

CONTROLE INERCIAL BASEADO EM GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL APLICADO ÀS UNIDADES EÓLICAS OPERANDO NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

BRUNO A. BASTIANI, RICARDO V. DE OLIVEIRA, HEITOR J. TESSARO

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR
Via do Conhecimento, Km 1, CEP 85503-390, Pato Branco - PR, Brasil

E-mails: bbastiani@hotmail.com, vasques@utfpr.edu.br, heitor.tessaro@hotmail.com

Abstract— In the context of inertial control and dynamic frequency response of power systems, this work proposes a control approach for wind generation systems based on fully-rated converter. The proposed control, which is based on the virtual synchronous generator concept, provides inertial response to wind generation units that operate with maximum power point tracking control. The inertial control contribution is enhanced by the deactivation and reactivation of the maximum power point tracking during frequency deviations. The maximum power point tracking reactivation is performed in a way that reduces the control efforts, the transients caused by the action of the speed control loop, and kinetic energy required to restore the wind turbine speed. A methodology to determine the maximum virtual inertia, which preserves the wind generation stability and extends the contribution of the proposed inertial control, is also proposed. Numerical simulations are performed to evaluate the proposed control strategy during the test system islanding. The results have shown that the proposed control strategy allows the use of high values of virtual inertia, improving significantly the system inertial response and restoring the wind turbine speed back to maximum power point.

Keywords— Wind generation, inertial control, virtual synchronous generator, islanding, frequency control.

Resumo — No contexto do controle inercial e da resposta dinâmica da frequência de sistemas de potência, este trabalho propõe uma abordagem de controle para unidades eólicas baseadas em conversores estáticos plenos. A estratégia de controle proposta, baseada no conceito de gerador síncrono virtual, fornece resposta inercial para unidades eólicas operando no ponto de máxima potência. A contribuição do controle inercial é ampliada por meio da desativação e reativação automática do controle de máxima potência da unidade eólica durante perturbações de frequência. A reativação do controle de máxima potência é realizada de modo a reduzir o esforço de controle, o transitório causado pela ação da malha de controle de velocidade e a energia cinética necessária para restaurar a velocidade da turbina. Também propõe-se uma metodologia para determinar a máxima inércia virtual que ainda preserva a estabilidade da unidade eólica e amplie a contribuição inercial do controle proposto. Por meio de simulações computacionais, a estratégia de controle é avaliada durante o ilhamento do sistema teste. A estratégia proposta possibilitou a utilização de elevados valores de inércia virtual, o que contribuiu significativamente para a melhoria da resposta inercial do sistema e possibilitou que a unidade eólica retornasse para o ponto de máxima potência.

Palavras-chave— Geração eólica, controle inercial, gerador síncrono virtual, ilhamento, controle de frequência.

1 Introdução

O aumento da penetração da geração eólica em sistemas elétricos de potência geralmente deteriora as características dinâmicas da frequência elétrica, elevando as taxas de variação de frequência (ROCOF, do inglês, *Rate of Change of Frequency*) e elevando as excursões de frequência após variações típicas e atípicas de carga. Tal situação tem recebido atenção de operadores de sistemas de potência, dos quais alguns já exigem que as unidades eólicas apresentem resposta inercial e controle primário de frequência (Vyver and Kooning, 2016; Li, Xu and Wong, 2017).

Em decorrência do desacoplamento da inércia do conjunto turbina-gerador da unidade eólica com a rede elétrica, as unidades eólicas não respondem naturalmente às variações de frequência no sistema (Fu, Wang and Zhang, 2017). O método convencional para fornecer resposta inercial emulada para a geração eólica é a inclusão de uma malha de controle suplementar baseada na derivada da frequência do sistema (He, Yuan and Hu, 2017). Outra forma de fornecer resposta inercial para a geração eólica é emulando a resposta inercial de geradores síncronos (GS) por meio de uma abordagem de controle que utiliza o modelo do GS para definir a frequência de referência para a unidade eólica. Tal estratégia é geralmente denominada gera-

dor síncrono virtual (VSG, do inglês, *Virtual Synchronous Generator*). A implementação do VSG também possibilita que a geração eólica opere como formador de rede (modo de operação Vf ou Qf), definindo a frequência do sistema em casos de perda da geração convencional e em casos de ilhamento da geração eólica (D'Arco, Suul and Fosso, 2015a).

A difusão da geração distribuída tem contribuído para o aumento da ocorrência de ilhamentos de sistemas elétricos. Durante o processo de ilhamento de parcela do sistema elétrico, as unidades de geração podem ser submetidas a elevadas variações de carga (Zhang *et al.*, 2017). A operação de unidades eólicas como VSG possibilita que estas unidades contribuam com a resposta inercial durante o ilhamento e até mesmo operem como formadoras de rede durante a operação ilhada ou isolada.

A operação da geração eólica e a análise de estabilidade da geração eólica operando com controle inercial durante o processo de ilhamento são temas pouco abordados. Dentre os poucos trabalhos que abordam o tema, pode-se citar o trabalho de Pradhan *et al.* (2018), o qual utiliza o controle inercial convencional aliado a um controlador fuzzy adaptativo. Essa abordagem de controle utiliza tanto a energia cinética da turbina eólica quanto a energia elétrica armazenada no barramento CC para adicionar resposta inercial emulada à unidade eólica. Porém, Pradhan *et al.*

(2018) não utiliza o controle VSG e a unidade eólica opera descarregada (ou seja, não opera no MPP, do inglês, *Maximum Power Point*). Tipicamente, os trabalhos que abordam o controle inercial consideram a operação descarregada da geração eólica (Zhang *et al.*, 2012).

A estratégia de controle VSG já foi avaliada durante o processo de ilhamento (Shintai, Miura and Ise, 2014; D'Arco, Suul and Fosso, 2015a). Estes trabalhos avaliam apenas o comportamento do inversor operando como VSG durante o ilhamento, utilizando uma fonte de energia genérica. A estratégia de controle VSG também já foi avaliada durante a operação da geração eólica conectada à sistemas de potência de grande porte (Ma *et al.*, 2017). Entretanto, tal trabalho não analisa as dinâmicas eletromecânicas da unidade eólica e a interação entre o controle MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) e o controle VSG.

