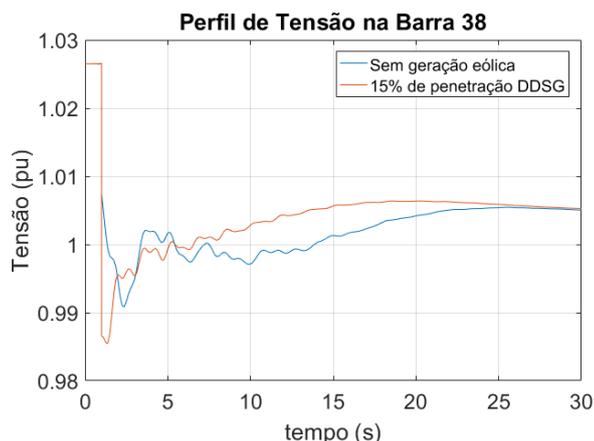


Figura 7. Tensão na Barra 38 para o caso com máquina síncrona e com geração eólica

Como consequência, as cargas, que possuem um modelo 50% impedância constante, têm sua potência reduzida quando a tensão cai. Isso torna a condição mais favorável de um ponto de vista de estabilidade, uma vez que a carga que os geradores remanescentes devem suprir é transitoriamente menor.

Dessa forma, no momento imediatamente após a falta, a tensão cai mais quanto maior o nível de penetração de usinas eólicas, o que faz com que a carga se reduza mais, conforme Figura 8. Assim, a diferença entre potência gerada e potência demandada ( $\Delta P$ ) é menor para os casos com maior penetração de geração eólica. Nesse caso, o aumento de penetração da geração eólica atua de duas formas opostas no valor da RoCoF. Ao reduzir a inércia  $H_S$  do sistema, a RoCoF tende a aumentar em valores absolutos. Por outro lado, reduzindo  $\Delta P$ , a RoCoF tende a se reduzir.

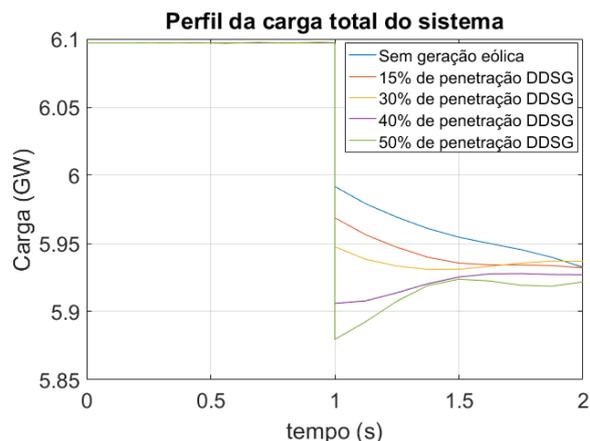


Figura 8. Variação da carga com o nível de penetração para a contingência base

Para esse sistema teste e controles utilizados, o impacto da geração eólica na tensão (que por sua vez impacta a carga) foi mais significativo do que o impacto na inércia do sistema nos instantes imediatamente seguintes à contingência. Por isso, a RoCoF máxima diminui em valor absoluto com a penetração de geração eólica, ao invés de aumentar. No entanto, depois dos primeiros momentos, quando a tensão para todos os casos fica próxima, o impacto da redução da inércia fica evidente na forma de valores mais baixos de frequência (Figura 6).

O valor de  $\Delta P$  pode ser então corrigido como sendo o valor da geração total perdida menos o montante de carga que foi reduzido pela queda da frequência. Com isso, obtém-se a Figura 9, que relaciona a RoCoF máxima obtida na simulação e a calculada por (2). Para o valor calculado, foi ainda representada uma barra de erro de  $\pm 5\%$  para fins de comparação. Verifica-se agora valores bem próximos dos estimados teoricamente por meio da fórmula.

