

Controle Inercial e de Frequência Baseado em Gerador Síncrono Virtual Aplicado à Geração Fotovoltaica de Grande Porte

Darlei Feldmann. Ricardo Vasques de Oliveira.
Heitor José Tessaro.

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

Abstract: The significant growing of the renewable generation, including large-scale photovoltaic power plants, has resulted in technical challenges for the operation of contemporary power systems. The decrease of the system's equivalent inertia and the performance deterioration of the primary frequency control are examples of operational challenges posed by renewable generation. In the context of these challenges, this paper addresses the inertial response support and frequency control support provided by large photovoltaic power plants. The proposed study evaluates the impact of the operating point of the photovoltaic panels and solar irradiance magnitude on the dynamics of the photovoltaic unit. The results show that large photovoltaic power plants are quite effective in providing inertial response support and frequency control support to power systems.

Resumo: O crescimento significativo da geração renovável, incluindo a geração fotovoltaica de grande porte, tem resultado em desafios técnicos para a operação dos sistemas elétricos de potência contemporâneos. A redução da inércia equivalente do sistema e a deterioração do desempenho do controle primário de frequência são exemplos de desafios operacionais impostos pela geração renovável. No contexto desses desafios, esse trabalho aborda o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência por parte da geração fotovoltaica de grande porte. O estudo proposto avalia o impacto do ponto de operação dos módulos fotovoltaicos e da irradiância solar na dinâmica da unidade fotovoltaica. Os resultados obtidos mostram que a geração fotovoltaica de grande porte é capaz de fornecer um suporte muito efetivo à resposta inercial e ao controle de frequência dos sistemas de potência.

Keywords: Frequency control; large scale photovoltaic power plants; virtual synchronous generator.

Palavras-chaves: Controle de frequência; geração fotovoltaica de grande porte; gerador síncrono virtual.

1. INTRODUÇÃO

A implementação de grandes plantas fotovoltaicas (PVs) centralizadas é uma forte tendência em todo o planeta (Buckley e Shah, 2018; Tobar, 2018). A China, por exemplo, opera três grandes plantas PVs, a *Longyangxia Dam Solar Park* (850 MW), a *Datong Solar Power Top Runner Base* (1 GW) e a *Tengger Dessert Solar Park* (1,5 GW), totalizando juntas uma potência instalada de aproximadamente 3,35 GW (Buckley e Shah, 2018).

A redução da inércia equivalente dos sistemas elétricos de potência (SEPs) e a deterioração da efetividade do controle primário de frequência (CPF) são grandes desafios técnicos contemporâneos associados ao aumento da inserção da geração eólica e PV (Rajan e Fernandez, 2019; Tessaro e Oliveira, 2019). A redução da inércia equivalente dos SEPs é causada pela natureza eletrônica e pela característica operacional típica dos inversores estáticos de potência da geração PV. Além disso, diferente da geração síncrona convencional e geração eólica, a geração PV não apresenta energia cinética armazenada (Lyu *et al.*, 2018). Desta forma, sistemas com alta penetração da geração PV são mais suscetíveis à instabilidade de frequência, pois a redução da

inércia equivalente aumenta a taxa de variação da frequência (ROCOF, do inglês, *Rate Of Change Of Frequency*) e o afundamento máximo da frequência.

No contexto da regulação de frequência, a inserção da geração PV e eólica que operam rastreamento o ponto de máxima potência (MPPT, do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) aumenta o estatismo equivalente do CPF do SEP, o que resulta no aumento do erro de regime permanente da frequência do sistema (Dreidy *et al.*, 2017).

Neste contexto, o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência das unidades PVs e eólicas tem se tornado cada vez mais importante para a manutenção da estabilidade dos SEPs. Alguns países como a Espanha e a Irlanda já exigem que as unidades eólicas apresentem resposta inercial emulada, além de suporte ao CPF (Mohseni e Islam, 2012). Embora ainda não existam exigências para a geração PV, espera-se que serviços ancilares, como a resposta inercial emulada, o suporte de frequência e o suporte ao processo de restabelecimento do sistema, sejam requisitos para o futuro (Tobar, 2018).

A relevância da resposta inercial e do controle de frequência nos SEPs incentivou diversos estudos acerca do suporte

inercial e de frequência por parte da geração PV. Em Beniwal *et al.* (2018), por exemplo, a geração PV opera no modo de controle MPPT e o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência é fornecido apenas por um banco de baterias associado à unidade PV. No entanto, caso opere descarregada (no inglês, *de-loaded operation*), a geração PV pode fornecer suporte inercial e de frequência sem o apoio de bancos de baterias (Rajan e Fernandez, 2019). Se por um lado a operação descarregada da geração PV reduz a energia gerada, por outro evita o emprego de bancos de baterias, os quais ainda apresentam elevados custos de implantação e manutenção (Rajan e Fernandez, 2019; Xiao, 2017). Além disso, a operação descarrega é uma tendência mundial, pois possibilita a prestação de serviços ancilares, os quais cada vez mais são requisitados pelos operadores do sistema.

A maioria dos trabalhos que aborda a operação descarregada e o controle da geração PV considera o inversor operando no modo de controle PQ (ou, equivalente, modo de controle da potência ativa e reativa na saída da unidade) e o controle inercial tradicional baseado na derivada da frequência do sistema (df/dt) (Rajan e Fernandez, 2019). No entanto, a operação típica no modo de controle PQ não permite que a unidade PV opere como uma unidade formadora de rede (modo de controle Vf, ou equivalente, modo de controle da tensão e da frequência na saída da unidade). Consequentemente, o modo PQ não permite que o SEP opere com 100% da geração renovável baseada em conversores estáticos. Além disso, o controle inercial tradicional baseado na derivada da frequência do sistema pode causar problemas de instabilidade (Liu *et al.*, 2016).

