DOI: 10.48011/asba.v2i1.1214

Análise da Utilização do Synchronverter no Controle do Lado da Rede Convencional de Geração Distribuída Baseada em Conversor de Potência Plena

Guilherme Penha da Silva Júnior * **Luciano Sales Barros** **

* *Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Natal, Brasil, (e-mails: gpsilvajr@gmail.com).*
** *Universidade Federal da Paraíba (UFPB), João Pessoa, Brasil, (e-mail: lsalesbarros@ci.ufpb.br).*

Abstract: The high integration of distributed generation based on renewable sources (GD-FER) in the conventional electrical system increases the concern associated with the reliability of the grid and the quality of the energy generated. Thus, many voltage source converter (VSI) control strategies have been reported for grid support by GD-FER, among which virtual synchronous generator (VSV) techniques, in particular the Synchronverter which has the ability to operate both in voltage and frequency support mode and in active and reactive power control mode. However, for a massive use of the Synchronverter in GD-FER it is important to analyze its performance in conventional operation, that is, in controlling the voltage of the DC bus and the reactive power delivered to the mains, especially in the event of voltage sag at the common coupling point (PAC). This makes it possible to define whether the Synchronverter operation will be permanent or only during frequency variation events and combined with conventional control. This work analyzes the behavior of the Synchronverter acting on DC bus voltage control, similar to conventional control. Then, the behavior of the Synchronverter in PV and PQ operating modes is examined in relation to the following network disturbances: symmetric and asymmetric voltage sags and voltage variation in the PAC. The results obtained demonstrate the effectiveness of the Synchronverter.

Resumo: A alta integração da geração distribuída baseada em Fontes renováveis (GD-FER) no sistema elétrico convencional aumenta preocupação associada com a confiabilidade da rede e a qualidade da energia gerada. Assim, muitas estratégias de controle do conversor fonte de tensão (VSI, do inglês *Voltage Source Inverter*) têm sido reportadas para o suporte à rede pela GD-FER, dentre as quais as técnicas de gerador síncrono virtual (GSV), em particular o Synchronverter que apresenta a capacidade de operar tanto no modo de suporte a tensão e frequência como no modo de controle de potências ativa e reativa. No entanto, para utilização maciça do Synchronverter em GD-FER é importante analisar o seu desempenho na operação convencional, ou seja, no controle da tensão do barramento CC e da potência reativa entregue à rede, principalmente perante afundamentos de tensão no ponto de acoplamento comum (PAC). Assim será possível definir se a operação do Synchronverter será permanente ou apenas durante eventos da variação de frequência e combinada com o controle convencional. Este trabalho analisa o comportamento do Synchronverter atuando no controle da tensão do barramento CC, semelhante ao controle convencional. Em seguida, é examinado o comportamento do Synchronverter nos modos de operação PV e PQ, frente aos seguintes distúrbios na rede: afundamentos de tensão simétrico e assimétrico e variação de tensão no PAC. Os resultados obtidos demonstram a eficácia do Synchronverter.

Keywords: Synchronverter; Distributed generation; Voltage Sags; voltage source inverte; Stability.

Palavras-chaves: Synchronverter; Geração Distribuída; Afundamentos de Tensão; VSI; Estabilidade.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, houve um aumento no nível de integração de unidades geradoras que utilizam fontes energia renováveis (FER) no sistema elétrico de potência (SEP). Em 2018, as FER representaram 35% da geração global de eletricidade; acredita-se que elas atingirão 55% em 2040 (IEA, 2019). A integração da FER no SEP é necessária e inevitável (F.S. Rahman, 2017).

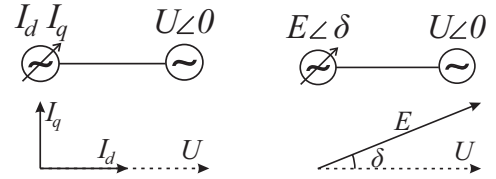
Embora a integração da GD-FER possa potencialmente reduzir a necessidade de expansão do sistema de transmissão (Ton and Smith, 2012), controlar um número potencialmente grande de GD-FER cria um novo e assustador desafio para a operação e controle da rede de distribuição.