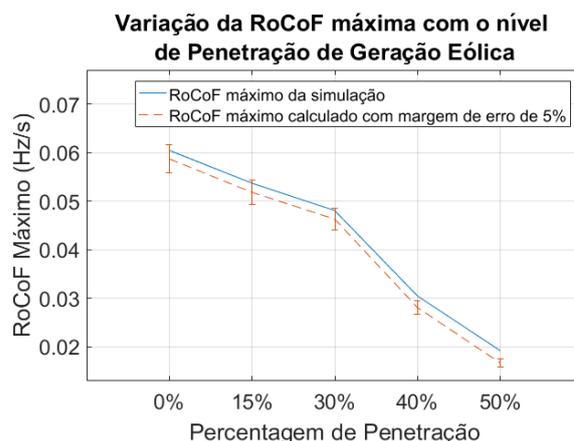


Figura 9. RoCoF máxima simulada e calculada com margem de erro de  $\pm 5\%$  para diferentes níveis de penetração de geração eólica

Conclui-se que o conhecimento das características da carga e sua consequente variação com a tensão são importantes para que (2) forneça resultados confiáveis de RoCoF máximas esperadas.

### 3.2 Impacto da Modelagem da Carga na Resposta Dinâmica do Sistema

Os resultados discutidos na Seção 3.1 motivaram um estudo do impacto da modelagem da carga na resposta da frequência e na RoCoF máxima. Na Figura 10 está representado o comportamento da frequência do COI com a mudança do modelo da carga para o caso com 30% de penetração eólica. Os outros níveis de penetração mostraram comportamento análogo.

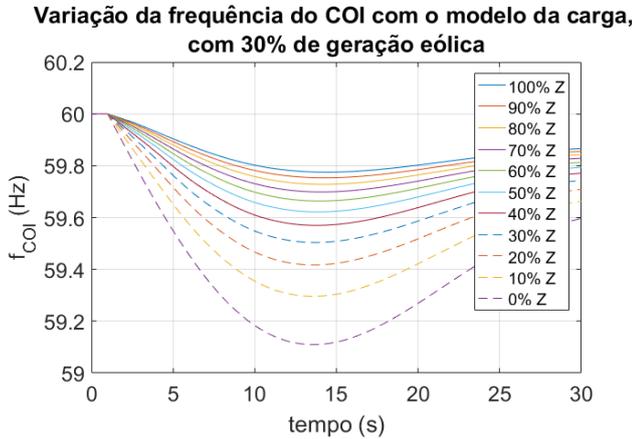


Figura 10. Variação da frequência do COI com o modelo da carga para a contingência base, 30% de penetração eólica

Quanto maior a porcentagem da carga com modelo impedância constante (menor porcentagem de potência constante), mais a carga varia com a tensão, e menor é o desbalanço de potência introduzido com a contingência, aumentando o valor mínimo de frequência observado. Entre um extremo e outro da modelagem da carga (100%  $Z_{cte}$  até 100%  $P_{cte}$ ), observa-se uma diferença significativa entre os valores mínimos de frequência, chegando a aproximadamente 0,7 Hz, uma excursão muito grande de frequência que pode diferenciar uma situação em que seja necessário realizar corte de carga para preservar o restante do sistema.

Já na Figura 11, observa-se o comportamento da RoCoF máxima. É interessante reparar que a RoCoF aumenta em valor absoluto quanto menor a porcentagem da carga impedância constante (e maior a de potência constante), como esperado, já que isso significa um  $\Delta P$  maior. No entanto, até a carga chegar em 10% de impedância constante (90% de potência constante), os casos com maior penetração eólica apresentam RoCoF máxima absoluta menor, devido ao efeito da tensão na carga. Apenas com a carga 100% potência constante é evidente o efeito de que a redução da inércia gerada pelo aumento de penetração da geração eólica tende a aumentar a RoCoF máxima em valores absolutos.

Em suma, apesar do perfil dinâmico da frequência piorar com o aumento da penetração da geração eólica (redução da inércia), a máxima RoCoF observada nos instantes seguindo a contingência não necessariamente aumentará dependendo das características dos controles de tensão, da capacidade de curto-circuito do sistema e da característica da carga.