A ação do VSG da unidade eólica se opõe à atuação do tradicional controle MPPT, pois o VSG desloca transitoriamente a turbina do MPP de forma a extrair energia cinética do conjunto turbina-gerador. Esta interação entre os controladores reduz a inércia efetiva do VSG, como demonstrado por Xi *et al.* (2017). Para eliminar a interação entre ambos os controladores Y. Wang *et al.* (2015) propõe um novo controle MPPT, no qual a potência de referência da unidade eólica é uma função que depende tanto da velocidade mecânica da turbina eólica quando do desvio de frequência do sistema. Por integrar o controle inercial e o controle MPPT em um único controlador, esta estratégia não pode ser utilizada em conjunto com o controle VSG. Além disso, em tal trabalho não se avalia as dinâmicas eletromecânicas da unidade eólica. A estratégia proposta por Chen, Wang e Jiang (2015) desativa o controle MPPT durante uma perturbação de frequência no sistema. Porém, Chen, Wang e Jiang (2015) não utiliza nenhuma estratégia para adicionar inércia virtual emulada à unidade eólica, apenas adiciona-se um valor de potência constante à referência de potência ativa da unidade eólica.

Nesse contexto, propõe-se uma abordagem de controle baseada em VSG para fornecer resposta inercial ampliada para unidades eólicas. O controle proposto, além de permitir que a unidade eólica seja formadora de rede, amplia a capacidade da resposta inercial da geração eólica e contribui para o aumento significativo da inércia equivalente do sistema elétrico de potência. O controle proposto é aplicado a uma unidade eólica baseada em conversor estático pleno. A estratégia proposta permite ampliar a extração da energia cinética da turbina eólica, sem comprometer a estabilidade do sistema. A eficácia do controle proposto é avaliada durante a ocorrência de ilhamento de uma microrrede com elevada inserção da geração eólica.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção II apresenta os fundamentos do VSG e sua implementação; na Seção III é apresentada a estratégia de controle proposta; os resultados obtidos são mostrados e discutidos na Seção IV; a Seção V apresenta as conclusões.

2 Gerador Síncrono Virtual

Existem diferentes técnicas para emulação do comportamento dinâmico de um GS em unidades de geração baseadas em conversores estáticos. O comportamento inercial do GS, por exemplo, pode ser replicado emulando suas equações de *swing* (equações mecânicas do movimento). Tal estratégia de controle é denominada de controle VSG neste trabalho. O controle VSG foi selecionado por apresentar comportamentos dinâmicos mais amortecidos, suportar maiores desbalanços de tensão, não apresentar problemas com instabilidade numérica, não utilizar PLL e não ser suscetível à ruído, pois não utiliza a derivada da frequência da rede para emular a inércia (Alrajhi Alsiraji and El-Shatshat, 2017; Tamrakar *et al.*, 2017).

A implementação do VSG é apresentada no diagrama da Figura 1. A partir da potência de saída da unidade eólica (P_{out}) e do valor do momento de inércia virtual desejado para a unidade eólica (J_{vsg}), o sistema de controle determina a velocidade do VSG (ω_{vsg}) por meio da resolução da equação de *swing* dada por (Liu, Miura and Ise, 2016; Alrajhi Alsiraji and El-Shatshat, 2017; Serban and Ion, 2017):

$$\frac{d\omega_{vsg}}{dt} = \frac{1}{J_{vsg} \omega_{vsg}} (P_{in} - P_{out}), \quad (1)$$

onde P_{in} é a potência de entrada do VSG, proveniente do barramento CC da unidade eólica, que corresponde à potência mecânica em um GS. A velocidade ω_{vsg} , utilizada pelos controladores do inversor, é determinada baseando-se apenas no equilíbrio de potência e inércia do VSG. A frequência angular ω_{vsg} substitui a frequência fornecida pelo PLL, tipicamente usada no modo de operação convencional (MPPT tradicional) (Alrajhi Alsiraji and El-Shatshat, 2017; D'Arco, Suul and Fosso, 2015b).

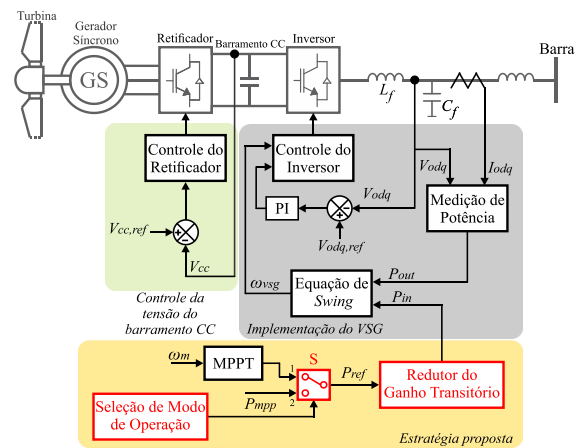


Figura 1. Diagrama ilustrativo do sistema de controle da unidade eólica considerando o VSG e a estratégia de controle proposta.

Como resultado das variações de carga no sistema, a potência elétrica injetada pelo inversor da unidade eólica (P_{out}) varia, alterando a frequência ω_{vsg} . Quanto maior o valor atribuído à J_{vsg} , maior será a variação de potência elétrica injetada na rede pela unidade eólica e menor será o ROCOF do sistema.

A implementação do VSG altera as malhas de controle convencionais da geração eólica que opera no modo MPPT tradicional. No modo de operação com o controle VSG, o inversor da unidade eólica regula a tensão sobre o capacitor do filtro (C_f) na saída da unidade eólica, por meio de um controlador proporcional-integral (PI), e a potência elétrica ativa entregue à rede elétrica. No retificador da unidade eólica regula-se a tensão sobre o barramento CC (Wang, Hu and Yuan, 2015).