Esta é uma tarefa nada fácil, visto que o aumento do nível de penetração da GD-FER resultará no impacto de diminuição da inércia, diminuindo, consequentemente, o efeito de amortecimento no desempenho dinâmico da rede; afetando, assim, a estabilidade (Van and Karapanos, 2010). O motivo é que a GD-FER, por exemplo, energia eólica e solar, são normalmente acopladas à rede elétrica através de conversor fonte de tensão (VSI, do inglês *Voltage Source Inverter*) com resposta rápida, que não possui inércia (Fang et al., 2018), causando variações de frequência na rede além dos limites padronizados, comprometendo a estabilidade da rede. Outro problema é o fato de as GD-FER não terem controle sobre a produção de energia ativa, tornando-se dependentes do algoritmo que propicia um melhor rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*), que busca extrair a máxima potência captada dos recursos renováveis – que têm natureza intermitente – como a irradiação solar ou a velocidade do vento. Por se tratar de fontes não despacháveis, isso afeta a estabilidade da rede, visto que, quando a geração e a demanda por energia estão em desequilíbrio resultará um desvio da frequência nominal da rede. O controle do equilíbrio entre a geração e a demanda é um dos requisitos mais importantes para a operação no modo ilhado (Bevrani et al., 2014).

Outro fato é que, por razões econômicas, os geradores síncronos (GS) são responsáveis pelo fornecimento de energia reativa para garantir a estabilidade da tensão no SEP convencional. Com a sua substituição dos GS por unidades GD-FER, esta compensação será afetada. A estabilidade da tensão remete à capacidade da rede de manter a tensão em níveis toleráveis após a ocorrência de uma perturbação, e está diretamente relacionada ao controle da potência reativa (à rede com predominância indutiva), assim, através de técnicas de controle vetorial, GD-FER são capazes de injetar ou consumir energia reativa. No entanto, devido à limitação imposta pelos conversores, sua capacidade de geração de energia reativa é mais reduzida comparativamente à geração convencional (Liu et al., 2016).

Atualmente, a GD-FER utiliza um VSI no qual as tensões geradas são controladas pelas correntes que percorrem; no filtro, o controle da potência ativa da GD-FER entregue à rede é realizado por meio do controle da tensão do barramento CC, por se tratar de uma grandeza contínua, controlador proporcional integral é projetado para garantir erro nulo em regime permanente, gerando a corrente em eixo direto (I_d^*) de referência (Blaabjerg and Teodorescu, 2006). Esta corrente é controlada por meio de técnica de controle vetorial (no referencial síncrono), que corresponde à malha mais interna. Quanto à potência reativa, ela está relacionada com o controle da corrente de eixo em quadratura (I_q^*), como representado na Fig. 1(a). Esse tipo de técnica traz sérios problemas à rede, por serem difíceis de fornecer suporte de tensão e frequência (Liu et al., 2019).

Com o avanço das pesquisas em baterias no melhoramento da estabilidade da rede, problemas ocasionados com a integração das GD-FER à rede podem ser atenuados aplicando o conceito de gerador síncrono virtual (GSV) (Barzilai et al., 2016), através de um algoritmo de controle que fará com que o VSI tenha um comportamento semelhante ao de um gerador síncrono (GS). Logo, o controle do VSI ocorrerá de maneira semelhante ao GS, de modo que variações na amplitude (E) e na fase (δ) da tensão gerada pelo VSI ajustarão as potências reativa e ativa entregues à rede; a ideia básica de controle por tensão está apresentada na Fig. 1(b). O GSV é uma combinação de algoritmos de controle, FER, sistema de armazenamento de energia (SAE) e eletrônica de potência, que emula o GS de um sistema de potência convencional (Zhong, 2016). Consequentemente, promovendo-se uma maior autonomia na operação da GD-FER sem a necessidade de estabelecer sistemas de comunicação rápidos entre GD-FER e um centro de operação (Zhong and Weiss, 2011).



(a) Controle convencional.

(b) Controle GSV.

