

Controle Cooperativo do Fluxo de Potência com uso de Bateria

Gabriel P. de Oliveira*, Ricardo L. de A. Ribeiro*, Thiago de O. A. Rocha[†], Flávio B. Costa* e José R. D. Neto*

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação

[†]Departamento de Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Email: gabrpereira20@gmail.com*, rlucio@ct.ufrn.br*, thiago.rocha@ct.ufrn.br[†],
flaviocosta@ect.ufrn.br*, joseraimundo_n@hotmail.com*

Resumo—A crescente demanda por energia e o aumento das restrições ambientais tem impulsionado a inserção de fontes de energia renováveis (FER) no sistema de potência. Estas fontes são inseridas como geração distribuída (GD), no novo modelo de sistema de potência organizado por meio de microrredes. As FER são fontes não despacháveis em energia e possuem comportamento intermitente e estocástico. Para prover o equilíbrio energético das referidas microrredes há a necessidade da integração de sistemas de armazenamento de energia (SAE). Nesta direção, neste artigo é proposta uma estrutura de controle cooperativo para regular o fluxo de potência de uma microrrede CC com interconexão de um SAE. Nesta estratégia, o desacoplamento entre as malhas de controle da microrrede CC e do SAE é realizado por meio de uma função de inferência gaussiana baseada na informação provida pelo erro de tensão do barramento CC. A técnica de controle proposta é validada por meio de simulações digitais.

Palavras-chave – Controle cooperativo, Microrrede, Sistema de geração distribuída, Sistemas de Armazenamento de Energia.

I. INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda energética e das crescentes restrições ambientais, surge um novo modelo de matriz energética com a utilização de cada vez mais fontes de energia renováveis (FER) [1] ligadas ao sistema elétrico de potência [2]. A configuração desse novo modelo do sistema é organizada por meio de microrredes [3] - [5], com fontes primárias baseadas em FER, segundo o modelo de geração distribuída (GD) e podem funcionar no modo ilhado ou conectado [6].

As microrredes são redes elétricas de escala reduzida, compostas por sistemas de GD, cargas elétricas e sistemas armazenadores de energia (SAE). Para o correto funcionamento das microrredes é necessário prover o controle do seu fluxo de potência, nos modos conectado e ilhado. O SAE pode atuar na microrrede como elemento de suavização dos transitórios inseridos pelas FERs [7]. Esse elemento também pode ser utilizado para garantir o balanço energético, suprimindo energia quando a geração não atende as cargas, ou armazenando a energia em momentos que a geração fornece energia excedente.

Na literatura, existem diferentes formas de se fazer essa suavização, por exemplo: supercapacitores [8], ou capacitores

de dupla camada [9]. Tais elementos são utilizados para armazenar ou fornecer energia momentaneamente durante variações abruptas. Também pode ser feita uma suavização diretamente na potência de saída da FER, usando compensadores estáticos [10], ou conversores fonte de tensão VSC, (do inglês Voltage Source Converter) [11] para filtrar as variações mais abruptas.

A inserção do SAE nas microrredes CC/CA pode se dar na forma de elemento suavizador como proposto em [12] [13]. No entanto, a sua inserção em tais microrredes requer a utilização de técnicas de controle apropriadas para regulação do seu fluxo de potência. Nessa direção, em [14] é proposto um método que mescla o controle por decaimento com lógica fuzzy para reduzir as flutuações no barramento CC do conversor interconectado à rede elétrica. Com o mesmo objetivo, [15] propõe o uso duas malhas de controle em paralelo, para regulação da tensão no barramento CC de uma microrrede CA. A estrutura do sistema de controle é realizado utilizando-se as seguintes configurações: i) PI convencional na malha da corrente de saída da microrrede e controle por decaimento na regulação da tensão da bateria, ou ii) o uso de dois PI para ambas as malhas, porém com escalabilidade de frequência, obtida da inserção de filtros passa-baixa e passa faixa, nas respectivas malhas de controle. Já em [16] a atuação das duas malhas é separada a partir da inserção de uma região de zona morta, que impede a atuação da bateria para pequenos desvios de tensão.

Nessa perspectiva, nesse trabalho é proposto um sistema de controle cooperativo para a regulação do fluxo de potência de uma microrrede CC usando SAE. Este controle tem como objetivo suavizar a ocorrência de transitórios causados por perturbações na rede elétrica ou por variações abruptas da geração. A estrutura de controle proposta é composta por duas malhas de regulação da tensão do barramento CC, responsáveis pela regulação dos fluxos de potência da rede CC e do SAE. Uma técnica de controle cooperativo é empregada para evitar a competição entre os referidos controladores por meio do uso de uma função de inferência Gaussiana. Este artigo apresenta como vantagem em relação aos anteriores o uso da Gaussiana que realiza uma transição suave entre os controladores, e possui comportamento similar a resposta natural do sistema. Resultados de simulação obtidos a partir

de uma microrrede CC integrada a um SAE são apresentados para validação da estrutura de controle proposta.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