As desvantagens das abordagens de controle convencionais impulsionaram o desenvolvimento de novas estratégias de controle, como o gerador síncrono virtual (GSV). O GSV consiste em uma abordagem de controle aplicada aos conversores estáticos da geração renovável para emular a dinâmica eletromecânica típica de geradores síncronos (GS) convencionais, como resposta inercial e amortecimento mecânico (Funabashi, 2016). No entanto, poucos trabalhos abordam a implementação do GSV na geração PV. Além disso, a maioria desses poucos trabalhos considera o GSV aplicado apenas ao banco de baterias associado à geração PV (Nogami *et al.*, 2018). A implementação do GSV em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte conectados à rede foi proposta em Mei *et al.* (2016) e a implementação do GSV em sistemas fotovoltaicos isolados foi proposta em Guo *et al.* (2016). Já a capacidade das grandes plantas PVs de fornecer suporte ao controle inercial e de frequência aos SEPs foi avaliada em Loutan *et al.* (2017) e Remon *et al.* (2017), por exemplo. No entanto, esses estudos não abordam as dinâmicas das unidades fotovoltaicas durante a tomada de carga, nem levam em consideração a abordagem de controle do GSV.

Nesse contexto, este trabalho aborda o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência em sistemas de potência com alto nível de penetração da geração PV de grande porte. A estratégia de controle utilizada explora apenas as características operacionais da geração PV sem a necessidade de uso de banco de baterias. A abordagem de controle e

operacional adotada fornece resposta inercial e suporte ao controle de frequência por meio do uso do GSV associado ao CPF tradicional. A estratégia operacional viabiliza a operação descarregada da geração PV, de modo a criar uma margem de potência a ser utilizada pelo controlador inercial e controlador de frequência. O trabalho também tem como objetivo demonstrar e avaliar as principais dinâmicas da geração PV durante o suporte ao controle de frequência. Avalia-se o impacto do ponto de operação dos módulos fotovoltaicos e da irradiância solar nas dinâmicas da unidade PV. É importante ressaltar que essas análises se configuram como uma das principais contribuições desse trabalho, visto que análises da dinâmica do balanço de potência durante a tomada de carga da unidade PV não foram encontradas na literatura. As principais contribuições desse trabalho são: 1) Avaliação da efetividade e desempenho do GSV aplicado aos conversores estáticos de potência de unidades PVs; 2) Avaliação das principais dinâmicas da unidade PV com GSV durante o suporte ao controle de frequência em SEPs.

O restante do artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta os fundamentos sobre geração PV de grande porte; na Seção 3 é apresentada uma formulação analítica para a análise das dinâmicas da unidade de geração PV; os resultados obtidos são mostrados e discutidos na Seção 4; finalizando, a Seção 5 apresenta as conclusões sobre o controle proposto e análises realizadas.

2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE GRANDE PORTE

Dentre as diversas topologias de unidades PVs a topologia de um estágio de conversão, baseada em inversor central, é a topologia dominante utilizada nas plantas fotovoltaicas de grande porte (Xiao, 2017). A Fig. 1 ilustra a topologia do tipo inversor central adotada nesse trabalho.

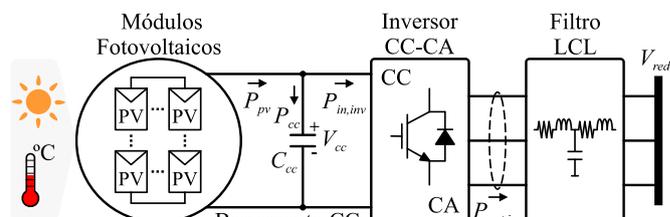


Fig. 1 Topologia típica de unidades PVs de um estágio de conversão baseadas em inversor central.

2.1 Regiões Operacionais da Geração Fotovoltaica

Ao operar no ponto de máxima potência (MPP, do inglês, *Maximum Power Point*) a unidade PV não participa do controle inercial e de frequência, o que pode degradar a dinâmica da resposta da frequência após a ocorrência de desbalanços de potência. No entanto, caso a unidade opere descarregada, a mesma pode preservar uma margem de potência, que se utilizada adequadamente pode melhorar significativamente a resposta da frequência do sistema de potência. A margem de potência, apresentada na Fig. 2, é alcançada operando a unidade PV fora do MPP, nos pontos A e B das regiões do lado esquerdo ou direito do MPP. Por simplicidade, no restante deste artigo, as regiões operacionais correspondentes aos lados esquerdo e direito do MPP são

chamadas de região do lado esquerdo e região do lado direito, respectivamente. Embora ambas as regiões ofereçam a mesma margem de potência, ΔP_{margem} , a maioria dos estudos considera a operação descarregada na região do lado direito devido às vantagens que serão discutidas nesse trabalho (Lyu *et al.*, 2018).

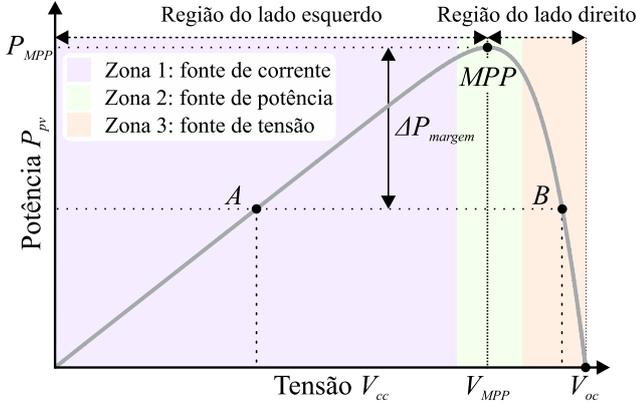


Fig. 2 Regiões operacionais dos módulos fotovoltaicos.

Conforme representado na Fig. 2, três zonas operacionais são definidas em função das características operacionais dos módulos fotovoltaicos. Os módulos fotovoltaicos se comportam de maneira semelhante a uma fonte de corrente, a uma fonte de potência e a uma fonte de tensão nas zonas operacionais 1, 2 e 3, respectivamente (Xiao, 2017).

