

Controle Inercial e de Frequência para Sistemas com Dominância da Geração Eólica e Fotovoltaica Centralizada

Heitor José Tessaro. Ricardo Vasques de Oliveira. Darlei Feldmann

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) Pato Branco, PR, Brasil, (e-mail: heitortessaro@utfpr.edu.br, vasques@utfpr.edu.br, darlei@alunos.utfpr.edu.br)

Abstract: Centralized and intermittent renewable generation, mainly characterized by wind and photovoltaic farms, has reached significant participation levels in the power systems. This expansion has resulted in operational problems related to the inertial response and power margin of power systems. In this context, this work evaluates the capability of wind and photovoltaic units to provide inertial response, operate with power margin, and participate in the frequency control, as well as the impact of this operational strategy on the system frequency. The results show that the employed operational and control approach significantly improves the system frequency response and minimizes the impact of the variations of the wind speed and solar irradiance on the frequency.

Resumo: A geração renovável intermitente e centralizada, representada principalmente pelas fazendas eólicas e fotovoltaicas, tem apresentado percentuais de inserção significativos e crescentes nos sistemas de potência. Acompanhado dessa expansão, surgem problemas operacionais atrelados à resposta inercial e à margem de potência dos sistemas de potência. Nesse contexto, este trabalho avalia a capacidade da geração eólica e fotovoltaica em fornecer resposta inercial, operar com margem de potência e participar do controle da frequência, bem como o impacto dessa estratégia operacional sobre a frequência do sistema. Os resultados obtidos mostram que a estratégia operacional e de controle melhora significativamente a resposta da frequência do sistema ao mesmo tempo que minimiza o impacto das variações da velocidade de vento e irradiância solar na frequência.

Keywords: Inertial control; frequency control; wind generation; photovoltaic generation; virtual synchronous generator.

Palavras-chaves: Controle inercial; controle de frequência; geração eólica; geração fotovoltaica; gerador síncrono virtual.

1. INTRODUÇÃO

A potência da geração eólica e fotovoltaica instalada no planeta no final de 2018 alcançou 591 GW e 505 GW, respectivamente (Murdock *et al.*, 2019). No Brasil, a geração eólica já apresenta a segunda maior potência instalada na matriz elétrica, alcançando percentuais de atendimento à carga em base horária de 17,88% no Sistema Interligado Nacional (SIN) e 89,60% no Subsistema Nordeste (ONS, 2019). Por sua vez, a geração fotovoltaica apresenta tendência de expansão dos sistemas centralizados, representados por plantas fotovoltaicas com potência de pico que pode ultrapassar 1 GW, como é o caso da planta *Tengger Dessert Solar Park* (1,5 GW) instalada na China (Buckley e Shah, 2018).

Sistemas de potência submetidos a elevados percentuais de inserção de fontes renováveis intermitentes, como eólica e fotovoltaica, podem enfrentar problemas relacionados com a dinâmica e a estabilidade da frequência do sistema (Liu *et al.*, 2018). Parte desses problemas se deve à característica estocástica desses tipos de geração, à reduções da inércia

equivalente do sistema e à redução da margem de potência disponível para a regulação de frequência (Milano *et al.*, 2018; Tessaro e de Oliveira, 2019). A redução da inércia equivalente, que resulta na degradação da resposta inercial do sistema, é uma consequência da utilização de conversores eletrônicos para a conexão dessas unidades de geração com a rede (Milano *et al.*, 2018; Yazdi *et al.*, 2019). Já a redução da margem de potência disponível se deve ao modo de operação tradicional das unidades eólicas e fotovoltaicas, baseado em controladores de MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) (Rahmann e Castillo, 2014; Aziz, Oo e Stojcevski, 2018). Nesse modo de operação, as unidades de geração são incapazes de prover suporte ao controle de frequência.

Modos de operação alternativos e malhas de controle complementares podem ser utilizados nas unidades eólicas e fotovoltaicas para contornar a redução da inércia equivalente e a redução da margem de potência. A resposta inercial pode ser adicionada nessas unidades de geração através de malhas de controle adicionais, complementares às já utilizadas nos conversores eletrônicos, aumentando a inércia equivalente do sistema (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017). Nas unidades eólicas, a resposta inercial pode ser implementada mesmo se

as unidades operarem no modo MPPT (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017; Yazdi *et al.*, 2019). Todavia, a adição simultânea do controle inercial e do controle primário de frequência (CPF) exige que unidades eólicas e fotovoltaicas operem abaixo do ponto de máxima potência (no inglês, *Maximum Power Point* - MPP), ou seja, operem descarregadas (Bao *et al.*, 2019; Tessaro e de Oliveira, 2019). Como consequência da operação descarregada, unidades eólicas e fotovoltaicas passam a operar com margem de potência e, portanto, podem participar do CPF e dar suporte à resposta inercial.