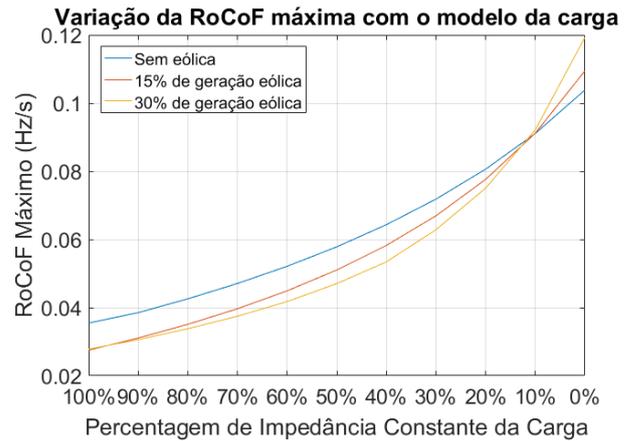


Figura 11. Variação da RoCoF máxima com o modelo da carga e penetração de geração eólica para a contingência base

Embora os reguladores de tensão e modelo da carga com a tensão tenham se mostrado determinantes para o cálculo do RoCoF em  $t_0+$ , após 1 segundo esse efeito já é menos evidente, e o sistema com a maior penetração passa também a ter maior RoCoF (o que era o esperado). Além disso, normalmente, relés que atuam por taxa de variação de frequência não calculam o  $df/dt$  em  $t_0+$ , e sim a partir de uma frequência específica.

### 3.3 Impacto da Reserva Girante na Resposta Dinâmica do Sistema

Uma das soluções para permitir uma maior penetração de geração eólica mantendo a inércia do sistema em níveis seguros é reduzindo o carregamento das máquinas síncronas (ENTSO-E, 2016), o que significa aumentar a reserva girante do sistema. Isso implica em mais máquinas em funcionamento e, portanto, maior inércia equivalente do sistema. Além disso, por estarem operando com um despacho menor, as unidades geradoras têm mais margem de potência para compensar um desbalanço carga-geração. Essa medida, no entanto, faz com que a máquina opere fora de seu ponto de máxima eficiência. Cabe então realizar um balanço entre segurança dinâmica e custos para avaliar a viabilidade dessa solução. Esse tipo de estratégia pode ser encarado como um serviço ancilar a ser prestado pelo proprietário da planta de geração.

Foram realizadas simulações alterando a relação entre o carregamento e número de unidades despachadas das máquinas síncronas, obtendo-se os resultados das figuras subsequentes.

Na Figura 12 está ilustrada a resposta da frequência do sistema à contingência base para os casos sem geração eólica em azul, com 15% de penetração eólica em vermelho e com 30% de penetração eólica em amarelo. Além disso, a linha cheia indica o sistema original, considerado as máquinas operando com sua capacidade nominal; a linha tracejada indica máquinas operando a 75% de sua capacidade nominal e a linha pontilhada representa máquinas operando a 50% de sua capacidade nominal.

Como esperado, para um mesmo carregamento das máquinas síncronas, os casos com maior penetração de geração

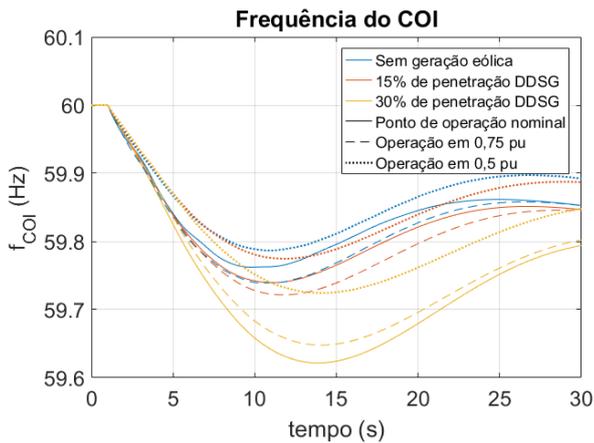


Figura 12. Variação da frequência do COI para diferentes níveis de penetração de geração eólica e carregamento das unidades geradoras

eólica têm um valor mínimo de frequência menor. Já para um mesmo nível de penetração, a tendência é que um valor mínimo maior seja observado (menor desvio de frequência) para os casos com menor carregamento, uma vez que há mais máquinas sincronizadas e com isso maior inércia.

No entanto, conforme Figura 12, para o caso sem penetração eólica (em azul) e com 15% de penetração (em vermelho), acontece o oposto. O caso tracejado, com ponto de operação em 75% do nominal, apresenta um desempenho dinâmico pior que o caso com ponto de operação nominal. Isso se deve, novamente, à questão do modelo da carga, discutido na Seção 3.2. Na Figura 13 está disposto o perfil da carga para cada um dos casos estudados, seguindo o mesmo padrão da Figura 12, ou seja, cores indicando o nível de penetração de geração eólica e estilo da linha indicando o carregamento das unidades geradoras.