Figura 1. Conceito básico do controle do VSI

Existem vários grupos de estudo que desenvolveram o conceito GSV: o projeto VSYNC (o projeto formado por várias empresas e universidades europeias) (Van and Karapanos, 2010); o Laboratório ISE da Universidade de Osaka no Japão (Sakimoto et al., 2011); Instituto de Energia Elétrica Eng. (IEPE) na Alemanha (Beck and Hesse, 2007); e a técnica Synchronverter desenvolvida por (Zhong, 2016). A técnica de controle Synchronverter é uma solução promissora, que visa emular a operação do VSI à de uma GS convencional com quatro modos de operação, sendo:

- ✓ Modo PQ – Potência ativa e reativa controlada;
- ✓ Modo PV – Potência ativa controlada e controle da tensão no ponto de acoplamento (PAC);
- ✓ Modo ωQ – Suporte a frequência da rede e reativa controlada;
- ✓ Modo ωV – Suporte a frequência da rede e controle da tensão no ponto de acoplamento (PAC);

Assim, tornou possível operar o VSI como gerador/motor síncrono com potências ativas e reativas controladas. As

potências também podem ser entregues à rede automaticamente, similar ao controle de excitação e de velocidade do GS convencional, atuando na manutenção da estabilidade da rede.

Em (Silva Jr and Barros, 2019a), é possível observar o comportamento do Synchronverter no modo de operação PQ, por outro lado em (Silva Jr and Barros, 2019b) foi possível constatar a atuação do Synchronverter no modo de operação ωV promovendo suporte à tensão e à frequência da rede, nos dois trabalhos foram utilizados um banco de baterias conectado ao barramento CC. Em (Ma et al., 2012), foi utilizado o Synchronverte para controle do VSI sem utilizar o banco de baterias, no qual a atuação do Synchronverter pode ser semelhante ao controle (dq) convencional, onde a potência ativa de referência é definida pela tensão do barramento CC. O mesmo pode ser observado na atuação para sistemas fotovoltaicos (Ming and Zhong, 2014) e aerogeradores PMSG (Ma and Zhong, 2016).

Este artigo tem como objetivo demonstrar que o Synchronverter é capaz de operar de maneira semelhante quanto ao controle convencional, no qual a potência ativa é controlada de acordo com a tensão do barramento CC. Em seguida, será possível demonstrar o comportamento do Synchronverter frente a afundamentos de tensão simétrico e assimétrico (monofásica) e analisar a capacidade de suporte à tensão no ponto de acoplamento comum (PAC), fazendo uma comparação entre os modos de controle PQ e PV. Com isso, será possível analisar se a operação do Synchronverter é capaz de atuar permanentemente no controle GD-FER, ou uma ação combina com o controle convencional. Neste trabalho não serão realizadas observações aos modos de operação ωQ e ωV, já para esses modos de operações necessitariam do banco de baterias.

Este trabalho está organizado conforme a seguinte estrutura: na Seção 2 é apresentada a modelagem do Synchronverter; na Seção 3, é apresentada a topologia de controle; na Seção 4 são analisados os resultados das simulações de distúrbios na rede elétrica; ao final, as Conclusões.

2. SYNCHRONVERTER

Nesta seção, serão apresentados os detalhes sobre como implementar a técnica de controle Synchronverter ao VSI, conforme proposto por (Zhong and Weiss, 2011). A estrutura do Synchronverter pode ser dividida em duas partes: um circuito de potência e um circuito de controle.

No circuito de potência está o VSI trifásico, que consiste em 6 (seis) IGBTs (Transistor Bipolar de Porta Isolada), sendo dois IGBTs por fase, acionadas de forma complementar. Também consiste em um filtro LC trifásico, que é utilizado para atenuar as harmônicas de tensão e corrente, onde a resistência R_s e a indutância L_s representam a impedância dos enrolamentos de armadura do GSV e L_g e R_g são parâmetros de rede. Na Fig. 2, é apresentada a estrutura básica do Synchronverter.

O circuito de controle é implementado via *software*, e o controlador é baseado no modelo matemático de segunda ordem do GS, conforme definido em (Zhong and Weiss, 2011). A modelagem do controlador consiste tanto da parte elétrica do GS como da parte mecânica.

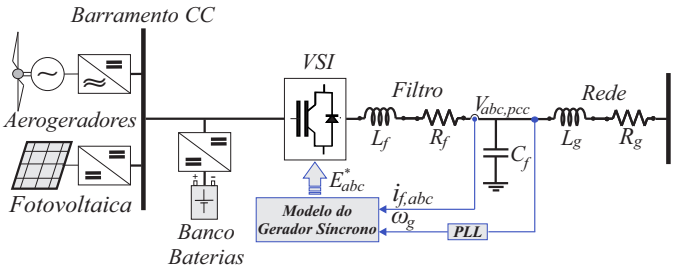


Figura 2. Ideia básica do gerador síncrono virtual.