2.2 Gerador Síncrono Virtual Aplicado à Geração Fotovoltaica

O GSV é uma estratégia de controle normalmente aplicada aos conversores estáticos de potência para emular as dinâmicas eletromecânicas de um GS convencional, tais como a resposta inercial, atrito/amortecimento mecânico e dinâmicas elétricas do rotor e estator do GS (Funabashi, 2016; Mo *et al.*, 2017). O GSV adotado nesse estudo emula apenas a resposta inercial e o amortecimento mecânico, o que corresponde apenas à dinâmica mecânica de um GS.

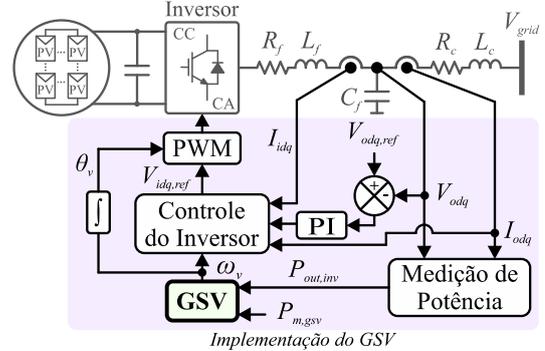
A Fig. 3-(a) apresenta o diagrama geral de controle do GSV aplicado a uma unidade PV de estágio único de conversão com inversor central. A Fig. 3-(b) ilustra o modelo de baixa ordem do GSV utilizado no estudo, o qual considera apenas as equações de *swing* do GS. A partir da potência de saída da unidade PV ($P_{out,inv}$), do momento de inércia virtual (J_v) e do coeficiente de amortecimento virtual (D_v), o sistema de controle determina a dinâmica da frequência do GSV (ω_v), através da resolução da equação de *swing*, dada por:

$$\frac{d\omega_v}{dt} = \frac{1}{J_v \omega_v} (P_{m,gsv} - P_{out,inv} - D_v (\omega_v - \omega_{v,d})), \quad (1)$$

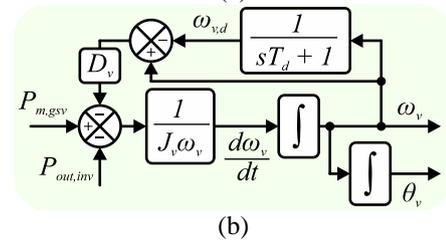
onde $P_{m,gsv}$ é a potência mecânica virtual do GSV, que corresponde à potência mecânica do GS e $\omega_{v,d}$ é a saída do filtro passa baixa, com constante de tempo T_d , ilustrado na Fig. 3-(b) (Mo *et al.*, 2017).

O GSV possibilita que a unidade PV opere como unidade formadora de rede, isto é, possibilita o controle da tensão ou da potência reativa e da frequência na saída da unidade

(modo de controle Vf ou Qf) (Funabashi, 2016). Portanto, a utilização do GSV viabiliza um suporte mais efetivo ao controle inercial e de frequência por meio do conversor estático da geração fotovoltaica, mesmo durante a operação ilhada. Além disso, o ajuste adequado dos parâmetros de controle do GSV, como o momento de inércia J_v e o coeficiente de amortecimento D_v , pode ser explorado para estender e melhorar a resposta inercial das unidades PVs.



Implementação do GSV



(b)

Fig. 3 Diagramas de controle do GSV utilizado: (a) Unidade PV com GSV; (b) Diagrama de blocos do GSV.

3. DINÂMICA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS DIFERENTES REGIÕES OPERACIONAIS

A região operacional dos módulos fotovoltaicos determina a dinâmica do balanço de potência na unidade PV. Esse balanço de potência transitório estabelece que parte da potência injetada na rede pela unidade PV vem dos módulos fotovoltaicos e outra parte vem do barramento CC. A dinâmica do balanço de potência, devido à resposta inercial e suporte ao controle de frequência, determina o comportamento da tensão do barramento CC e pode instabilizar a unidade de geração PV. Portanto, a escolha da região operacional, em função da análise dinâmica dos pontos de operação, é fundamental para viabilizar o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência por parte da geração PV.

3.1 Balanço de Potência na Unidade Fotovoltaica

A escolha da operação descarregada na região do lado direito do MPP é geralmente preferível, principalmente devido às dinâmicas da tensão do barramento CC (V_{cc}) relacionadas à tomada de carga da unidade PV. Essas dinâmicas dependem do balanço de potência na unidade PV. No contexto do balanço de potência, a Fig. 4-(a) mostra que, caso a unidade PV opere descarregada na região do lado direito dos módulos fotovoltaicos, variações positivas na potência de saída da unidade PV ($\Delta P_{out,inv}$) implicam na extração transitória de parte da energia armazenada no capacitor, resultando na

redução da tensão V_{cc} . Essa redução na tensão do barramento CC resulta no aumento da potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos devido à curva característica P-V ilustrada na Fig. 2. Portanto, na região do lado direito, uma variação positiva de carga é suprida pela soma das variações de potência provenientes dos módulos fotovoltaicos (ΔP_{pv}) e do capacitor do barramento CC (ΔP_{cc}), ou seja, $\Delta P_{out,inv} = \Delta P_{pv} + \Delta P_{cc}$.

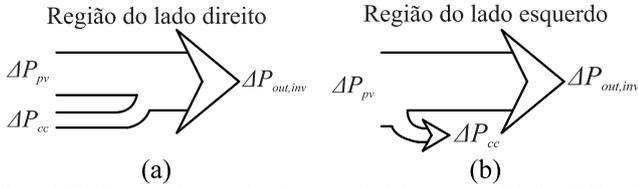


Fig. 4 Balanço de potência transitório na unidade PV: (a) Operação na região do lado direito; (b) Operação na região do lado esquerdo.