A operação descarregada das unidades eólicas e fotovoltaicas se apresenta como uma tendência global, pois resulta na melhora da controlabilidade, da resposta transitória e da confiabilidade dos sistemas de potência (Dreidy, Mokhlis and Mekhilef, 2017; Rajan and Fernandez, 2019). Entretanto, a operação descarregada também acarreta na redução da receita proveniente da venda de energia (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017). Todavia, do ponto de vista do operador do sistema elétrico, a operação descarregada das unidades renováveis é uma alternativa mais barata para a manutenção da frequência do sistema quando comparada à instalação de banco de baterias ou à operação das unidades síncronas convencionais em níveis mínimos de potência (Liu *et al.*, 2018; Li *et al.*, 2019). Ademais, a perda de receita atrelada à redução da geração pode ser compensada pela renda obtida na prestação de serviços ancilares (Rajan e Fernandez, 2019).

Existem inúmeras técnicas de controle para adição de resposta inercial nas unidades de geração conectadas à rede através de conversores eletrônicos (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017). Dentre elas, o gerador síncrono virtual (no inglês, *Virtual Synchronous Generator* - VSG) tem se destacado. A malha de controle do VSG emula as dinâmicas eletromecânicas de um gerador síncrono convencional, determinando a frequência e a fase da tensão na saída do inversor da unidade de geração (Mo, D'Arco e Suul, 2017). A implementação do VSG possibilita que a unidade geradora opere como formadora de rede, dando suporte à resposta inercial e atenuando oscilações da frequência do sistema (Liu, Miura e Ise, 2019). Além disso, o CPF e o controle secundário de frequência (CSF) podem ser adicionados diretamente nas malhas de controle do VSG (Tessaro e de Oliveira, 2019).

A capacidade das unidades eólicas e fotovoltaicas de prover resposta inercial e dar suporte ao controle de frequência em sistemas elétricos de pequeno e grande porte já foi demonstrada em outros trabalhos (Ela *et al.*, 2014; Gevorgian and O'Neill, 2016; Fu *et al.*, 2017; Loutan *et al.*, 2017; Rajan and Fernandez, 2019). Entretanto, nesses casos as unidades eólicas e fotovoltaicas operam regulando a potência ativa e reativa sem utilizar a malha de controle do VSG, implementando a resposta inercial através do controle inercial tradicional, baseado na derivada da frequência. Portanto, nesses trabalhos as unidades eólicas e fotovoltaicas são incapazes de operar como formadoras de rede, impossibilitando que o sistema opere com 100% de geração renovável baseada em conversores eletrônicos. Ademais, a operação descarregada simultânea da geração eólica e

fotovoltaica também não foi abordada previamente (Ela *et al.*, 2014; Gevorgian and O'Neill, 2016; Fu *et al.*, 2017; Loutan *et al.*, 2017; Rajan and Fernandez, 2019).

Nesse contexto, este trabalho aborda a adição da resposta inercial nas unidades de geração eólica e fotovoltaica centralizadas e a inclusão dessas no controle de frequência do sistema. Para isso, as unidades geradoras operam no modo descarregado. As principais contribuições deste trabalho são: 1) Aplicação do VSG e do controle de frequência em unidades de geração eólica e fotovoltaica considerando um sistema de grande porte com dominância da geração renovável; 2) Avaliação do impacto das variações de velocidade de vento e de irradiância solar na frequência do sistema; 3) Avaliação da capacidade das unidades eólica e fotovoltaica operarem como formadoras de rede na ausência da geração síncrona convencional.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta o princípio de funcionamento do VSG e os fundamentos da operação das unidades eólica e fotovoltaica; os resultados obtidos são apresentados e discutidos na Seção 3; finalizando, a Seção 4 apresenta as conclusões sobre a estratégia operacional e análises realizadas.

2. ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS E DE CONTROLE

Esta Seção descreve a malha de controle do VSG, bem como o funcionamento e operação das unidades eólicas e fotovoltaicas. Inicialmente, a malha do VSG é apresentada juntamente com as malhas de controle de frequência convencionais. Na sequência, as topologias das unidades eólica e fotovoltaica e a descrição da estratégia operacional das respectivas unidades são apresentadas.

2.1 Gerador Síncrono Virtual e Controle de Frequência

A malha de controle do VSG se baseia no funcionamento dos geradores síncronos convencionais, emulando suas dinâmicas mecânicas (Bao *et al.*, 2019). Este trabalho utiliza um modelo de baixa ordem do gerador síncrono, implementando apenas as suas equações mecânicas do movimento, descritas por:

$$J_v \omega_v d\omega_v/dt + D_v(\omega_v - \omega_{sis}) = P_{m,v} - P_{out}, \quad (1)$$

$$d\theta_v/dt = \omega_v, \quad (2)$$

onde ω_v é a frequência angular do VSG, θ_v é o ângulo da fase do VSG, ω_{sis} é a frequência do sistema, $P_{m,v}$ é a potência mecânica virtual do VSG, P_{out} é a potência de saída da unidade de geração, J_v e D_v são parâmetros de controle do VSG que representam, respectivamente, o momento de inércia e a constante de amortecimento (Tessaro e de Oliveira, 2019). O VSG pode ser implementado sem a necessidade de ω_{sis} . Nesse caso, o amortecimento mecânico é adicionado utilizando um filtro passa baixa, com constante de tempo T_d , e ω_v conforme descrito por Mo, D'Arco e Suul (2017) e apresentado na Fig. 1.