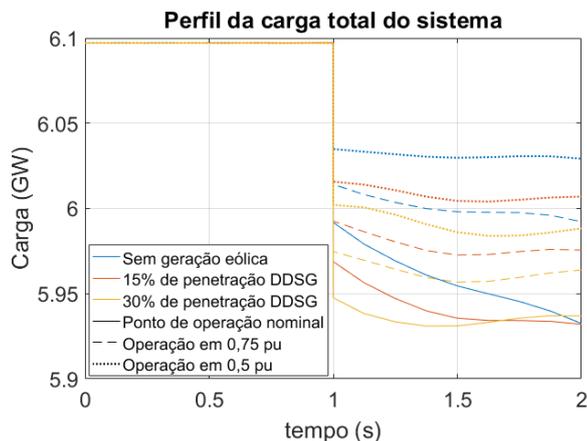


Figura 13. Perfil da carga total do sistema para diferentes níveis de penetração de geração eólica e carregamento das unidades geradoras

Com mais máquinas sincronizadas tem-se uma maior capacidade de curto-circuito, assim como uma maior capacidade de controle de tensão. Sendo assim, o perfil de tensão tende a melhorar, de modo que a carga fica mais alta quanto menor o carregamento das máquinas.

Com isso, ao reduzir o carregamento das máquinas síncronas (aumentando o número de máquinas sincronizadas), a inércia equivalente do sistema aumenta, mas por outro lado a carga resultante depois da contingência também cresce ( $\Delta P$  maior) devido ao melhor perfil transitório de tensão. Conforme (2), esses dois efeitos impactam de forma oposta na resposta dinâmica da frequência. Para alguns casos estudados, o efeito da capacidade de curto-circuito e da carga se sobrepôs ao efeito da inércia, levando a valores mínimos menores de frequência.

Na Figura 14, está disposta a RoCoF máxima em função da penetração de geração eólica e do carregamento das máquinas. A linha cheia indica a RoCoF obtida da simulação enquanto a linha tracejada indica a RoCoF calculada através de (2) considerando a variação da carga com a tensão com uma barra de erro de  $\pm 2\%$ .

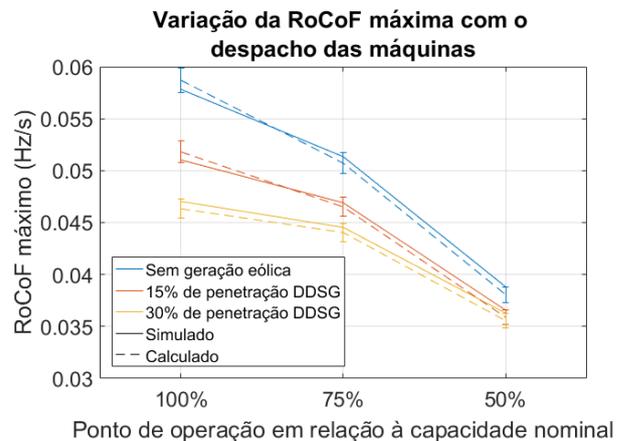


Figura 14. Variação da RoCoF máxima simulada e calculada com margem de erro de  $\pm 2\%$  com o carregamento das máquinas síncronas

Novamente a RoCoF diminui em valor absoluto com o aumento de penetração (redução da inércia) devido à mudança na carga. Tem-se também que o valor absoluto da RoCoF diminui com a redução do carregamento das máquinas síncronas (aumento da inércia), como era esperado.

#### 4. CONCLUSÃO

A busca por formas de geração de energia elétrica mais limpas e o conseqüente crescimento da participação dos parques eólicos na matriz elétrica mundial traz diversos novos desafios para os operadores de sistemas de energia elétrica do mundo. Dentre as principais conseqüências da substituição da geração síncrona convencional por essa forma assíncrona de geração estão a redução da resposta inercial do sistema, a variabilidade e a difícil previsão de energia disponível.