3 Estratégia de Controle Proposta

A estratégia de controle proposta neste trabalho baseia-se em malhas de controle adicionadas ao inversor da unidade eólica, as quais têm o objetivo replicar o comportamento inercial de um GS. A estratégia proposta elimina a interação antagônica entre o controle MPPT e o controle VSG, por meio da desativação e reativação do controle MPPT com base no comportamento dinâmico da unidade eólica em tempo real. A estratégia proposta é implementada através da chave S, controlada pelo bloco de seleção do modo de operação, conforme ilustrado na Figura 1. A entrada 1 de S é saída do controle MPPT e a entrada 2 é determinada pela referência de potência constante (P_{mpp}).

O controle MPPT calcula a potência ativa de referência utilizando a expressão

$$P_{mpp} = k_{opt} \omega_m^3, \quad (2)$$

onde k_{opt} é o coeficiente da curva de máxima potência da turbina eólica. Como a estratégia de controle utilizada é algébrica, a variação da saída do bloco de MPPT, em decorrência de uma variação da velocidade da turbina, é instantânea. Assim, a reativação do MPPT causa uma variação instantânea na potência de entrada do VSG (P_{in}). Essa variação repentina de P_{in} pode ocasionar uma perturbação significativa na frequência do sistema. Para reduzir a amplitude da variação de P_{in} no momento da reativação do controle MPPT, utiliza-se um bloco de redução de ganho transitório adicionado na potência de entrada do VSG, conforme ilustrado na Figura 1. A redução de ganho transitório é realizada por um compensador de avanço-atraso descrito por:

$$\frac{P_{in}}{P_{ref}} = \frac{1 + T_a s}{1 + T_b s}, \quad (3)$$

onde T_a e T_b são as constantes de tempo do filtro.

3.1 Dinâmica da Unidade Eólica Devido à Atuação do VSG

A abordagem proposta é fundamentada no comportamento dinâmico da unidade eólica devido à atuação do VSG, desconsiderando a atuação do MPPT. Para permitir uma melhor compreensão da abordagem proposta, apresenta-se uma análise qualitativa da dinâmica da unidade eólica devido à atuação do VSG, considerando a variação típica hipotética de frequência ilustrada na Figura 2. No instante em que se detecta a

variação de frequência, em decorrência de uma variação de carga, o controle MPPT é desativado, eliminando a ação antagônica entre o MPPT e o VSG.

Durante a taxa de variação negativa da frequência, a potência elétrica injetada pela unidade eólica na rede torna-se maior que a potência de MPP (P_{mpp}). O aumento de P_{out} resulta em um potência acelerante ($P_{acel} = P_m - P_{out}$, onde P_m é a potência mecânica extraída do vento) negativa, fornecendo energia desacelerante à turbina eólica (E_{des}), o que resulta na sua desaceleração. A desaceleração da turbina eólica reduz a potência mecânica capturada do vento. Durante o reestabelecimento da frequência do sistema (frequência com taxa de variação positiva), a potência elétrica injetada na rede pela unidade eólica é inferior à P_{mpp} . Se P_{out} se tornar inferior à potência mecânica extraída do vento, a potência acelerante torna-se positiva e a ação inercial do VSG fornece energia acelerante (E_{acel}) à turbina eólica. Caso a excursão de velocidade da turbina eólica seja elevada, a ação inercial do VSG não é suficiente para cessar a desaceleração da turbina eólica. No contexto da energia acelerante, pode-se dividir a dinâmica da unidade eólica operando com VSG em duas situações, uma em que $E_{acel} > 0$ e outra em que $E_{acel} = 0$.

A Figura 3 apresenta um caso hipotético em que a energia acelerante fornecida à turbina eólica durante o reestabelecimento de frequência é diferente de zero. Nesta situação a unidade eólica opera no MPP, com ω_m igual a $\omega_{m,mpp}$ e P_{out} e P_m iguais a P_{mpp} . Durante a taxa de variação negativa da frequência, a turbina eólica desacelera em função da atuação do VSG. Observa-se na Figura 3a que a desaceleração da turbina eólica reduz a potência mecânica capturada do vento. Assim, E_{des} fornecida à turbina eólica, durante o período analisado, é maior se comparado ao caso em que a potência mecânica permaneceria constante com valor igual a P_{mpp} .

Durante a taxa de variação positiva da frequência, P_{out} iguala-se à P_m . Neste ponto, a turbina eólica atinge a mínima velocidade de reestabelecimento ($\omega_{m,min}$) e, como consequência, a potência mecânica também atinge o mínimo valor de reestabelecimento ($P_{m,min}$), resultando em uma taxa de variação da velocidade da turbina eólica igual a zero. Como P_{out} torna-se menor que P_m , a turbina eólica acelera. Quando a potência elétrica injetada no sistema pela unidade eólica se iguala com a potência mecânica novamente, a aceleração da turbina cessa ($d\omega_m/dt = 0$) e a turbina eólica atinge a máxima velocidade de reestabelecimento ($\omega_{m,max}$) e a máxima potência mecânica de reestabelecimento ($P_{m,max}$). Ao atingir a velocidade $\omega_{m,max}$ a turbina eólica encontra-se no ponto mais próximo ao MPP. Essa é a condição operacional ($\omega_{m,max}$) proposta para ativar o MPPT. A reativação do MPPT nesse ponto reduz o esforço de controle, o transitório causado pela ação da malha de controle de velocidade e a energia cinética necessária para restaurar a velocidade da turbina. Cabe ressaltar que nos exemplos ilustrados nas Figuras 3 e 4, o MPPT não foi reativado, o que resultou na desaceleração turbina eólica e violação da velocidade mínima operacional da turbina ($\omega_{op,min}$).

No caso de grandes variações de carga, a contribuição inercial do VSG se torna elevada. Quanto maior a contribuição inercial do VSG, maior a variação da potência mecânica da turbina eólica, devido à maior taxa de variação de velocidade da turbina. Variações elevadas na potência mecânica da turbina fazem com que a ação do controle inercial não seja capaz de acelerar a turbina na direção do MPP durante a taxa de variação positiva de frequência. Isso ocorre pelo fato da potência mecânica ficar menor do que a potência elétrica fornecida pela unidade eólica durante toda a atuação do VSG, resultando em uma energia acelerante igual a zero. A Figura 4 apresenta um caso hipotético em que energia acelerante fornecida a turbina durante o reestabelecimento de frequência é nula.