Por outro lado, para uma mesma variação de carga, a operação descarregada na região do lado esquerdo, resulta na injeção de potência na rede somente por parte dos módulos fotovoltaicos. Isso porque, a variação positiva da potência do módulo fotovoltaico resulta no aumento da tensão V_{cc} e, conseqüentemente, no carregamento do capacitor. Desta forma, na região do lado esquerdo, somente parte da potência dos módulos fotovoltaicos é entregue à rede elétrica durante o período transitório, uma vez que parte dessa potência é consumida durante a etapa de carga do capacitor do barramento CC, conforme ilustrado na Fig. 4-(b).

É importante mencionar que, em condições de regime permanente, a potência proveniente do capacitor do barramento CC é igual a zero ($\Delta P_{cc} = 0$). Isso porque, a potência de saída da unidade PV é extraída exclusivamente dos módulos fotovoltaicos ($\Delta P_{out,inv} = \Delta P_{pv}$), conforme será discutido com mais detalhes adiante.

A dinâmica do balanço de potência durante a tomada de carga da unidade PV pode ser escrita como:

$$V_{cc} C_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt} = \Delta P_{pv} - \Delta P_{out,inv}, \quad (2)$$

onde, de acordo com a Fig. 1, V_{cc} é a tensão do barramento CC, que corresponde à tensão dos módulos fotovoltaicos devido a conexão paralela entre os módulos e o barramento CC, C_{cc} é a capacitância do barramento CC, ΔP_{pv} é a variação de potência dos módulos fotovoltaicos e $\Delta P_{out,inv}$ é a variação de potência da carga suprida pelo inversor. Ademais, considerando apenas pequenas variações em torno de um dado ponto de operação, ΔP_{pv} pode ser aproximado por:

$$\Delta P_{pv} = \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{cc}} \Delta V_{cc}, \quad (3)$$

onde $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ é a derivada parcial da potência em relação a tensão do barramento CC (derivada da curva P-V) e ΔV_{cc} é a variação da tensão do barramento CC, dada por:

$$\Delta V_{cc} = V_{cc} - V_{cc,0}, \quad (4)$$

onde $V_{cc,0}$ é a tensão equivalente ao ponto de operação inicial do barramento CC. Dessa forma, substituindo (3) em (2) e

isolando a variação da potência na saída do inversor, $\Delta P_{out,inv}$, se obtém a equação (5), que descreve o balanço de potência da unidade PV durante a tomada de carga. As equações (3)-(5) são contribuições deste trabalho.

$$\Delta P_{out,inv} = \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{cc}} \Delta V_{cc} - V_{cc} C_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt}. \quad (5)$$

Analisando (5) em relação à região do lado direito dos módulos fotovoltaicos, nota-se que para uma dada perturbação positiva na carga suprida pelo inversor da unidade PV, inicialmente toda a demanda da carga é suprida apenas pela potência proveniente do capacitor do barramento CC. Isso porque, inicialmente a variação da tensão dos módulos fotovoltaicos é nula, isto é, $\Delta V_{cc} = 0$. No entanto, à medida que o sistema transita em direção ao novo ponto de equilíbrio, toda a demanda da carga é transferida aos módulos fotovoltaicos, uma vez que no regime permanente a derivada da tensão torna-se nula ($dV_{cc}/dt = 0$).

A expressão (5) mostra também que a variação de potência dos módulos fotovoltaicos é proporcional à derivada parcial $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$, que depende do ponto de operação dos módulos fotovoltaicos. Logo, quanto maior $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ maior a variação de potência do módulo para uma dada variação da tensão no capacitor e, conseqüentemente, mais rápida é a dinâmica da tomada de carga dos módulos fotovoltaicos. A Fig. 5 demonstra que o valor da derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ e, portanto, as dinâmicas da tomada de carga dos módulos fotovoltaicos e da tensão do barramento CC dependem do ponto operacional da unidade PV.

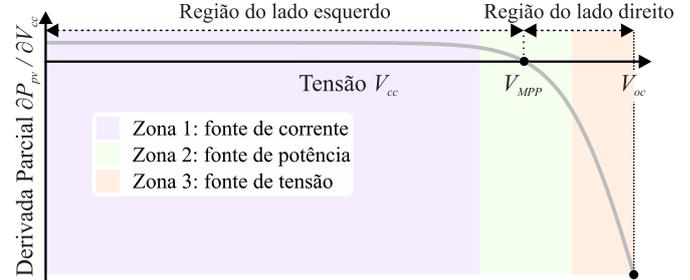


Fig. 5 Derivada parcial da curva P-V dos módulos fotovoltaicos.

Ao analisar a curva da derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ em relação às três zonas operacionais, nota-se que os maiores valores absolutos se encontram na Zona 3. Logo, como a derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ define a dinâmica da tomada de carga dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a dinâmica da tensão do barramento CC, pode-se dizer que na Zona 3 o deslocamento do ponto de operação da unidade PV em direção a tensão de circuito aberto (V_{oc}) reduz o tempo necessário para a tomada de carga por parte dos módulos fotovoltaicos e a magnitude da variação da tensão do barramento CC.

A Fig. 6 demonstra o comportamento dinâmico da tensão do barramento CC, bem como o balanço de potência entre a potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, potência fornecida pelo capacitor do barramento CC e variação da potência suprida pelo inversor ($\Delta P_{out,inv}$), considerando para os dois cenários o mesmo degrau de potência na saída do inversor. Considera-se como condição inicial para a unidade

PV a operação nas proximidades de V_{oc} (Fig. 6-(a)) e a operação nas proximidades do MPP (Fig. 6-(b)). As curvas em questão foram construídas por meio da integração numérica de (5), considerando uma perturbação do tipo degrau em $P_{out,inv}$ ($\Delta P_{out,inv}$).