A potência mecânica virtual ($P_{m,v}$) do VSG pode ser constante, determinada pelo operador da unidade de geração,

ou definida por uma malha de controle complementar (Yazdi *et al.*, 2019). Assim, os controles primário e secundário de frequência podem ser incorporados à malha de controle do VSG, como ilustra a Fig. 1. A ação do CPF é proporcional ao desvio de frequência e ao ganho $1/R$, onde R é o estatismo definido pelo operador. A ação do controle secundário é determinada por um integrador com ganho K_i . Já a referência de potência pode ser definida pelo operador ou seguir uma curva de potência descarregada no caso de unidades eólicas e fotovoltaicas (Tessaro e de Oliveira, 2019).

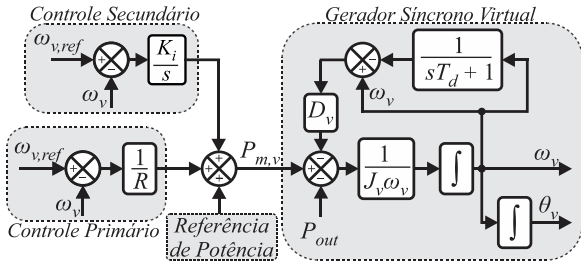


Fig. 1 Controle de frequência incorporado à malha de controle do gerador síncrono virtual.

Nos geradores síncronos convencionais, as ações dos controladores de frequência são implementadas considerando as constantes de tempo dos atuadores mecânicos. O mesmo poderia ser feito na malha do VSG se um atuador mecânico virtual fosse considerado, no entanto, isso poderia resultar no surgimento de oscilações não amortecidas (Liu, Miura and Ise, 2019). Por este motivo, neste trabalho as ações dos controladores de frequência são implementadas de forma direta no VSG, conforme demonstra a Fig. 1.

A malha do VSG utilizada neste trabalho determina a frequência ($f_v = \omega_v/2\pi$) e a fase da tensão (θ_v) na saída dos inversores das unidades eólicas e fotovoltaicas. Neste trabalho, os parâmetros do VSG foram selecionados de forma empírica. Discussões detalhadas acerca da influência dos parâmetros do VSG sobre a resposta dinâmica dos sistemas elétricos já foram realizadas por Zhang *et al.* (2018).

2.2 Geração Eólica

Mundialmente, as unidades eólicas dos tipos 3 e 4 são as mais utilizadas atualmente (Yaramasu *et al.*, 2017). Neste trabalho são utilizadas unidades eólicas do tipo 4. A Fig. 2 apresenta o diagrama desse tipo de unidade eólica, bem como algumas das malhas de controle utilizadas.

As unidades eólicas do tipo 4 utilizam um retificador e um inversor, que podem ser empregados no controle de diferentes variáveis da unidade (Yazdi *et al.*, 2019). Neste trabalho, o retificador da unidade eólica é responsável por regular a tensão do *link* CC (V_{cc}), enquanto o VSG é implementado nas malhas de controle do inversor (Tessaro and de Oliveira, 2019).

A adição de resposta inercial nas unidades eólicas pode ser realizada mesmo se elas operarem no modo MPPT, uma vez que a energia cinética do conjunto turbina-gerador pode ser utilizado (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017). Entretanto, a operação descarregada amplia a capacidade de suporte à

resposta inercial, ao mesmo tempo que possibilita a inclusão do controle de frequência (Tessaro and de Oliveira, 2019).

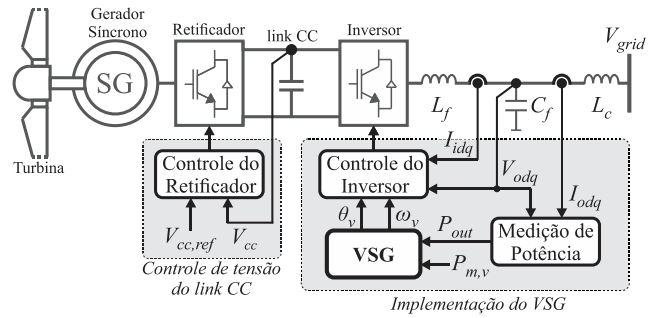


Fig. 2 Malhas de controle implementadas na unidade eólica.

A operação descarregada das unidades eólicas pode ser alcançada através do controle do ângulo de passo das pás ou da velocidade da turbina (Aziz, Oo e Stojcevski, 2018). Neste trabalho, as unidades eólicas operam descarregadas na região de sobrevelocidade da turbina eólica e o controle do ângulo das pás da turbina é utilizado de forma intermitente para garantir a existência da margem de potência necessária e assegurar que a turbina eólica respeite seus limites operacionais de velocidade (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017; Tessaro e de Oliveira, 2019). Por se tratar de conceitos já sedimentados e devido às limitações de tamanho do texto, a descrição completa da estratégia de operação da unidade eólica não é apresentada.