Para evitar que a turbina eólica atinja a velocidade mínima operacional ($\omega_{op,min}$), resultando no desligamento da unidade eólica pelo sistema de proteção, o MPPT deve ser ativado no momento em que se determina que o VSG não é capaz cessar a desaceleração da turbina e acelerá-la novamente na direção do MPPT. Em tal situação, a condição de ativação do MPPT é satisfeita somente se a potência mecânica for menor ou igual à potência elétrica, quando a taxa de variação da potência elétrica ativa for nula. Esse é o ponto de operação em que se determina que somente a ação inercial do VSG não é capaz de acelerar a turbina na direção do MPP.

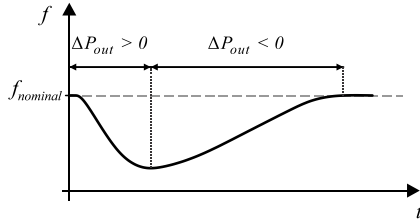


Figura 2. Variação de frequência típica hipotética utilizada para analisar a dinâmica da unidade eólica operando como VSG.

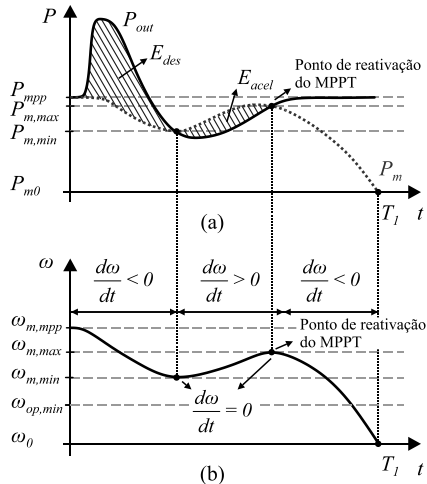


Figura 3. Dinâmicas da unidade eólica nos casos em que a turbina eólica acelera em direção ao MPP: (a) Potências elétrica e mecânica da unidade eólica. (b) velocidade mecânica da turbina eólica.

A dinâmica da unidade eólica durante uma variação positiva de frequência apresenta características pontuais diferentes da apresentada previamente. Portanto, a estratégia proposta nesse artigo é válida so-

mente para variações negativas de frequência. Nos casos de variações positivas de frequência, mantém-se o MPPT ativado.

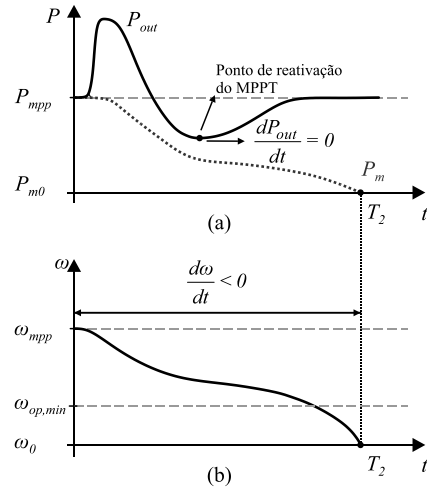


Figura 4. Dinâmicas da unidade eólica nos casos em que a turbina eólica não acelera em direção ao MPP: (a) Potências elétrica e mecânica da unidade eólica. (b) velocidade mecânica da turbina eólica.

3.2 Estratégia Proposta para a Ativação e Desativação do MPPT

Conforme discutido na subseção anterior, a determinação do momento adequado para a reativação do MPPT é fundamental para preservar a estabilidade da unidade eólica. Nesse contexto, a estratégia proposta para a desativação e reativação do MPPT, é apresentada no fluxograma da Figura 5. A estratégia proposta é implementada em tempo real, com o algoritmo sendo executado a cada instante de amostragem k . As variáveis $\omega_{vsg,k}$, $\omega_{m,k}$ e $P_{out,k}$ representam a frequência do VSG, a velocidade mecânica da turbina eólica e a potência elétrica injetada na rede no k -ésimo instante de amostragem. Essas variáveis são utilizadas para determinar o instante de reativação do MPPT.

O MPPT se mantém ativo (chave S na posição 1) até que se detecte um desvio negativo da frequência no sistema. Após a identificação da variação de frequência, o MPPT é desativado (chave S na posição 2) para não interferir de forma antagônica na atuação do VSG. Após a desativação do MPPT, de acordo com os conceitos apresentados na seção anterior, existem três critérios diferentes que levam à reativação do MPPT: 1) Taxa de variação da potência elétrica na saída da unidade eólica igual a zero; 2) Taxa de variação de velocidade da turbina eólica igual a zero; 3) Taxa de variação de velocidade da turbina eólica menor do que zero. Os procedimentos inerentes aos critérios de ativação são descritos na sequência.

Após a desativação do MPPT, o algoritmo entra em um laço de repetição, no qual a cada instante de amostragem k , os critérios de reativação do MPPT são avaliados. De acordo com a fundamentação apresentada na subseção anterior, caso não haja nenhum cruzamento entre a potência elétrica e a potência mecânica, quando a taxa de variação da potência elétrica na saída da unidade eólica se igualar a zero, o primeiro bloco de decisão é satisfeito e o MPPT é reativado

para restabelecer a velocidade de MPP da turbina eólica.

Caso a potência elétrica e a potência mecânica se igualem durante a resposta inercial do VSG, o segundo bloco de decisão é satisfeito. Então, é verificado se a turbina eólica acelera ou desacelera. Caso a turbina eólica desacelere, o MPPT é reativado. Se a turbina eólica acelera, haverá um segundo ponto de cruzamento entre P_m e P_{out} , assim, o algoritmo entra novamente em um laço de repetição, aguardando o segundo ponto de cruzamento. No momento em que a turbina atingir sua velocidade máxima de reestabelecimento ($\omega_{m,máx}$), devido à atuação do VSG, reativa-se o MPPT. Esse momento é detectado quando a taxa de variação da velocidade da turbina se iguala a zero.