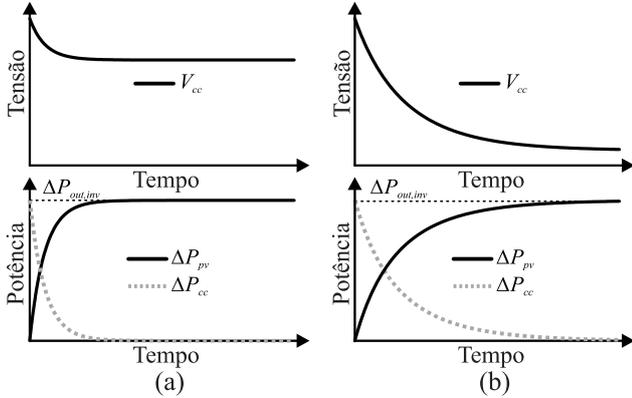


Fig. 6 Dinâmica do balanço de potência na região do lado direito: (a) Operação nas proximidades de V_{oc} (Zona 3); (b) Operação nas proximidades do MPP (Zona 2).

A operação na Zona 3 resulta em uma tomada de carga mais rápida por parte dos módulos fotovoltaicos, quando comparada com a operação na Zona 2. Além disso, a Fig. 6 demonstra que a operação na Zona 2 resulta em maiores magnitudes para a variação da tensão do barramento CC. Desse modo, a medida que o ponto de operação da unidade PV se aproxima do MPP na Zona 2, maior é o tempo de participação do capacitor no atendimento à demanda da carga, a ponto de o capacitor se tornar a única fonte de potência para o caso onde a unidade PV opera no MPP, ponto onde a derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ torna-se nula ($\partial P_{pv}/\partial V_{cc} = 0$).

3.2 Constante de Tempo da Dinâmica dos Módulos Fotovoltaicos

Conforme discutido previamente, cada condição inicial assumida para a unidade PV acarreta em uma dinâmica diferente para a tensão do barramento CC, a qual reflete diretamente na dinâmica da tomada de carga da unidade PV. Desse modo, a dinâmica da tomada de carga da unidade PV para cada condição inicial pode ser representada através da dinâmica da tensão do barramento CC, expressa através de uma constante de tempo, proveniente da linearização do sistema não linear descrito em (5).

A partir da linearização de (5) e da teoria clássica de sistemas lineares é possível obter a constante de tempo, na forma analítica, do balanço de potência na unidade PV. Essa constante de tempo corresponde ao tempo de tomada de carga por parte dos módulos fotovoltaicos. A expressão analítica da constante de tempo do sistema linear de primeira ordem apresentado em (5) pode ser escrita como:

$$\tau = -\frac{C_{cc} V_{cc,0}}{\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{cc}}}, \quad (6)$$

onde τ representa o tempo necessário para que a tensão do barramento CC atinja 63,2% do seu valor final, caso o

sistema (5) seja sujeito a um degrau na potência de saída (Oppenheim e Willsky, 2010). Desse modo, quanto menor for a constante de tempo do sistema linear, mais rápida é a dinâmica da tensão do barramento CC e a tomada de carga por parte dos módulos fotovoltaicos.

Analisando (6) nota-se que a constante de tempo da tensão do barramento CC, representada sob a forma gráfica na Fig. 7, é inversamente proporcional à derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$. Isto é, quanto maior $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ menor é τ e, conseqüentemente, mais rápida é a tomada de carga dos módulos fotovoltaicos e menor é a magnitude do desvio da tensão V_{cc} . Ademais, analisando a Fig. 7 em conjunto com a Fig. 5 nota-se que para a região do lado esquerdo a constante de tempo assume valores negativos, os quais demonstram a instabilidade do sistema linear em malha aberta obtido da linearização de (5) (Oppenheim e Willsky, 2010). A instabilidade do sistema linear na região do lado esquerdo, se deve ao sinal positivo da derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$, visto que este sinal resulta em um autovalor positivo para o sistema linear de primeira ordem. Esse autovalor corresponde ao inverso da constante de tempo apresentada em (6) ($\lambda_{v_{cc}} = -1/\tau$).

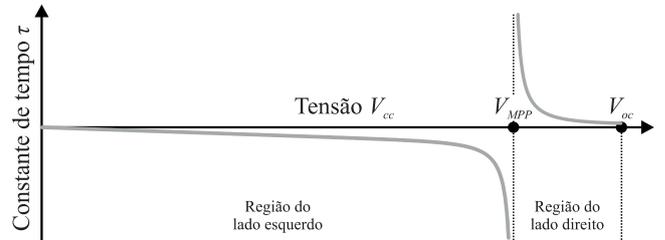


Fig. 7 Constante de tempo da tensão do barramento CC para as regiões operacionais dos módulos fotovoltaicos.

4. RESULTADOS

A estratégia operacional e de controle proposta é avaliada e validada por meio de simulações no domínio do tempo envolvendo o modelo não linear do sistema teste adotado. O sistema teste, ilustrado na Fig. 8, é composto por uma unidade de geração a vapor equivalente de 900 MW baseada em GS convencional, duas unidades PVs centralizadas equivalentes de 450 MW baseadas em GSV e uma carga elétrica. As simulações foram realizadas usando o *solver* ODE23tb do *software* Matlab® e o modelo do sistema teste, composto por um conjunto de 60 equações diferenciais, foi implementado por meio de código de programação na interface de programação do *software* Matlab®.

A modelagem do sistema de potência teste utilizado foi implementada considerando a referência síncrona girante dq (Baimel *et al.*, 2017). A referência síncrona girante local de cada unidade de geração é transformada para a referência dq global do sistema (Zhang *et al.*, 2018). O conversor estático das unidades PVs é representado por um típico modelo médio (Zhang *et al.*, 2018). Os modelos empregados para descrever o GS e a carga são apresentados em (Tessaro e Oliveira, 2019), o modelo usado para descrever o inversor da unidade PV com o GSV é apresentado em (Zhang *et al.*, 2018) e o modelo usado para representar o arranjo de módulos fotovoltaicos é apresentado em (Xiao, 2017). A impedância

virtual e o controle do tipo *droop* empregados em (Zhang *et al.*, 2018) não são considerados neste trabalho.