Índices de inércia baixos significam que o sistema de energia elétrica está mais vulnerável a distúrbios que provoquem grandes variações carga-geração, apresentando rápidas variações de frequência e estando, portanto, mais sujeito a cortes de carga ou a grandes blecautes. Sendo assim, se faz desejável a determinação de um valor de inércia mínima que garanta que o sistema seja capaz de suportar as contingências estabelecidas e apresente um desempenho dinâmico aceitável.

Uma forma de se estimar esse parâmetro foi avaliada na forma de (2), a partir da qual, conhecendo-se a magnitude do desbalanço de potência criado pela contingência e a taxa máxima de variação de frequência segura para o sistema, é possível calcular o valor mínimo que a inércia deve assumir.

Os resultados obtidos nas simulações mostraram que (2) representa bem o comportamento médio do sistema, na forma da frequência do COI e apresenta resultados muito próximos dos simulados contanto que a variação de potência provocada pelo distúrbio seja corretamente especificada. Isso significa que fatores como o perfil de tensão imediatamente após a contingência, a capacidade de curto-circuito do sistema e o modelo da carga podem influenciar significativamente no resultado gerando erros grosseiros em algumas situações. Os resultados mostraram, inclusive, que o modelo de carga pode alterar drasticamente a resposta da frequência do sistema a uma dada perturbação, reforçando a importância de uma representação a mais próxima do real possível.

## AGRADECIMENTOS

Esse trabalho foi parcialmente financiado pelo INERGE, CNPq, FAPERJ, FAPEMIG e pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) Finance Code 001.

## REFERÊNCIAS

- AEMO (2018). Inertia Requirements Methodology. Technical report, Australian Energy Market Operator.
- Ahmadyar, A., Riaz, S., Verbic, G., Riesz, J., and Chapman, A. (2016). Assessment of Minimum Inertia Requirement for System Frequency Stability. *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Wollongong, NSW*.
- ENTSO-E (2016). Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe. Technical report, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- GWEC (2018). Global Wind Report - Annual Market Update 2017. Technical report, Global Wind Energy Council.
- IEA (2019). Electricity generation by source. URL <http://www.iea.org/statistics>.
- Jia, J. (2012). *Assessment of Short Circuit Power and Protection Systems for Future Low Inertia Power Systems*. Ph.D. thesis, Technical University of Denmark.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.
- Milano, F. (2010). *Power System Modelling and Scripting*. Springer-Verlag London Limited.
- Milano, F. (2013). *Power System Analysis Toolbox - Documentation for PSAT version 2.1.8*.
- Mundstock, T., Barbosa, A., Quintão, P., Sardinha, S., and Bianco, A. (2015). Avaliação dos efeitos da representação da inércia sintética no parque aerogerador com previsão de implantação na região nordeste. *XXIII SNP-TEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- ONS (2018a). NT-137/2018 - Metodologia e Critérios para Determinação de Níveis Mínimos de Inércia no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala. Technical report, Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- ONS (2018b). Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.
- ONS (2019a). DPL-RE-0076/2019 - Proposta de Indicadores de Reserva de Potência Girante e Inércia Equivalente para Supervisão na Operação em Tempo Real. Technical report, Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- ONS (2019b). Histórico da Operação de Geração de Energia. URL <http://www.ons.org.br>.
- Rizzoto, T. (2016). *Contribuição dos Parques Eólicos para o Desempenho Estático e Dinâmico dos Sistemas de Energia Elétrica: Uma Aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro*. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Rosa, B. (2019). *Impacto da Geração Eólica na Inércia e Estabilidade de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica*. Monografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Ruiz, M., Alcántara, G., Ramos, J., and Marcolini, A. (2019). Minimum Required Inertia for a Fully Renewable AC Interconnected System. *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Porto, Portugal*.
- Tielens, P., Henneaux, P., and Cole, S. (2018). Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system - Analysis and solutions. Technical report, ASSET Project.
- Yuan-zhang, S., Zhao-sui, Z., Guo-jie, L., and Jin, L. (2010). Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration. *International Conference on Power System Technology*.
- Zhao-sui, Z., Yuan-zhang, S., Jin, L., and Guo-jie, L. (2010). Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants. *IET Renewable Power Generation*, 6, 38–47.