2.3 Geração Fotovoltaica

As unidades fotovoltaicas centralizadas de grande porte utilizam, em sua maioria, topologias com um único estágio de conversão, utilizando conversores centralizados (Abu-Rub, Malinowski e Al-Haddad, 2014). Quanto aos painéis fotovoltaicos, o modelo de diodo único é amplamente utilizado para realizar simulações (Rajan e Fernandez, 2019). A Fig. 3 apresenta a topologia de unidade fotovoltaica de estágio único empregada neste trabalho, juntamente com a malha de controle do VSG.

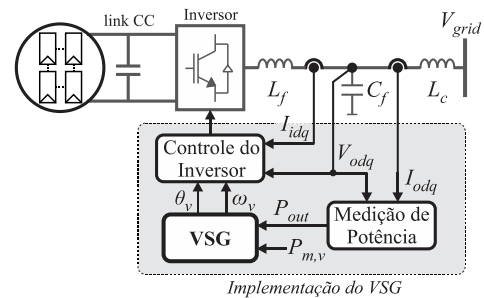


Fig. 3 Malhas de controle implementadas na unidade fotovoltaica.

A inclusão da resposta inercial e do controle de frequência em unidades fotovoltaicas que operam no modo MPPT depende da instalação de banco de baterias, o que implica em um elevado custo de implementação (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017). Outra possibilidade é operar a unidade fotovoltaica de forma descarregada (Bao *et al.*, 2019). No modo descarregado, a implementação do controle inercial e

de frequência é muito mais simples e barata, com o benefício adicional de estender a vida útil dos conversores eletrônicos (Li *et al.*, 2019).

No modo descarregado, geralmente controla-se a potência na saída do inversor, entretanto, também é possível controlar a tensão no *link* CC (V_{cc}). A operação descarregada da unidade fotovoltaica é alcançada operando os painéis fotovoltaicos em tensões superiores à do MPP (Dreidy, Mokhlis e Mekhilef, 2017). Assim, a margem de potência disponível pode ser determinada por:

$$\Delta P_{margem} = P_{MPP} - P(V_{cc}), \quad (3)$$

onde P_{MPP} é a potência do MPP e $P(V_{cc})$ é a potência para a tensão atual do link CC da unidade fotovoltaica (Bao *et al.*, 2019). A Fig. 4 apresenta a curva de potência para uma unidade fotovoltaica operando descarregada, onde V_{oc} é a tensão de circuito aberto do conjunto de painéis. Para a operação descarregada é necessário estimar o valor de P_{MPP} . Neste trabalho, adota-se a estimativa da potência do MPP (P_{MPP}) e conseqüentemente da margem de potência (ΔP_{margem}) a partir de medições em tempo real da irradiância solar e da temperatura ambiente (Li *et al.*, 2019).

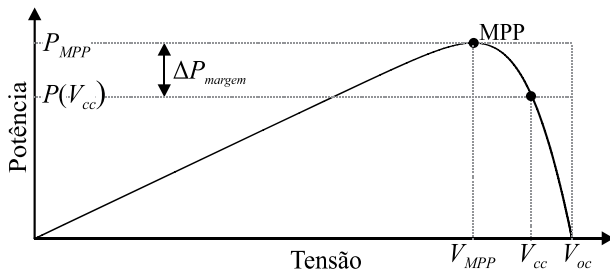


Fig. 4 Curva de potência de uma unidade fotovoltaica.

3. RESULTADOS

A efetividade da estratégia operacional e das malhas de controle propostas foi avaliada considerando o sistema teste apresentado na Fig. 5. O sistema teste foi baseado no sistema de duas áreas descrito por Kundur (1994), entretanto, neste trabalho o modelo dos transformadores, descritos por impedâncias constantes, foi agregado ao modelo das linhas de transmissão. O sistema teste é composto por uma unidade de geração a vapor de 900 MVA baseada em gerador síncrono convencional (GS), uma fazenda fotovoltaica centralizada (FFC) de 450 MWp, uma fazenda eólica (FE) de 900 MVA representada por uma unidade eólica equivalente e cargas elétricas. O GS apresenta uma constante de inércia (H) de 5,6 p.u.s, opera com regulador de tensão e com estatismo (R) de 5% para o CPF. Assim, o GS apresenta dinâmicas eletromecânicas inerentes à regulação de frequência e à resposta inercial.

As análises dinâmicas foram realizadas por meio de simulações no domínio do tempo utilizando o modelo não linear descrito por 71 equações diferenciais. Os parâmetros e a descrição do modelo utilizado não são apresentados em decorrência da elevada ordem do sistema e do grande número de parâmetros. Os conversores estáticos da FFC e da FE são representados por modelos médios típicos, sem considerar

impedâncias virtuais (Zhang *et al.*, 2018; Tessaro and de Oliveira, 2019). A descrição dos modelos do GS, da FE e das cargas é realizada por Tessaro e de Oliveira (2019). O modelo da FFC com VSG é apresentado por Zhang *et al.* (2018). O modelo do conjunto fotovoltaico é apresentado por Xiao (2017). Os parâmetros utilizados no sistema são parcialmente apresentados por Tessaro (2018). As equações diferenciais correspondentes ao modelo do sistema, implementadas via *script* na interface de programação do Matlab®, foram resolvidas por meio do *solver* ODE23tb.