Após o desenvolvimento do modelo proposto, são obtidos as Equações (1)-(3) que descrevem o modelo GSV. As tensões terminais por fase $\boldsymbol{v}_{abc,pac} = [v_{a,pac}\ v_{b,pac}\ v_{c,pac}]^T$ podem ser escritas como:

$$\boldsymbol{v}_{abc,pac} = -R_f \boldsymbol{i}_{f,abc} - \frac{d\boldsymbol{\Phi}_{abc}}{dt} = -R_f \boldsymbol{i}_{f,abc} - L_f \frac{d\boldsymbol{i}_{f,abc}}{dt} + \boldsymbol{e}_{abc} \tag{1}$$

onde $i_{f,abc}$ representa a corrente no filtro e $\boldsymbol{e}_{abc}$ a força contra eletromotriz (FEM). Dado por:

$$\boldsymbol{e}_{abc} = \Phi_v \omega_v \widetilde{sen}(\theta_v). \tag{2}$$

Sendo ω_v a velocidade angular virtual e Φ_v o fluxo no magnético virtual. O modelo mecânico do GSV está relacionado à equação de balanço (*swing equation*) do GS convencional, assim:

$$J\frac{d\omega_v}{dt} = T_m - T_e - D_p\omega_v. \tag{3}$$

Onde J representa o momento de inércia de todas as partes rotativas com o rotor, T_m o torque mecânico, T_e sendo o torque eletromagnético, e D_p o fator de amortecimento.

3. SISTEMA DE CONTROLE DO SYNCHRONVERTER

Para o GS convencional, a velocidade do rotor é mantida constante pela atuação dos reguladores de velocidade, por meio do controle do fluxo d'água (distribuidor em hidrelétricas) ou vapor (válvula de admissão em termelétricas); controla-se a velocidade da turbina e, consequentemente, mantém a frequência das tensões geradas pelo GS no seus valores nominais. Logo, o fornecimento de potência ativa pelo GS está relacionado com a frequência da rede. Assim, quando a demanda por potência ativa aumenta, a velocidade do GS diminui devido ao aumento T_e e o sistema do regulador de velocidade da turbina aumenta o fluxo d'água, elevando o T_m, para que seja alcançado um novo ponto de equilíbrio de potência.

Este mecanismo pode ser implementado no Synchronverter, comparando velocidade angular virtual (ω_v) a velocidade angular de referência (ω_r), por exemplo, a velocidade angular nominal (ω_n), a variação de velocidade ($\Delta\omega$) é multiplicada por D_p, como observado na Fig. 3. Como resultado, o fator de amortecimento (D_p) se comporta como um regulador da velocidade angular.

O T_m é obtido a partir da potência ativa de referência (P^*_{sync}) dividindo por ω_v, T_e é obtido a partir de $i_{f,abc}$

e $v_{abc,pcc}$. O mecanismo de regulação da potência ativa no Synchronverter possui uma estrutura de controle em cascata, na qual a malha interna representa o controle da frequência (velocidade angular) e a malha externa o controle da potência ativa. O momento de inércia (J) no Synchronverter não está associado à inércia do GSV, mas a um parâmetro de controle.

Para o Synchronverter atuar no modo potência ativa controlada, deve-se assegurar que a chave S_p esteja fechada. Logo, garante que ΔT seja nulo em regime permanente por meio da atuação do controlador PI. Com isso, a malha de controle de frequência é anulada. Neste trabalho o P^*_{sync} será definida pela malha de controle da tensão do barramento CC, semelhante ao controle convencional (dq).

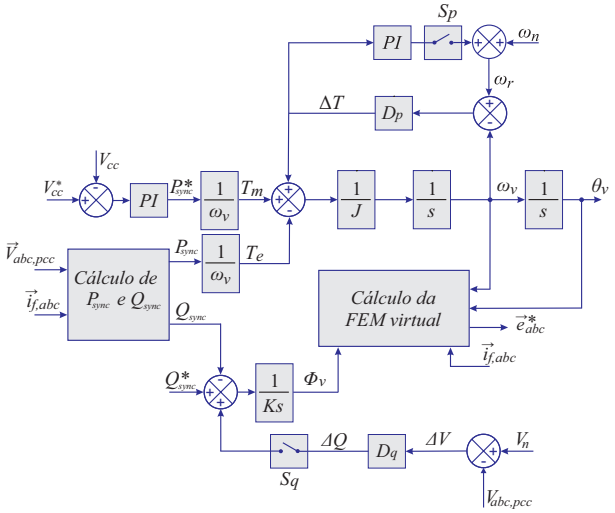


Figura 3. Diagrama de blocos Synchronverter.