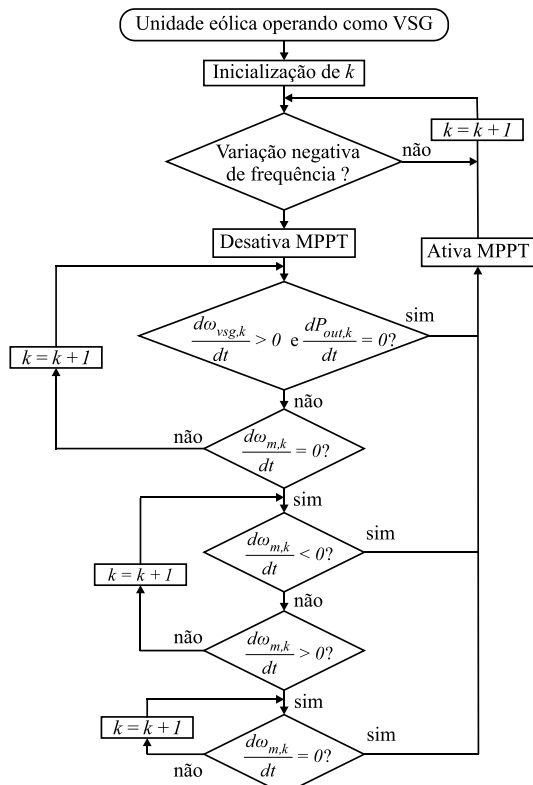


Figura 5. Fluxograma da estratégia de desativação e reativação do MPPT.

3.3 Determinação da Máxima Constante de Inércia que Mantém a Estabilidade da Unidade Eólica

A saída do bloco de redução de ganho transitório e a resposta dinâmica do VSG são os principais responsáveis pela dinâmica da potência elétrica na saída da unidade eólica (P_{out}) após a ocorrência de uma variação de carga. Quanto maior a inércia virtual e maior a atenuação causada pelo redutor de ganho transitório mais lenta é a dinâmica de P_{out} . Esta dinâmica lenta e a elevada contribuição inercial podem impossibilitar que o MPPT restaure a velocidade da turbina na ocorrência de elevadas variações de carga, levando à perda de estabilidade da unidade eólica. A Figura 6 apresenta a estratégia proposta para determinar a máxima constante de inércia possível para o VSG que ainda mantém a estabilidade da unidade eólica. Esse máximo valor admissível para a constante de inércia é determi-

nado por meio de simulações computacionais que avaliaram o comportamento da unidade para diferentes valores de constante de inércia.

O algoritmo proposto inicializa a velocidade de vento de operação ($V_{v,op}$), o máximo ROCOF admissível pelo operador do sistema ($ROCOF_{máx}$) e a constante de inércia equivalente do restante do sistema ($H_{eq,rs}$) (unidades de geração convencionais e unidades de geração com inércia virtual). Tais variáveis impactam na dinâmica da unidade eólica operado como VSG e não são alteradas durante a execução do algoritmo. Também, inicializa a constante de inércia virtual $H_{vsg,0} = 0,1$ p.u.s, evitando a divisão por zero na equação (1), o contador $i = 0$ e o incremento da constante de inércia virtual (ΔH), usado em cada iteração do algoritmo. O valor de ΔH é arbitrado de forma a evitar um número de iterações elevado.

Após inicializar as variáveis, calcula-se a constante de inércia equivalente de todo o sistema ($H_{eq,ts}$). A partir do $ROCOF_{máx}$ admissível, define-se a máxima perturbação de carga ($\Delta P_{L,máx}$) que resultaria no $ROCOF_{máx}$. Considerando que o sistema é submetido a uma perturbação $\Delta P_{L,máx}$, por meio simulação computacional é verificado se a estratégia operacional e de controle proposta é capaz de reestabelecer a velocidade da turbina eólica. Se a velocidade da turbina é reestabelecida, incrementa-se o valor de H_{vsg} e o contador i . Realiza-se uma nova simulação até o caso em que a unidade eólica perca a instabilidade por meio da desaceleração irreversível da turbina eólica. Quando isto ocorre, iguala-se $H_{vsg,máx}$ à $H_{vsg,i-1}$.

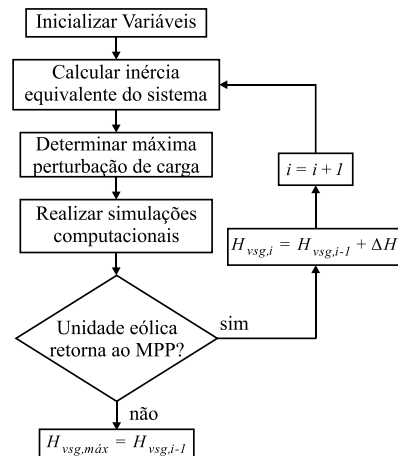


Figura 6. Fluxograma para determinação da inércia virtual máxima.

4 Resultados

A estratégia operacional e as malhas de controle propostas foram avaliadas por meio de simulações no domínio do tempo, utilizando um modelo não linear para o sistema teste adotado. A resolução das equações diferenciais do modelo do sistema foi realizada por meio do *solver* ODE23tb, presente no *software* Matlab®.

O sistema teste adotado, ilustrado na Figura 7, é composto por uma carga local, uma unidade eólica e uma unidade a vapor, ambas com potência nominal de 2 MW. As cargas do sistema são do tipo impedância

constante. O sistema teste é conectado ao sistema elétrico por uma chave S_w . O sistema completo é representado por um modelo não linear de ordem 44.

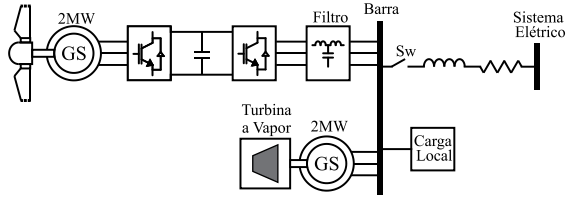


Figura 7. Topologia da microrrede utilizada na avaliação da abordagem de controle proposta.