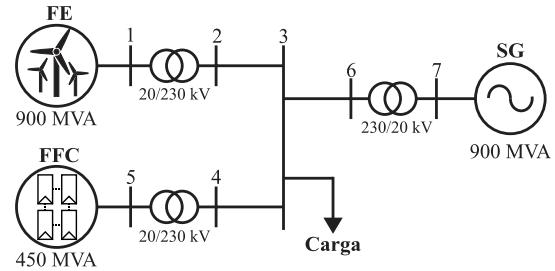


Fig. 5 Diagrama unifilar do sistema teste empregado.

Esta seção avalia a capacidade da geração renovável em dar suporte à resposta inercial e ao controle de frequência por meio da implementação do VSG e da operação descarregada das unidades de geração. Também se verifica a capacidade das unidades eólica e fotovoltaica operarem como formadores de rede, definindo a frequência do sistema.

3.1 Geração Renovável Participando da Resposta Inercial e do Controle de Frequência

Inicialmente avalia-se a capacidade de suporte à resposta inercial e ao controle de frequência pelas unidades de geração renovável. Também se avalia o impacto da operação descarregada das unidades eólica e fotovoltaica sobre a frequência do sistema. Essas análises consideram três cenários operacionais: 1) A FFC e a FE operam no modo MPPT, sem resposta inercial e sem controle de frequência; 2) A FE opera descarregada com VSG e CPF e a FFC opera no modo MPPT; 3) A FFC e a FE operam descarregadas com VSG e CPF. Nos três cenários, o GS opera com CPF e o sistema é submetido à três perturbações. Em $t = 5$ s o sistema é submetido a um aumento de carga de 30 MW, em $t = 20$ s a velocidade do vento é reduzida em 0,3 m/s na forma de degrau, e por fim, em $t = 40$ s a irradiância solar é reduzida em 70 W/m² na forma de degrau.

Em todos os cenários operacionais, o GS inicia fornecendo 270 MW. No instante inicial, a velocidade do vento é de 9,5 m/s, a temperatura é de 25°C e a irradiância solar é de 1000 W/m². No cenário 1, a FE e a FFC fornecem ao sistema 620 MW e 450 MW, respectivamente. Nesse cenário, a FE opera com velocidade do rotor de 1,1572 p.u. e ângulo das pás da turbina de 0°. Nos cenários 2 e 3, a FE passa a operar descarregada na zona de sobrevelocidade, com velocidade do rotor de 1,1533 p.u., ângulo das pás da turbina de 2,83°, fornecendo 400 MW. No cenário 3, a FFC passa a operar descarregada na zona do lado direito do MPP, fornecendo 360 MW. Quando a FE e a FFC operam descarregadas, elas

utilizam uma constante de inércia virtual (H_v) de 5 p.u.s para o VSG e estatismo de 5% para o CPF.

A Fig. 6 apresenta as dinâmicas da frequência do sistema e das potências injetadas na rede pelas três unidades geradoras considerando os três cenários operacionais citados. A frequência apresentada na Fig. 6(a) corresponde à velocidade do GS, entretanto, vale ressaltar que as velocidades mecânicas virtuais da FFC e da FE são muito parecidas. O CPF implementado em cada unidade geradora se baseia na velocidade local de cada máquina.