Para a chave S_q aberta, é possível gerar uma potência reativa (Q_{sync}) igual ao valor de referência (Q^*_{sync}), independentemente da variação (ΔV) entre a tensão RMS medida no filtro LC ($V_{abc,pcc}$) e da tensão de referência (V_n).

Quando a chave S_q estiver fechada, o controle da potência reativa, ocorre a partir da variação ΔV. Em seguida, ΔV é multiplicado pela constante D_q que gera uma variação de potência reativa (ΔQ_{sync}), que é somada à diferença entre a potência reativa medida (Q_{sync}) com Q^*_{sync}. O resultado é multiplicado a uma constante $\frac{1}{K}$ (K é parâmetro de projeto de controle), que resulta no fluxo magnético virtual (Φ_v). Em seguida, será calculada a FEM (e_{abc}) e, posteriormente, são enviados os sinais para comutações das chaves do VSI por meio da modulação PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*). Na Fig. 3, é apresentado o diagrama de blocos para implementação do Synchronverter via *software*.

Quando $\Delta V > 0$, significa que a tensão do PAC é menor que a tensão nominal. Logo, o controle por decaimento impõe um ΔQ_{sync} que decrementa da Q^*_{sync}, caso contrário, quando $\Delta V < 0$ irá incrementar de ΔQ_{sync} em Q^*_{sync}. Com isso, a potência reativa Q_{sync} entregue pelo VSI, vai ser igual à variação ΔQ_{sync} imposta pelo controle, mais a potência de referência Q^*_{sync}. Com isso é possível realizar o suporte da tensão do PAC.

4. RESULTADOS SIMULADOS

O sistema simulado é apresentado na Fig. 4. Ele consiste de dois VSI, sendo o VSI-I controlado utilizando o controle convencional, considerando a fonte uma barra infinita. O VSI-II é controlado via Synchronverter, conforme a Fig. 3. No momento do sincronismo do Synchronverte à rede é utilizado um PLL (do inglês, *Phase Lock Loop*) para estimar a frequência da rede, em 1 s o sincronismo é realizado automaticamente. Após o sincronismo não será mais necessária a utilização do PLL.

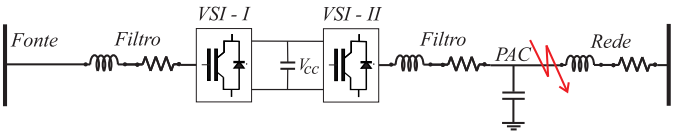


Figura 4. Sistema simulado.

As faltas simétrica e assimétrica (monofásica) – com impedância $Z_{cc,\phi 3}$ e $Z_{cc,\phi 1}$, respectivamente – são provocadas entre filtro LC e à rede, com duração de 100 ms (tempo suficiente para não afetar a estabilidade da rede). A rede em questão é considerada sendo uma unidade geradora com alta inércia. Todos os parâmetros da simulação são encontrados na Tab. 1.

Tabela 1. Parâmetros da Simulação

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
L_f	1 mH	D_q	0.5 kvar/V
R_f	0,1 Ω	D_p	7 N.m/(rad/s)
C_f	22 mF	K	10 kvar/V
L_g	4,2 mH	J	0,0075 kg.m^2
R_g	0,487 Ω	$k_{p,pi}$	0,01
$k_{p,vcc}$	100	$k_{i,pi}$	1
$k_{i,vcc}$	300	$V_{link-CC}$	1200 V
f_{ch}	10 kHz	$f_{amostragem}$	100 kHz
V_g,V_n	690 V_{rms}	f_g	50 Hz
$Z_{cc,\phi 1}$	0.3 Ω	$Z_{cc,\phi 3}$	0.8 Ω