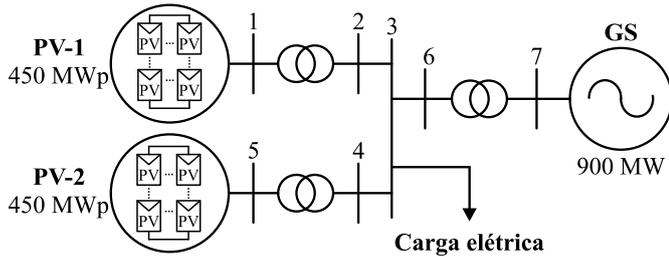


Fig. 8 Diagrama unifilar do sistema teste adotado.

A capacidade da geração PV em dar suporte à resposta inercial e ao controle de frequência é avaliada nas análises apresentadas nessa seção. As análises realizadas nessa seção também avaliam o impacto da irradiância solar e da condição inicial da unidade PV na dinâmica do balanço de potência entre os módulos fotovoltaicos e o barramento CC.

4.1 Suporte à Resposta Inercial e ao Controle de Frequência por Meio da Operação Descarregada

Nessa primeira análise avalia-se a efetividade da estratégia operacional e de controle proposta para a geração PV de grande porte, observando principalmente os impactos sobre a resposta da frequência do sistema. Na avaliação das malhas de controle de frequência e inercial considera-se que ambas as unidades PVs operam com irradiância solar de 1000 W/m^2 e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Assume-se que as unidades PVs operam inicialmente descarregadas na região do lado direito do MPP, com uma margem de potência de 10%. O GS opera inicialmente atendendo a uma carga de 150 MW. O comportamento dinâmico da frequência do sistema, considerando uma variação de carga de 100 MW em $t = 1 \text{ s}$, é avaliado em três diferentes cenários operacionais: 1) Unidades PVs operando no modo PQ sem reguladores de frequência, isto é, somente o GS regula a frequência; 2) Unidades PVs operando no modo Vf apenas com GSV; 3) Unidades PVs operando no modo Vf com GSV e CPF.

A Fig. 9-(a) apresenta o comportamento da frequência do sistema para os cenários mencionados. A atuação conjunta das malhas de controle inercial e de frequência propostas para a geração PV, que corresponde ao cenário 3, proporciona uma redução de 0,21 Hz no valor do afundamento máximo da frequência em relação ao cenário 1, onde somente o GS regula a frequência do sistema. O ROCOF do sistema também reduz aproximadamente 0,12 Hz/s, devido à inércia virtual do GSV, adicionada ao sistema nos cenários 2 e 3. Além disso, o CPF adicionado nas unidades PVs no cenário 3 proporciona a redução de 0,2 Hz no valor do erro de frequência em regime permanente. Isso porque no cenário 3 o aumento de carga é compartilhado entre as três unidades geradoras do sistema, o que não acontece para os cenários 1 e 2, onde a frequência estabiliza em aproximadamente 59,7 Hz em virtude de somente o GS operar com CPF.

A Fig. 9-(b) apresenta o comportamento da potência ativa na saída da unidade PV-2 do sistema. As curvas mostram o aumento na contribuição das unidades PVs, provocado pela

adição dos controladores propostos. No cenário 1, as unidades PVs operam sem reguladores de frequência e, portanto, o GS assume toda a variação de carga do sistema. No cenário 2, a adição do GSV à malha do inversor da unidade PV força a contribuição inercial durante o transitório da frequência. No cenário 3 o compartilhamento de carga entre as três unidades de geração após a resposta inercial é idêntico ($\approx 30 \text{ MW}$) devido ao uso do mesmo estatismo ($R = 5\%$) para todas as unidades do sistema.

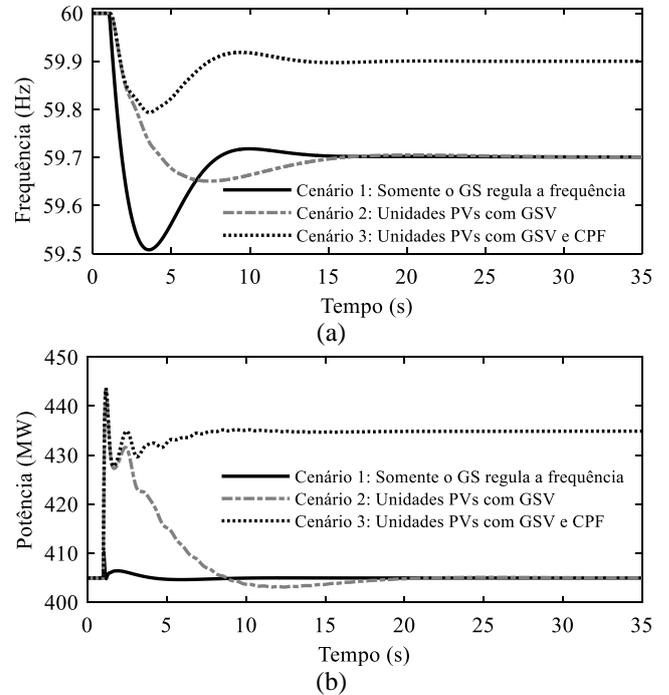


Fig. 9 Impacto do controle proposto na dinâmica da frequência e da unidade PV: (a) Resposta da frequência do sistema; (b) Resposta da potência ativa da unidade PV-2.

4.2 Avaliação da Dinâmica dos Módulos Fotovoltaicos Durante a Tomada de Carga da Unidade Fotovoltaica

Os efeitos dinâmicos da tomada de carga das unidades PVs, atrelados ao ponto de operação dos módulos fotovoltaicos e à irradiância solar, são avaliados nessa subseção. Essas dinâmicas impactam no balanço de potência na unidade PV, determinado pela potência injetada pelo inversor na rede, potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos e potência fornecida pelo capacitor do barramento CC durante o período transitório. Para demonstrar tais dinâmicas, a presente seção avalia o impacto do ponto operacional e da irradiância solar no balanço de potência das unidades PVs durante o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência.