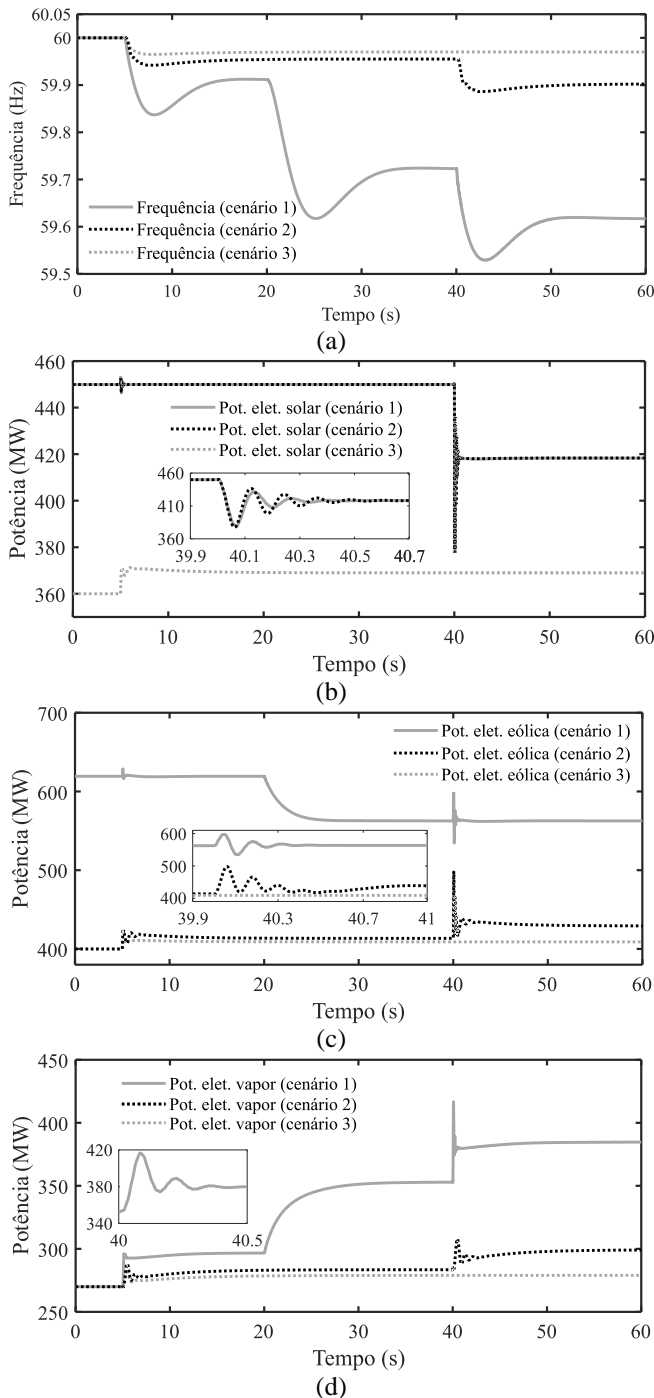


Fig. 6 Resposta dinâmica do sistema para os três cenários operacionais: (a) Frequência do sistema; (b) Potência ativa da unidade fotovoltaica; (c) Potência elétrica da unidade eólica; (d) Potência elétrica da unidade convencional a vapor.

Analisando a dinâmica da frequência do sistema, a partir da Fig. 6(a), nota-se que no cenário 1, quando a FE e a FFC operam no modo MPPT, variações de vento ou irradiância solar resultam em perturbações na frequência do sistema. No modo MPPT, a geração renovável opera sem margem de potência. Consequentemente, qualquer variação da fonte primária de energia, nesse caso a velocidade do vento e a irradiância solar, resulta na variação da potência entregue ao sistema por essas unidades de geração e, conseqüentemente, variação da frequência do sistema. Dessa forma, apenas o GS realiza o controle da frequência, assumindo as variações de carga e geração das demais unidades, conforme mostra a Fig. 6(d).

No cenário 2, a FE opera descarregada, com VSG e participando do CPF. Com a adição do VSG, a FE passa a dar suporte à resposta inercial, resultando no aumento inércia equivalente. Portanto, a taxa de variação da frequência (ROCOF) do sistema apresenta menores valores frente às variações de cargas ou de geração. Como a FE opera descarregada, a potência inicial entregue ao sistema é menor em comparação ao cenário 1. Entretanto, a operação descarregada da FE cria uma margem de potência de aproximadamente 220 MW que habilita a unidade de geração participar do CPF. À medida que mais unidades controlam a frequência do sistema através do CPF, menores são os afundamentos e o erro de regime permanente da frequência, conforme apresentado na Fig. 6(a).

A existência de uma margem de potência nas unidades renováveis evita que variações de vento ou de irradiância solar resultem em perturbações na frequência do sistema. Frente à redução da velocidade do vento em $t = 20$ s no cenário 2, a potência disponível para a FE é reduzida, mas a potência de saída na unidade não é afetada em virtude da existência de uma margem de potência conforme apresentado na Fig. 6(c). No entanto, nessa situação ocorre mudança do ponto operacional da unidade eólica acompanhado da redução da margem de potência existente. Portanto, se aumentos consecutivos de carga ou reduções consecutivas de vento ocorrerem, a margem de potência pode se tornar nula, tornando necessário a mudança do modo operacional das unidades de geração para o modo MPPT. Por outro lado, o aumento da velocidade de vento e da irradiância solar aumenta a margem de potência da FE e da FFC.

No cenário 3, a FFC também opera descarregada, com VSG e participando do CPF. De forma semelhante ao ocorrido no cenário 2, observa-se que a variação da irradiância solar em $t = 40$ s não resulta em alteração da potência de saída da unidade e tampouco, perturbação na frequência do sistema em função da margem de potência existente, conforme apresentado na Fig. 6(a). Também observa-se a redução do ROCOF, do máximo afundamento de frequência (f_{nadir}) e do desvio da frequência em regime (Δf_{regime}) em decorrência da adição do VSG e do CPF na FFC. A Tabela 1 sumariza as características da dinâmica da frequência para os três cenários operacionais descritos. O valor do ROCOF apresentado na Tabela 1 foi mensurado após a entrada de carga em $t = 5$ s, considerando uma janela de tempo de 100 ms. Comparando os resultados referentes aos cenários 1 e 3,

constatam-se diminuições de 66,7%, 91,5% e 91,2% para o ROCOF, f_{nadir} e Δf_{regime} , respectivamente, evidenciando como a operação descarregada das unidades renováveis pode melhorar de forma significativa a dinâmica da frequência do sistema. O ROCOF reduziu significativamente devido à ação da inércia virtual do VSG e devido à rápida ação do CPF adicionados às unidades eólica e fotovoltaica. A ação do CPF adicionado às unidades eólica e fotovoltaica é muito mais rápida que a ação do CPF de unidades térmicas e hidráulicas convencionais, devido à ausência de atuadores mecânicos lentos. Os atuadores do CPF nas unidades renováveis são os conversores eletrônicos que apresentam uma resposta centenas de vezes mais rápida quando comparada com a resposta de turbinas a vapor e hidráulica.