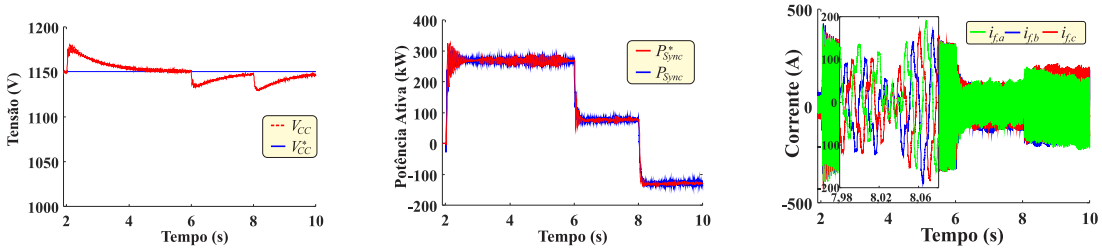
4.1 Variação de Potência Ativa

Inicialmente, é analisado o comportamento do Synchronverter com a P^*_{sync} controlada pela tensão do barramento CC (V_{cc}), semelhante ao controle convencional (dq). São provocadas variações de potência ativa no VSI-I de 270 kW em 2 s, 80 kW em 6 s e −130 kW em 8 s. Na Fig. 5(a) observa-se que, mesmo variando a potência ativa entregue/consumida pelo VSI-I, o VSI-II acompanha as variações de potência ativa (conforme Fig 5(b)) e mantém a tensão do barramento CC no seu valor de referência.

Na Fig. 5(c) observa-se a variação da corrente no filtro LC, comprovando que o VSI tem um comportamento semelhante ao gerador e/ou motor síncrono. Com isso, observa-se que o Synchronverter é capaz de atuar semelhantemente ao controle convencional, com a referência da potência ativa entregue/consumida à rede via controle do V_{cc}.

4.2 Afundamento de Tensão Simétrico

Os afundamentos de tensão simétrico e assimétrico no PAC são provocados em 4 s. Em seguida, são realizadas variações da tensão da rede de 710 V no intervalo de 5 s à 6 s e 670 V no intervalo de 6 s à 7 s. Por fim, é setado



(a) Tensão no barramento CC. (b) Potência ativa. (c) Corrente no filtro.

Figura 5. Cenário variação de potência ativa.

a $Q^*_{sync} = 40\,\text{kvar}$ de 8 s à 9 s. Após o sincronismo para os cenários de afundamento de tensão o conversor VSI-I está injetando 100 kW ao barramento CC, com isso, $P^*_{sync} = 100\,\text{kW}$.

No instante em que ocorre a falta simétrica, o Synchronverter fornece grande parcela de potência reativa nos dois modos de operação, com intuito de elevar a tensão do PAC, consequentemente, manter as tensões em níveis tolerados, conforme Fig. 6(b) e Fig. 6(f). Além disto, é possível observar que, no modo de operação PQ, o Synchronverter entrega potência reativa à rede conforme Q^*_{sync}. Por outro lado, no modo de operação PV o aporte de potência reativa à rede se dar para manter a tensão no PAC igual a nominal, o Synchronverter neste modo de operação teve um menor afundamento de tensão.

Em Fig. 6(a) e Fig. 6(e), observa-se que a tensão no PAC com o Synchronverter no modo de operação PV tem menor variação, operando próximo do valor nominal. Em Fig. 6(c) e Fig. 6(g), constata-se que, durante a falta há um afundamento de tensão no barramento CC, devido a potência ativa tende a ser nula. Os altos níveis das correntes – observado em Fig. 6(d) e Fig. 6(h) – no momento da falta estão relacionadas com o aporte de potência reativa para manter a estabilidade da tensão no PAC. Comprovando a eficácia do controle de tensão do Synchronverter, evitando que a rede perca à estabilidade.

4.3 Afundamento de Tensão Assimétrico

Comportamento semelhante é observado na ocorrência do afundamento de tensão assimétrico monofásico. Em Fig. 7(b) e Fig. 7(f), observa-se a injeção de potência reativa no momento da falta, além disto, é possível observar que a potência reativa entregue pelo Synchronverter (Q_{sync}) no modo PQ segue Q^*_{sync}. O que não acontece no modo PV, devido à Q_{sync} é disponibilizada a rede conforme controle da tensão PAC, conforme apresentado em Fig. 7(a) e Fig. 7(e). O comportamento observado da tensão do barramento CC em Fig. 7(c) e Fig. 7(g); é semelhante ao cenário anterior. Por fim, em Fig. 7(d) e Fig. 7(h), percebe-se a ocorrência da elevação de corrente na fase B devido a aplicação da falta.

5. CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos, conclui-se que o Synchronverter pode atuar semelhantemente ao controle convencional (dq), com a potência ativa entregue à rede controlada pela tensão do barramento CC. Além disto, deve ser enfatizada a atuação do Synchronverter no desempenho do controle de tensão no ponto de acoplamento comum, assim como, os resultados obtidos demonstram que o Synchronverter no modo de operação PV a variação tensão foi atenuada-se comparada ao modo PQ, frente aos distúrbios. Por fim, percebe-se que é possível a utilização permanente do Synchronverter no controle da geração distribuída que utilizam fontes de energia renováveis, não havendo necessidade de uma ação combinada com o controle convencional, ou melhor, podendo substitui-lo.

REFERÊNCIAS

Barzilai, G., Marcus, L., and Weiss, G. (2016). Energy storage systems — grid connection using synchronverters. *IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering*, 1–5.

Beck, H. and Hesse, R. (2007). Virtual synchronous machine. In *International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 1–6.

Bevrani, H., ISE, T., and Miura, Y. (2014). Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54, 244–254.

Blaabjerg, F. and Teodorescu, R. (2006). Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(5), 1398–1409.

Fang, J., Li, H., Tang, Y., and Blaabjerg, F. (2018). Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(10), 8488–8499.

F.S. Rahman, T. Kerdphol, M.W.Y.M. (2017). Active power allocation of virtual synchronous generator using particle swarm optimization approach. 4.

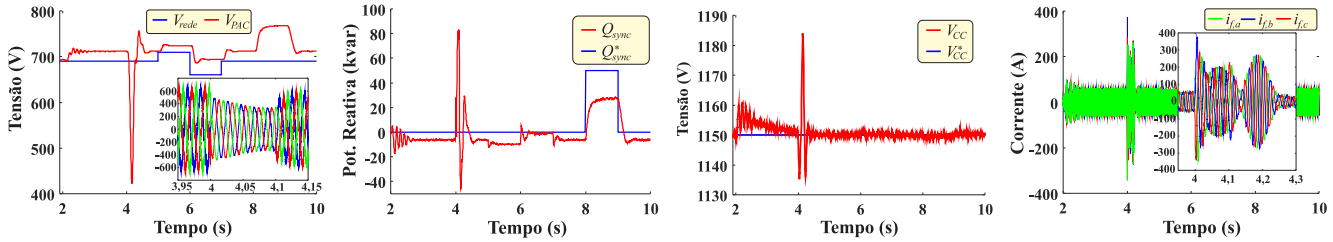
IEA (2019). *World Energy Outlook 2019*.

Liu, S., Li, G., and Zhou, M. (2016). Power system transient stability analysis with integration of dfigs based on center of inertia. *Journal of Power and Energy Systems*, 2(2), 20–29.

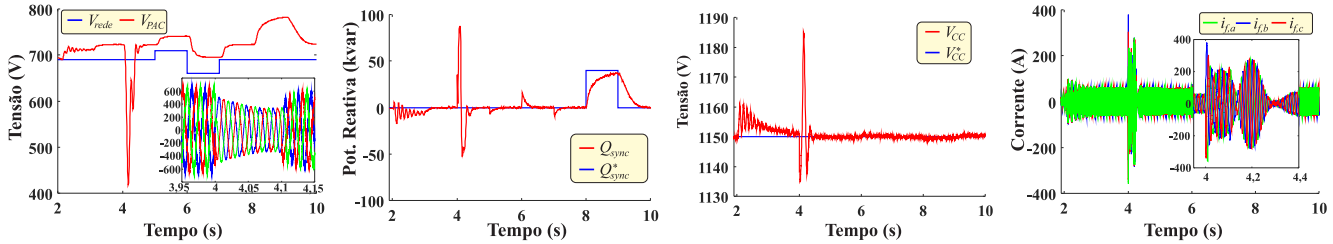
Liu, Y., Hao, M., He, Y., Zang, C., and Zeng, P. (2019). Review and applications of virtual synchronous machines technologies. In *IEEE Innovative Smart Grid Technologies*, 593–598.

Ma, Z., Zhong, Q., and Yan, J.D. (2012). Synchronverter-based control strategies for three-phase pwm rectifiers. *Conference on Industrial Electronics and Applications*, 225–230.