O desempenho do controle proposto é verificado por meio do ilhamento do sistema teste. Quatro diferentes análises são realizadas considerando os principais aspectos que afetam o comportamento dinâmico do sistema. Na primeira análise avalia-se o impacto da desativação do MPPT. Na análise 2, avalia-se o impacto da inércia virtual na velocidade da turbina eólica e na frequência do sistema. Na análise 3 avalia-se o impacto de elevadas constantes de inércia virtual na frequência do sistema e na velocidade da turbina eólica. Por fim, na análise 4, verifica-se o impacto da velocidade do vento na velocidade de turbina eólica.

Em todos os cenários a unidade a vapor opera com controle primário e secundário de frequência e fornece 0,2 MW ao sistema. A inércia do conjunto turbina-gerador é igual a $8,48 \text{ kgm}^2$, equivalente a $H=0,8 \text{ MWs/MVA}$. As constantes de tempo T_a e T_b , do redutor de ganho transitório do MPPT, são 10 s e 25 s, respectivamente. Considera-se que o máximo ROCOF admissível para o sistema teste é de $0,5 \text{ Hz/s}$ e que o ilhamento é realizado de forma intencional em $t = 1 \text{ s}$.

4.1 Comparação entre a Estratégia de Controle Proposta e o Controle VSG com MPPT Ativado

A contribuição da estratégia de controle proposta, em relação ao caso que se mantém o MPPT ativado durante toda a atuação do VSG, é avaliada considerando que a unidade eólica opera com velocidade de vento de 10 m/s e constante de inércia virtual $H_{vsg} = 15 \text{ p.u.s}$. O valor de H_{vsg} foi definido considerando uma margem arbitrária em relação à máxima constante de inércia ($H_{vsg, \text{máx}} = 20$) para esta velocidade de vento. Entretanto, uma metodologia analítica para determinar o valor de H_{vsg} , em função do desvio máximo de velocidade definido para a turbina eólica, está sendo formulada e será apresentada em trabalhos futuros.

O ilhamento causou um desbalanço de 96 kW entre a geração e a carga do sistema ilhado. A dinâmica da frequência do sistema e da velocidade da turbina eólica são apresentadas na Figura 8.

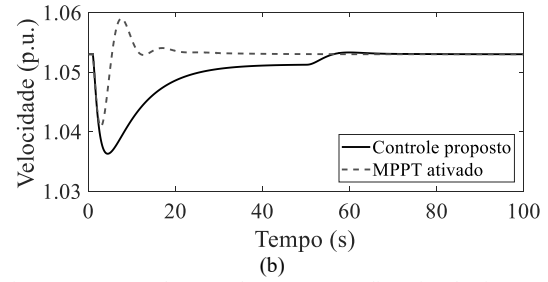
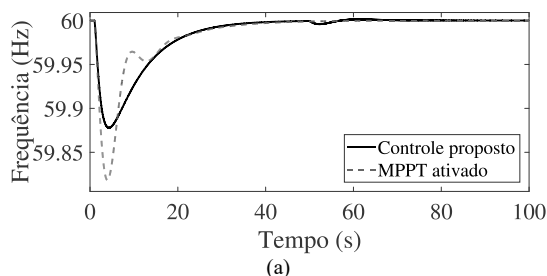


Figura 8. Impacto do controle proposto na dinâmica do sistema: (a) Frequência do sistema. (b) Velocidade da turbina eólica.

A atuação do controle MPPT durante a ação inercial do VSG reduz a potência elétrica injetada na rede pela unidade eólica, o que eleva o máximo afundamento de frequência do sistema.

4.2 Impacto da Constante de Inércia Virtual na Velocidade da Turbina Eólica

O impacto da constante de inércia virtual na velocidade da turbina eólica é avaliado considerando 3 diferentes constantes de inércia. Nesta análise, considera-se uma velocidade de vento de 10 m/s e a unidade eólica operando no MPP, com velocidade da turbina igual a $1,053 \text{ p.u.}$. Para esta velocidade de vento, a máxima constante de inércia virtual (H_{vsg}), obtida através da metodologia proposta, é igual a 20 p.u.s . Portanto, os valores utilizados devem estar dentro da faixa de $0 \text{ p.u.s} < H_{vsg} < 20 \text{ p.u.s}$ para garantir a estabilidade da unidade eólica.

Os valores adotados para a constante de inércia na análise em questão são $H_{vsg}=5 \text{ p.u.s}$, $H_{vsg}=10 \text{ p.u.s}$ e $H_{vsg}=15 \text{ p.u.s}$. A Figura 9 apresenta os resultados obtidos para a frequência do sistema e a velocidade da turbina eólica quando a potência fornecida pelo sistema elétrico é de 96 kW . O que resulta em uma perturbação de carga de 96 kW após a abertura da chave S_w . Esta perturbação de carga resulta no máximo ROCOF admissível para o caso de $H_{vsg}=5 \text{ p.u.s}$.

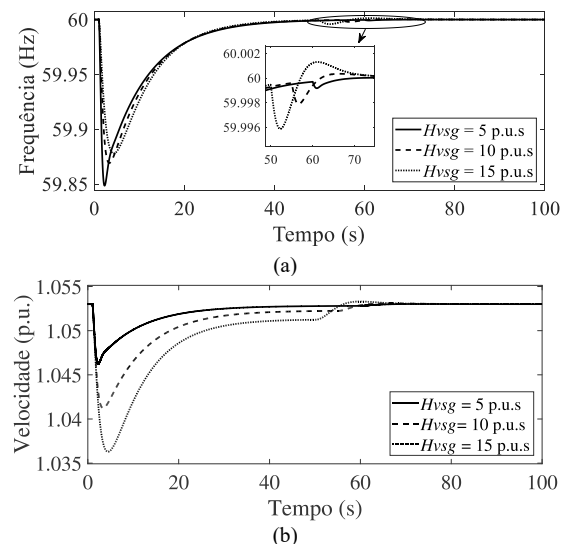


Figura 9. Impacto da inércia virtual na dinâmica do sistema: (a) Frequência do sistema. (b) Velocidade da turbina eólica.