Tabela 1. Índices quantitativos da resposta da frequência

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
ROCOF _{máx} (Hz/s)	-0,15	-0,10	-0,05
f_{nadir} (Hz)	-0,47	-0,11	-0,04
Δf_{regime} (Hz)	-0,38	0,10	-0,03

3.2 Avaliação da Capacidade de Formação de Rede da Geração Renovável

A capacidade de operação como formadores de rede pelas unidades eólica e fotovoltaica frente à desconexão do gerador síncrono convencional (GS) é avaliada nesta seção. A capacidade de restauração da frequência do sistema a partir da adição do controle secundário de frequência na FE também é avaliada. Nessa análise, que considera o cenário 3 descrito na subseção anterior, inicialmente a FE e a FFC operam descarregadas, injetando no sistema 400 MW e 350 MW, respectivamente. Já o GS injeta 150 MW no sistema até $t = 5$ s, quando é desconectado do sistema. Para que a frequência do sistema seja restaurada ao valor nominal, o CSF é ativado na FE em $t = 20$ s. A Fig. 7 apresenta as dinâmicas da frequência do sistema e das potências injetadas na rede pelas três unidades geradoras.

Após a desconexão do GS, o sistema fica desprovido de unidades síncronas convencionais que operam como formadores de rede, definindo a frequência do sistema. Entretanto, como as unidades eólica e fotovoltaica operam com VSG, elas têm a capacidade de determinar a frequência do sistema, mesmo sem a presença de unidades convencionais. Ou seja, evitam que o sistema enfrente um *blackout* por falta de formadores de rede no sistema. A desconexão do GS resulta em um desbalanço de potência no sistema que é compensado pelas unidades eólica e fotovoltaica em decorrência da atuação do CPF, que regula a frequência do sistema. As unidades eólica e fotovoltaica utilizam o mesmo estatismo ($R = 5\%$) e, portanto, assumem parcelas iguais de carga, como demonstra a Fig. 7(b).

A desconexão do GS resultou em um desvio da frequência do sistema de aproximadamente 0,24 Hz. Para que a frequência retorne ao valor nominal (60 Hz), o CSF deve ser acionado. Nessa análise, o CSF foi adicionado às malhas do VSG da FE, uma vez que a margem de potência disponível na unidade nesse cenário operacional era maior que a margem de potência da FFC. Após a ativação do CSF em $t = 20$ s, a

frequência do sistema é restaurada à medida que a FE assume toda a carga que previamente era suprida pelo GS.

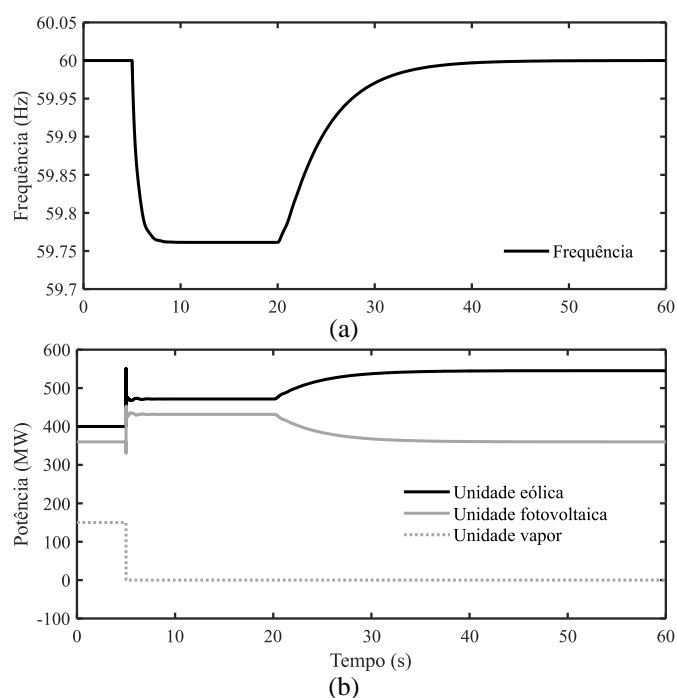


Fig. 7 Dinâmica do sistema considerando a desconexão da unidade convencional a vapor: (a) Frequência do sistema; (b) Potência ativa das unidades do sistema.

4. CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou a capacidade da geração eólica e fotovoltaica em dar suporte à resposta inercial e ao controle de frequência através da operação descarregada. Além da operação descarregada, a técnica do gerador síncrono virtual acompanhada dos controladores de frequência foi implementada nos conversores eletrônicos das unidades eólica e fotovoltaica. A combinação da operação descarregada com o gerador síncrono virtual possibilitou que as unidades eólica e fotovoltaica contribuíssem de forma efetiva com a resposta inercial e com o controle de frequência. Consequentemente, foram observadas melhorias significativas na resposta inercial e na regulação de frequência do sistema.