Ma, Z. and Zhong, Q.C. (2016). Synchronverter-based control strategy for back-to-back converters in wind power applications. *Power System Control Symposium*, 45.

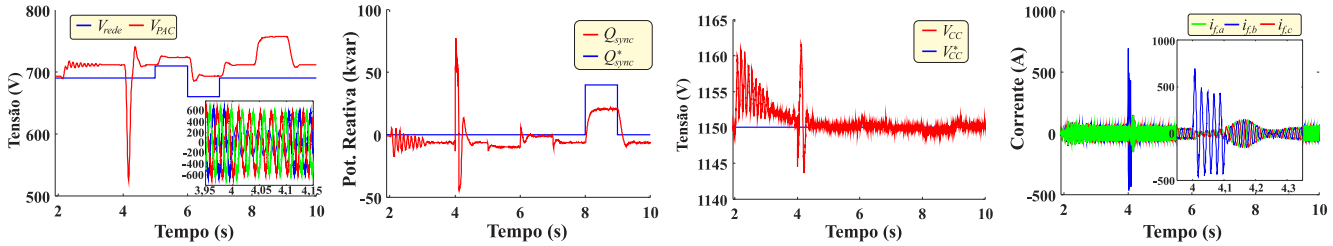


(a) Tensão no PAC (Modo PV). (b) Pot. reativa (Modo PV). (c) Tensão Bar. CC (Modo PV). (d) Cor. no filtro (Modo PV).

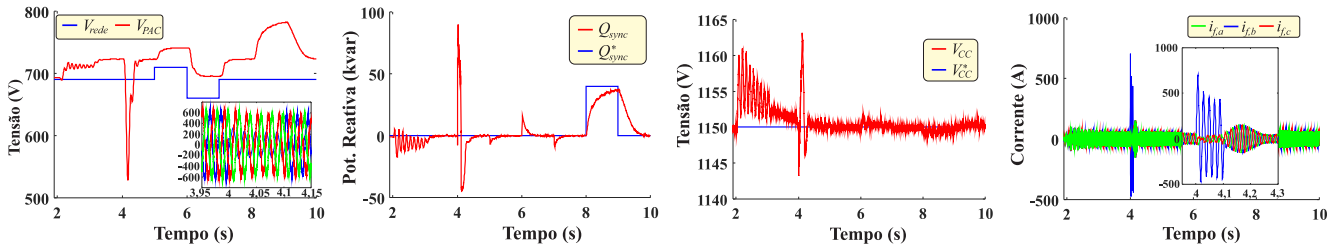


(e) Tensão no PAC (Modo PQ). (f) Pot. reativa (Modo PQ). (g) Tensão Bar. CC (Modo PQ). (h) Cor. no filtro (Modo PQ).

Figura 6. Cenário falta simétrica e variação de tensão no PAC.



(a) Tensão no PAC (Modo PV). (b) Pot. reativa (Modo PV). (c) Tensão Bar. CC (Modo PV). (d) Cor. no filtro (Modo PV).



(e) Tensão no PAC (Modo PQ). (f) Pot. reativa (Modo PQ). (g) Tensão Bar. CC (Modo PQ). (h) Cor. no filtro (Modo PQ).

Figura 7. Cenário falta assimétrica e variação de tensão no PAC.

Ming, W. and Zhong, Q. (2014). Synchronverter-based transformerless pv inverters. *The IEEE Industrial Electronics Society.*

Sakimoto, K., Miura, Y., and Ise, T. (2011). Stabilization of a power system with a distributed generator by a virtual synchronous generator function. *International Conference on Power Electronics.*

Silva Jr, G.P. and Barros, L.S. (2019a). Synchronverter operation in active and reactive support mode. *WCNPS 2019.*

Silva Jr, G.P. and Barros, L.S. (2019b). Using synchronverter in distributed generation for frequency and voltage grid support. *Brazilian Power Electronics Conference*, 1–5.

Ton, D.T. and Smith, M.A. (2012). The u.s. department of energy's microgrid initiative. *The Electricity Journal.*

Van, T.V. and Karapanos, V. (2010). Virtual synchronous generator: An element of future grids. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 1–7.

Zhong, Q. and Weiss, G. (2011). Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(4), 1259–1267.

Zhong, Q.C. (2016). Virtual synchronous machines: A unified interface for smart grid integration. *Power Electronics Magazine*, 3, 18–27.