Analisando os resultados, verifica-se que para $H_{vsg} = 5 \text{ p.u.s}$ o máximo desvio de frequência é de $0,15 \text{ Hz}$ e o máximo desvio de velocidade da turbina

é de 0,007 p.u.. Para $H_{vsg} = 15$ p.u.s, o máximo desvio de frequência é de 0,12 Hz, 20 % menor em relação ao cenário onde $H_{vsg} = 5$ p.u.s, e o máximo desvio de velocidade da turbina é de 0,017 p.u., aproximadamente 2,4 vezes maior que o desvio para $H_{vsg} = 5$ p.u.s.. Observa-se que o aumento da inércia virtual resulta em um maior desvio de velocidade da turbina eólica, o que requer uma maior energia acelerante para restaurar a velocidade, resultando em um maior impacto na frequência quando o controle MPPT é reativado. A maior perturbação na frequência, devido à reativação do controle MPPT, ocorre para $H_{vsg} = 15$ p.u.s em $t = 57$ s. Observa-se que o maior desvio de frequência é de 0,004 Hz, não sendo significativo em relação a perturbação de carga. Quanto mais distante a velocidade da turbina estiver da velocidade de MPP, maior será a perturbação na frequência devido à reativação do MPPT.

4.3 Impacto de Elevadas Perturbações e Elevadas Inércias Virtuais na Dinâmica da Unidade Eólica

Para avaliar o impacto de elevadas perturbações de carga e da utilização de valores elevados para a constante de inércia do VSG realiza-se uma análise considerando dois cenários operacionais. Considera-se a unidade eólica operando com velocidade de vento de 10 m/s, com $H_{vsg} = 20$ p.u.s e $H_{vsg} = 25$ p.u.s. Cabe ressaltar que $H_{vsg} = 25$ p.u.s é superior à máxima constante de inércia determinada pela estratégia proposta para a velocidade de vento de 10 m/s. Para ambos os casos a perturbação de carga é igual a máxima perturbação admissível para o sistema, 346,6 kW e 430 kW para $H_{vsg} = 20$ p.u.s e $H_{vsg} = 25$ p.u.s, respectivamente.

A frequência do sistema e a velocidade da turbina eólica para ambos os casos são apresentadas na Figura 10. O controle MPPT é ativado em $t = 10$ s para $H_{vsg} = 20$ p.u.s e em $t = 10,6$ s para $H_{vsg} = 25$ p.u.s, de acordo com estratégia apresentada na Figura 5. Em ambos os casos, o MPPT é reativado quando a derivada da potência elétrica ativa de saída da unidade eólica é nula, resultando em um novo desvio de frequência do sistema, durante o reestabelecimento da frequência do sistema. Observa-se que para $H_{vsg} = 20$ p.u.s a perturbação na frequência causada pela ativação do MPPT é inferior à perturbação causada pela carga.

No cenário referente a $H_{vsg} = 25$ p.u.s, a elevada inércia atribuída ao VSG, associada à grande variação de carga, resultou no desligamento da unidade eólica devido à desaceleração irreversível da turbina eólica, que atingiu a mínima velocidade de operação em aproximadamente $t = 12$ s, como ilustrado na Figura 10b.

4.4 Impacto da Velocidade do Vento na Dinâmica da Velocidade da Turbina Eólica

A velocidade do vento altera as características da curva de potência mecânica da turbina eólica. Portanto, a dinâmica da velocidade da turbina eólica é diferente para diferentes velocidades de vento. A análise do impacto de diferentes velocidades de vento é reali-

zada considerando três cenários operacionais, velocidade de vento igual a 6 m/s, 8 m/s e 10 m/s. Utilizando a metodologia proposta, as máximas constantes de inércia virtual para as velocidades de vento de 6 m/s, 8 m/s e 10 m/s são, respectivamente, $H_{vsg} = 19$ p.u.s, $H_{vsg} = 22$ p.u.s e $H_{vsg} = 24$ p.u.s. Nos três cenários adotou-se de forma arbitrária $H_{vsg} = 9$ p.u.s e considerou-se que a potência elétrica ativa fornecida à microrrede pelo sistema elétrico principal é igual a 163,33 kW.

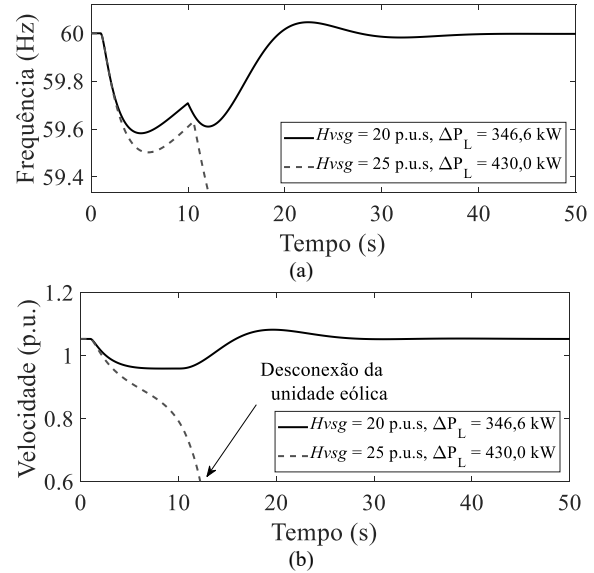


Figura 10. Impacto da elevada inércia e elevação variação de carga na dinâmica da unidade eólica: (a) Frequência do sistema. (b) Velocidade da turbina eólica.

Os resultados obtidos para o desvio de velocidade da turbina eólica são apresentados na Figura 11. Nesse caso, utilizou-se o desvio de velocidade devido aos diferentes valores de velocidade da turbina eólica nas condições pré-falta e pós-falta, causados pelas diferentes velocidades de vento. Observa-se que quanto menor é a velocidade do vento, maior é o desvio de velocidade da turbina eólica para uma mesma perturbação de carga e uma mesma constante de inércia virtual. O máximo desvio de velocidade da turbina para as velocidades de vento de 6 m/s, 8 m/s e 10 m/s são, respectivamente, 0,03 p.u., 0,022 p.u. e 0,018 p.u.. Este resultado demonstra que quanto maior a velocidade do vento, menor o impacto do VSG e do MPPT na velocidade da turbina.