A operação descarregada também evitou que variações de vento ou de irradiância solar causassem perturbações na frequência do sistema em função da existência de uma margem de potência nas unidades eólica e fotovoltaica. Já a utilização do gerador síncrono virtual possibilitou que as unidades eólica e fotovoltaica operassem como formadoras de rede, tornando possível a operação do sistema sem geração síncrona convencional.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

(CNPq), da Fundação Araucária (FA) e da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

REFERÊNCIAS

- Abu-Rub, H., Malinowski, M. and Al-Haddad, K. (2014) *Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications*. John Wiley & Sons.
- Aziz, A., Oo, A. T. and Stojcevski, A. (2018) 'Frequency regulation capabilities in wind power plant', *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Elsevier, 26(September), pp. 47–76. doi: 10.1016/j.seta.2017.10.002.
- Bao, G., Tan, H., Ding, K., Ma, M. e Wang, N. (2019). A novel photovoltaic virtual synchronous generator control technology without energy storage systems, *Energies*, 12(12), p. 2240.
- Buckley, T. and Shah, K. (2018) *Solar is Driving a Global Shift in Electricity Markets*.
- Dreidy, M., Mokhlis, H. and Mekhilef, S. (2017) 'Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier, 69, pp. 144–155. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.170.
- Ela, E. et al. (2014) *Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps, NREL Technical Report TP-5D00-60574, CO, USA*. doi: 10.2172/1117060.
- Fu, Y. et al. (2017) 'Active participation of variable speed wind turbine in inertial and primary frequency regulations', *Electric Power Systems Research*. Elsevier B.V., 147, pp. 174–184. doi: 10.1016/j.epr.2017.03.001.
- Gevorgian, V. and O'Neill, B. (2016) *Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants*. Golden, CO (United States). doi: 10.2172/1236761.
- Kundur, P. (1994) *Power system stability and control*. First ed. New York: McGraw-Hill.
- Li, X. et al. (2019) 'A Novel Sensorless Photovoltaic Power Reserve Control with Simple Real-Time MPP Estimation', *IEEE Transactions on Power Electronics*. IEEE, 34(8), pp. 7521–7531. doi: 10.1109/TPEL.2018.2880461.
- Liu, J., Miura, Y. and Ise, T. (2019) 'Fixed-Parameter Damping Methods of Virtual Synchronous Generator Control Using State Feedback', *IEEE Access*, 7, pp. 99177–99190. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2930132.
- Liu, Yong et al. (2018) 'Frequency Response Assessment and Enhancement of the U.S. Power Grids Toward Extra-High Photovoltaic Generation Penetrations-An Industry Perspective', *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), pp. 3438–3449. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2799744.
- Loutan, C. et al. (2017) *Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant*. Golden, CO (United States). doi: 10.2172/1349211.
- Milano, F. et al. (2018) 'Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)', in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. IEEE, pp. 1–25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- Mo, O., D'Arco, S. and Suul, J. A. (2017) 'Evaluation of Virtual Synchronous Machines With Dynamic or Quasi-Stationary Machine Models', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(7), pp. 5952–5962. doi: 10.1109/TIE.2016.2638810.
- Murdock, H. E. et al. (2019) *Renewables 2019 Global Status Report*.
- ONS (2019) *Boletim Mensal da Geração Eólica - Julho/2019*.
- Rahmann, C. and Castillo, A. (2014) 'Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions', *Energies*, 7(10), pp. 6306–6322. doi: 10.3390/en7106306.
- Rajan, R. and Fernandez, F. M. (2019) 'Power control strategy of photovoltaic plants for frequency regulation in a hybrid power system', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier, 110(August 2018), pp. 171–183. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.009.
- Tessaro, H. J. (2018) *Controle de frequência por meio da geração eólica operando como gerador síncrono virtual considerando a otimização do ponto de operação da turbina eólica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco.
- Tessaro, H. J. and de Oliveira, R. V. (2019) 'Impact assessment of virtual synchronous generator on the electromechanical dynamics of type 4 wind turbine generators', *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13(23), pp. 5294–5304. doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0818.
- Xiao, W. (2017) *Photovoltaic power system: modeling, design, and control*. First ed. Sidney: John Wiley & Sons, Ltd.
- Yaramasu, V. et al. (2017) 'PMSG-based wind energy conversion systems: survey on power converters and controls', *IET Electric Power Applications*. IET. doi: 10.1049/iet-epa.2016.0799.
- Yazdi, S. S. H. et al. (2019) 'Analytical modeling and inertia estimation of VSG-controlled Type 4 WTGs: Power system frequency response investigation', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Elsevier, 107, pp. 446–461. doi: 10.1016/j.ijepes.2018.11.025.
- Zhang, B. et al. (2018) 'Stable Operation and Small-Signal Analysis of Multiple Parallel DG Inverters Based on a Virtual Synchronous Generator Scheme', *Energies*, 11(1), p. 203. doi: 10.3390/en11010203.