4.2.1 Impacto do Ponto de Operação nas Dinâmicas da Tomada de Carga da Unidade Fotovoltaica

As dinâmicas da tensão do barramento CC e do balanço de potência da unidade PV dependem significativamente do ponto de operação dos módulos fotovoltaicos. Desse modo, a presente subseção avalia o impacto do ponto de operação dos módulos PVs na dinâmica da tomada de carga da unidade PV

através de três diferentes pontos de operação (100, 190 e 198 MW) situados na região do lado direito do MPP. No contexto da curva P-V, estes pontos equivalem à inicialização da unidade PV com descarregamento de 50% ($P_{pv,0} = 100$ MW), descarregamento de 5% ($P_{pv,0} = 190$ MW) e nas proximidades do MPP ($P_{pv,0} = 198$ MW). Para os cenários mencionados, as unidades PVs operam com irradiância solar de 500 W/m^2 e os módulos PVs com temperatura de $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Além disso, assume-se uma entrada de carga de $6,8 \text{ MW}$ em $t = 1 \text{ s}$, a qual resulta em uma variação de potência de aproximadamente 2 MW na saída das unidades geradoras do sistema.

A Fig. 10-(a) apresenta a variação de potência dos módulos fotovoltaicos e do barramento CC da unidade PV-2 para os três pontos operacionais mencionados. As curvas mostram que quanto mais próximo de V_{oc} for o ponto de operação inicial, mais rápida é a tomada de carga por parte dos módulos PVs devido a característica intrínseca à curva P-V. As pequenas oscilações de amplitude da resposta de potência ativa apresentada na Fig. 10-(a) são causadas pela dinâmica eletromecânica típica inerente à regulação de frequência em sistemas de potência. A Fig. 10-(b) mostra que o deslocamento do ponto de operação da unidade PV em direção a V_{oc} , reduz a magnitude da variação da tensão V_{cc} devido ao aumento na magnitude da derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$.

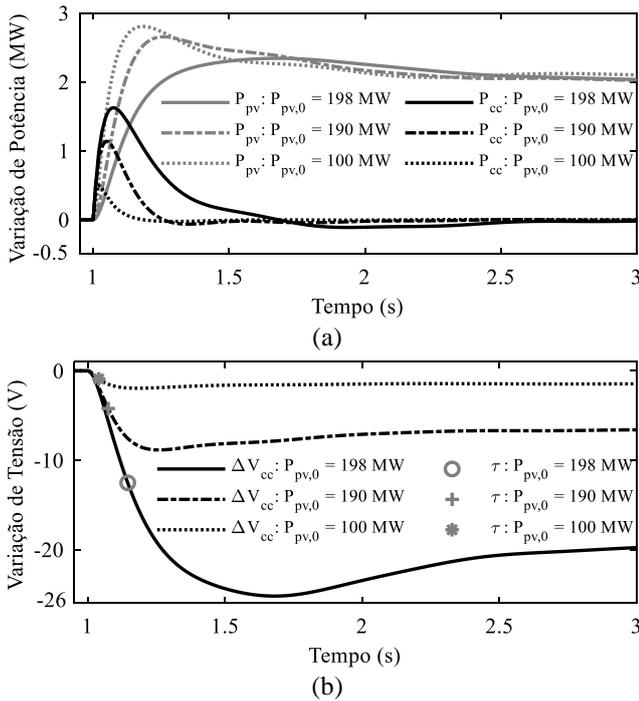


Fig. 10 Impacto do ponto de operação nas dinâmicas da unidade PV-2: (a) Variação de potência dos módulos fotovoltaicos e barramento CC; (b) Variação da tensão do barramento CC.

As constantes de tempo da tensão V_{cc} para os três pontos operacionais, obtidas através de (6), são iguais a 12,10, 49,15 e 109,09 ms, respectivamente. Estes resultados mostram que, quanto mais próximo for o ponto de operação do MPP, maior é a constante de tempo da tensão do barramento CC, mais lenta é a tomada de carga dos módulos fotovoltaicos e maior é a magnitude da variação da tensão do barramento CC. Portanto, no contexto da dinâmica da tomada de carga dos

módulos PVs, os pontos de operação nas proximidades do MPP não são atraentes para o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência.

4.2.2 Impacto da Irradiância Solar nas Dinâmicas da Tomada de Carga da Unidade Fotovoltaica

A irradiância solar altera o formato da curva P-V e, conseqüentemente, o formato da curva da derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ apresentada na Fig. 5. As alterações no valor da derivada $\partial P_{pv}/\partial V_{cc}$ afetam as dinâmicas da unidade PV, como mostrado no balanço de potência (5) e na constante de tempo (6). O impacto da irradiância solar na dinâmica da unidade PV é demonstrado nesta subseção, levando em consideração três diferentes valores de irradiância solar: 250 , 500 e 1000 W/m^2 . Nos três cenários considerados, as unidades PVs operam com uma margem de descarregamento de 10% na região do lado direito do MPP e uma temperatura de $50 \text{ }^\circ\text{C}$ para os módulos fotovoltaicos. Além disso, considera-se a mesma entrada de carga da subseção anterior em $t = 1 \text{ s}$, a qual resulta em uma variação de potência de aproximadamente 2 MW na saída das unidades geradoras.

A Fig. 11-(a) mostra a variação de potência dos módulos fotovoltaicos e do barramento CC para os três cenários mencionados. As curvas mostram que quanto maior a irradiância solar, mais rápida é a dinâmica da tensão do barramento CC e, conseqüentemente, mais rápida é a tomada de carga por parte dos módulos fotovoltaicos.