Como a resposta da velocidade da turbina é alterada, o instante de ativação do controle MPPT também é alterado. O MPPT é ativado em $t = 55$ s, $t = 60$ s e $t = 63$ s para as velocidades de vento de 6 m/s, 8 m/s e 10 m/s, respectivamente.

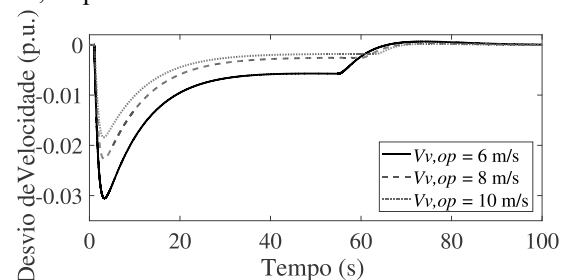


Figura 11. Velocidade da turbina para diferentes velocidades de vento.

5 Conclusão

A estratégia de operação e controle proposta permite utilizar o controle VSG em unidades eólicas operando no ponto de máxima potência. A metodologia proposta para determinar a máxima inércia do VSG possibilitou a utilização de elevados valores de inércia virtual. Dessa forma, ampliou-se a contribuição inercial da geração eólica, melhorando significativamente a resposta inercial do sistema. Após a significativa contribuição inercial, a estratégia proposta possibilitou que a turbina eólica retornasse para o MPP.

As análises realizadas mostram o impacto de diferentes velocidades de vento e diferentes inércias virtuais na resposta dinâmica da unidade eólica. Verifica-se que quanto maior a velocidade do vento, menor é o impacto do VSG e do MPPT na velocidade da turbina. Por outro lado, o aumento da inércia virtual do VSG resulta em uma maior desaceleração da turbina eólica. Também verifica-se que a escolha de inércias virtuais superiores à máxima inércia determinada pela abordagem proposta pode causar a instabilidade da unidade eólica durante a ocorrência de grandes perturbações. Portanto, o limite determinado para a máxima inércia do VSG preservou a estabilidade da geração eólica.

Agradecimentos

Os autores agradecem às instituições FINEP, CAPES, SETI, CNPq, e Fundação Araucária pelas bolsas de estudo e recursos.

Referências Bibliográficas

- Alrajhi Alsiraji, H. and El-Shatshat, R. (2017) 'Comprehensive assessment of virtual synchronous machine based voltage source converter controllers', *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(7), pp. 1762–1769.
- Chen, Z., Wang, H. and Jiang, Q. (2015) 'Optimal control method for wind farm to support temporary primary frequency control with minimised wind energy cost', *IET Renewable Power Generation*, 9(4), pp. 350–359.
- D'Arco, S., Suul, J. A. and Fosso, O. B. (2015a) 'A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids', *Electric Power Systems Research*. Elsevier B.V., 122, pp. 180–197.
- D'Arco, S., Suul, J. A. and Fosso, O. B. (2015b) 'Small-signal modeling and parametric sensitivity of a virtual synchronous machine in islanded operation', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier Ltd, 72, pp. 3–15.
- Fu, Y., Wang, Y. and Zhang, X. (2017) 'Integrated wind turbine controller with virtual inertia and primary frequency responses for grid dynamic frequency support', *IET Renewable Power Generation*, 11(8), pp. 1129–1137.
- He, W., Yuan, X. and Hu, J. (2017) 'Inertia Provision and Estimation of PLL-Based DFIG Wind Turbines', *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1), pp. 510–521.
- Li, Y., Xu, Z. and Wong, K. P. (2017) 'Advanced Control Strategies of PMSG-Based Wind Turbines for System Inertia Support', *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), pp. 3027–3037.
- Liu, J., Miura, Y. and Ise, T. (2016) 'Comparison of Dynamic Characteristics Between Virtual Synchronous Generator and Droop Control in Inverter-Based Distributed Generators', *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(5), pp. 3600–3611.
- Ma, Y. et al. (2017) 'Virtual Synchronous Generator Control of Full Converter Wind Turbines with Short Term Energy Storage', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(11), pp. 1–1.
- Pradhan, C., Narayan, C. and Kumar, A. (2018) 'Adaptive virtual inertia-based frequency regulation in wind power systems', *Renewable Energy*, 115, pp. 558–574.
- Serban, I. and Ion, C. P. (2017) 'Microgrid control based on a grid-forming inverter operating as virtual synchronous generator with enhanced dynamic response capability', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier Ltd, 89, pp. 94–105.
- Shintai, T., Miura, Y. and Ise, T. (2014) 'Oscillation Damping of a Distributed Generator Using a Virtual Synchronous Generator', *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(2), pp. 668–676.
- Tamrakar, U. et al. (2017) 'Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions', *Applied Sciences*, 7(645).
- Vyver, J. Van de and Kooning, J. De (2016) 'Droop control as an alternative inertial response strategy for the synthetic inertia on wind turbines', *on Power Systems*, 31(2), pp. 1129–1138.
- Wang, S., Hu, J. and Yuan, X. (2015) 'Virtual Synchronous Control for Grid-Connected DFIG-Based Wind Turbines', *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 3(4), pp. 932–944.
- Wang, Y. et al. (2015) 'Control of PMSG-Based Wind Turbines for System Inertial Response and Power Oscillation Damping', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(2), pp. 565–574.
- Xi, J. et al. (2017) 'Inertial response analysis of PMSG-based WECS with VSG control', *The Journal of Engineering*, 2017(13), pp. 897–901.
- Zhang, H. et al. (2017) 'A strategy for intentional islanding of distribution networks based on node electrical relevance and artificial bee colony algorithm', *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 13(1) pp 84–91.
- Zhang, Z.-S. et al. (2012) 'Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants', *IET Renewable Power Generation*, 6(1), p. 38.