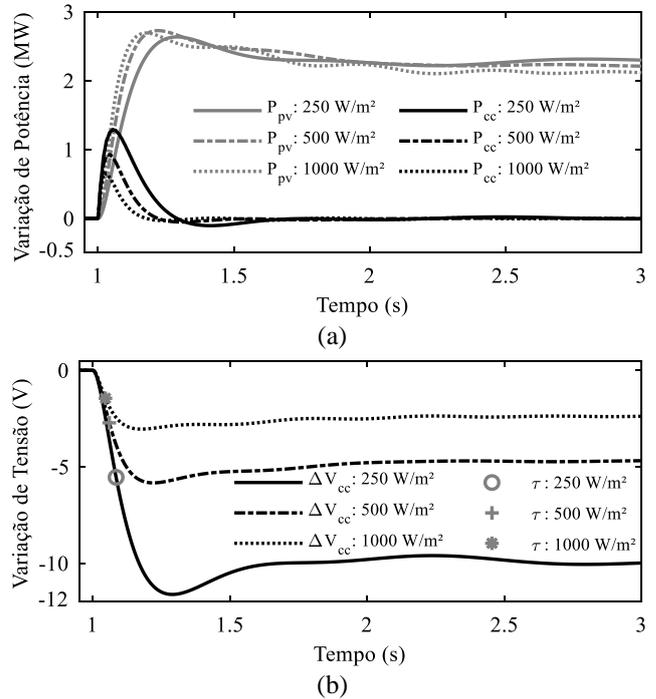


Fig. 11 Impacto da irradiância solar nas dinâmicas da unidade PV-2: (a) Variação de potência dos módulos fotovoltaicos e barramento CC; (b) Variação da tensão do barramento CC.

A magnitude da variação da tensão do barramento CC também é significativamente afetada pelo valor da irradiância solar, conforme ilustrado na Fig. 11-(b). É possível notar que quanto maior a irradiância solar, menor é a magnitude do

desvio da tensão do barramento CC. Portanto, valores elevados de irradiância solar são mais atraentes para a operação descarregada e, conseqüentemente, para o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência, pois resultam em dinâmicas mais rápida e em desvios menores da tensão do barramento CC.

5. CONCLUSÕES

O trabalho avaliou a efetividade e desempenho da técnica de controle baseada em GSV aplicada à plantas PVs de grande porte. Como contribuição inovadora, o trabalho avalia as principais dinâmicas de unidades PVs de grande porte durante o suporte ao controle inercial e de frequência em SEPs. As análises realizadas mostram que a geração PV de grande porte foi muito efetiva na melhoria da resposta inercial e na regulação de frequência. A formulação analítica proposta e os resultados obtidos mostraram que o ponto de operação dos módulos fotovoltaicos e a magnitude da irradiância solar impactam significativamente na dinâmica do balanço de potência da unidade PV. Na região do lado direito dos módulos fotovoltaicos, quanto maior a margem de potência menor é a duração do transitório do balanço de potência da unidade PV e mais rápida é a tomada de carga por parte dos módulos fotovoltaicos. Portanto, no contexto das dinâmicas da unidade PV, as regiões operacionais nas proximidades de V_{oc} são mais atraentes para o suporte à resposta inercial e ao controle de frequência.

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

- Baimel, D., Belikov, J., Guerrero, J.M. e Levron, Y. (2017). Dynamic modeling of networks, microgrids, and renewable sources in the dq0 reference frame: a survey, *IEEE Access*, 5, pp. 21323-21335.
- Beniwal, N., Hussain, I. e Singh, B. (2018). Control and operation of a solar PV-battery-grid-tied system in fixed and variable power mode, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(11), pp. 2633-2641.
- Buckley, T. e Shah, K. (2018). *Solar is driving a global shift in electricity markets*, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), Tech. Rep., 2018.
- Dreidy, M., Mokhlis, H. e Mekhilef, S. (2017). Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: a review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, pp. 144-155.
- Funabashi, T. (2016). *Integration of distributed energy resources in power systems implementation, operation, and control*. 1st ed. London: Academic Press.
- Guo, Y., Chen, L., Li, K., Zheng, T. e Mei, S. (2016). A novel control strategy for stand-alone photovoltaic system based on virtual synchronous generator, in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. pp. 1-5.
- Liu, J., Miura, Y. e 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.
- Loutan, C., Klauer, P., Chowdhury, S., Hall, S., Morjaria, M., Chadliev, V., Milam, N., et al. (2017). *Demonstration of essential reliability services by a 300-MW solar photovoltaic power plant*, Nat. Renewable Energy Lab., Golden, CO, USA, Tech. Rep. no. NREL/TP-5D00-67799.
- Lyu, X., Xu, Z., Zhao, J. e Wong, K.P. (2018). Advanced frequency support strategy of photovoltaic system considering changing working conditions, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(2), pp. 363-370.
- Mei, S., Zheng, T., Chen, L., Li, C., Si, Y. e Guo, Y. (2016). A comprehensive consensus-based distributed control strategy for grid-connected PV-VSG, in *2016 35th Chinese Control Conference*, pp. 10029-10034.
- Mo, O., D'Arco, S. e 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.
- Mohseni, M. e Islam, S.M. (2012). Review of international grid codes for wind power integration: diversity, technology and a case for global standard, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), pp. 3876-3890.
- Nogami, S., Yokoyama, A., Daibu, T. e Hono, Y. (2018). Virtual synchronous generator model control of PV for improving transient stability and damping in a large-scale power system, *IEEE Transactions on Power and Energy*, 138(8), pp. 716-723.
- Oppenheim, A.V. e Willsky, A.S. (2010) *Sinais e sistemas*. 2ª ed. São Paulo: Pearson.
- Rajan, R. e Fernandez, F.M. (2019). Power control strategy of photovoltaic plants for frequency regulation in a hybrid power system, *Int. J. Electr. Power & Energy Syst.*, 110, pp. 171-183.
- Remon, D., Cañizares, C.A. e Rodriguez, P. (2017). Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(11), pp. 2958-2964.
- Tessaro, H.J. e 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.
- Tobar, A.K.C. (2018). Large scale photovoltaic power plants: configuration, integration and control, doctoral thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona.
- Xiao, W. (2017). *Photovoltaic power system: modeling, design, and control*. 1st ed. Sidney: John Wiley & Sons.
- Zhang, B., Yan, X., Li, D., Zhang, X., Han, J. e Xiao, X. (2018). Stable operation and small-signal analysis of multiple parallel DG inverters based on a virtual synchronous generator scheme, *Energies*, 11(1), pp. 1-22.