A estrutura da microrrede empregada no presente estudo é apresentada na Fig. 1a. Tal estrutura é composta de um barramento CC alimentado por uma fonte de corrente que emula uma FER, i_{ger} . Um SAE é integrado ao barramento CC por meio de um conversor CC/CC buck-boost bidirecional. A potência líquida do barramento CC é injetada em uma rede CC por meio de um conversor CC/CC ponte H. O barramento CC é modelado por um capacitor, C_b associado a uma resistência em paralelo, r_p , que representa as imperfeições do meio dielétrico. A bateria é modelada por uma fonte de tensão ideal V_{SAE} conectada em paralelo com sua resistência equivalente interna R_{SAE} . Um capacitor C_{SAE} é interconectado em paralelo para minimizar o ripple de corrente na bateria. A rede é modelada por uma fonte de tensão ideal V_s em série com uma resistência interna r_s . O conversor CC/CC ponte H é interconectado à rede CC por meio de um filtro L ($r_i + l_i$). No ponto de acoplamento comum (PAC) há uma carga resistiva r_l que é alimentada simultaneamente pela rede CC e pela FER.

Os parâmetros da microrrede CC utilizada no presente estudo são apresentados na Tabela I.

Tabela I: Parâmetros da microrrede CC com SAE integrado.

Parâmetro	Valor
V_{SAE}	400 V
r_{SAE}	100 Ω
C_{SAE}	100 μ F
l_b	1 mH
r_b	0,2 Ω
C_b	4700 μ F
r_p	700 Ω
l_i	1 mH
r_i	0,2 Ω
r_l	6 Ω
r_s	0,5 Ω
V_s	310 V

III. SISTEMA DE CONTROLE

O diagrama de blocos da estrutura de controle cooperativo proposta é apresentado na Fig. 1b. Neste diagrama, os blocos ILC e SAE referem-se as malhas de controle de corrente do conversor CC/CC - ponte H (conversor de interconexão ILC) e do sistema de armazenamento (SAE). Dois controladores proporcional-integral (PI) realizam o controle da tensão do barramento CC. Para evitar a competição entre os referidos controladores, um fator de distribuição μ e $1 - \mu$ foi introduzido na entrada de cada controlador. O $PI_{(ILC)}$ gera a corrente de referência i_{ilc}^* que é imposta pela malha de controle de corrente do conversor de interconexão. Já o $PI_{(SAE)}$ gera a corrente de referência que determina o fluxo de potência na bateria. Os reguladores de corrente do ILC e do SAE foram projetados com base nos modelos da impedância de interconexão e do modelo da bateria e os seus ganhos são respectivamente: $K_p = 5$ e $K_i = 5 \times 10^3$. A portadora triangular utilizada para transmitir o sinal de controle às chaves

possui frequência de chaveamento de 10 KHz, os PIs foram implementados discretos com um tempo de amostragem de 10KHz.

Os reguladores PI utilizados no controle de tensão do barramento CC foram projetados individualmente, utilizando-se do princípio da superposição com base no modelo do barramento CC, cuja função de transferência é dada por [17]:

$$G_p(s) = \frac{r_p}{r_p C_b s + 1}. \quad (1)$$

Admitindo-se que o controlador PI possui uma função de transferência dada por:

$$G_{pi}(s) = k_p + \frac{k_i}{s}, \quad (2)$$

onde os ganhos k_p e k_i são respectivamente os ganhos proporcional e integral do controlador PI.

A função de transferência de malha fechada da tensão do barramento CC para ambos os sistemas de controle pode ser dada por:

$$H(s) = \frac{\frac{k_p}{C_b} (s + \frac{k_i}{k_p})}{s^2 + (\frac{k_p}{C_b} + \frac{1}{r_p C_b})s + \frac{k_i}{C_b}}. \quad (3)$$

A técnica de projeto utilizada é a de posicionamento de polos. Como em malha fechada o sistema é de 2ª ordem, o polinômico característico $A^*(s)$ adequado para a referida função pode ser dado por:

$$A^*(s) = s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2. \quad (4)$$

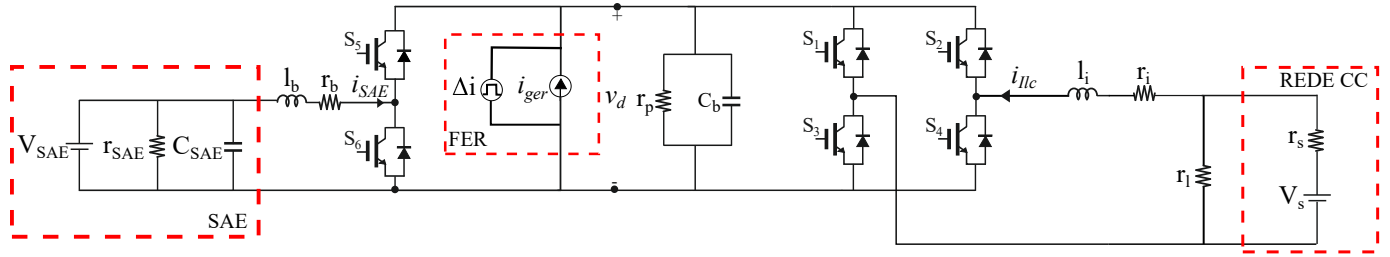
Desta forma, os ganhos dos controladores de tensão podem ser obtidos igualando o polinômio denominador da Eq. 3 com a Eq. 4. Com base nas especificações de desempenho determinadas pela frequência natural (ω_n) e pelo fator de amortecimento (ξ) requeridos em malha fechada, o polinômio $A^*(s)$ é obtido. A adoção desse critério de projeto resulta nos seguintes ganhos:

$$k_p = 2\xi\omega_n C_b - \frac{1}{r_p}. \quad (5)$$

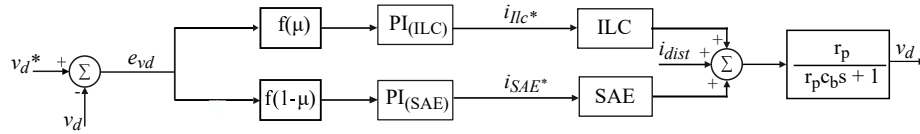
$$k_i = \omega_n^2 C_b. \quad (6)$$

Deseja-se que a bateria tenha uma ação rápida e predominante em relação ao I_{ilc} . Para isso, projeta-se os ganhos do controlador $PI_{(SAE)}$ 4 vezes mais rápido do que o do $PI_{(ILC)}$. Isso é feito definindo os ω_n como 100 e 25, respectivamente, e mantendo o ξ de ambos igual a 0,707. De forma que para altas frequências a resposta em frequência dos sistemas em malha fechada possuem banda passante como mostrado na Figura 2.

Para baixas frequências e em regime permanente o desejado é que apenas o PI superior atue, dessa forma a bateria não deve ser utilizada em regime, apenas durante transitórios. Isso é obtido a partir do uso do fator de distribuição μ , de acordo com [18], onde o erro na malha superior é multiplicado por μ e na malha inferior por $(1 - \mu)$. Esse fator de distribuição é



(a)



(b)

Figura 1: Sistema de controle cooperativo: (a) circuito elétrico da microrrede CC e (b) diagrama de blocos do sistema de controle cooperativo.

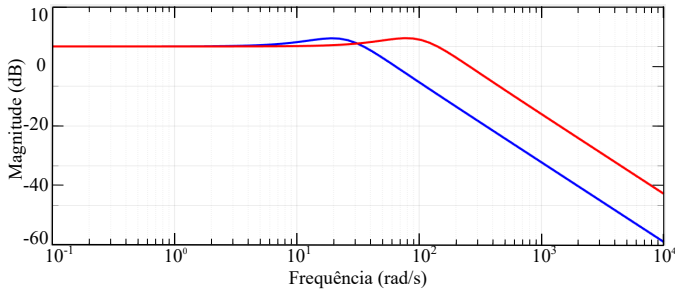


Figura 2: Diagrama de Bode das malhas fechadas dos sistemas: controle de tensão do ILC (linha azul) e controle de tensão do SAE (linha vermelha)

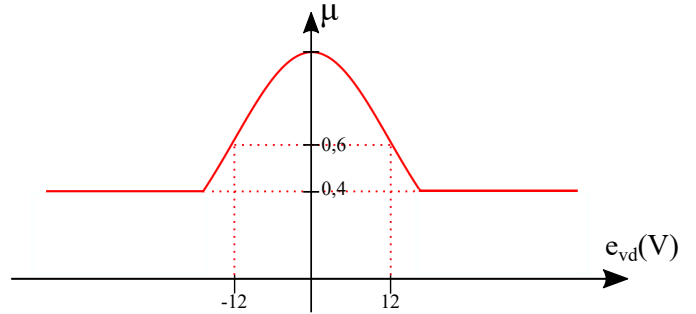


Figura 3: Gráfico da função Gaussiana usada na estratégia de controle cooperativo proposto.

obtido a partir de uma função gaussiana calculada a partir do erro de tensão do barramento CC

$$\mu = e^{\left(\frac{-e_{vd}^2}{2\sigma^2}\right)}, \quad (7)$$

em que, e_{vd} é o erro de tensão no barramento CC e σ é a variância da função μ que define a sensibilidade da curva escolhida em relação ao valor normalizado do erro de tensão. O critério de projeto adotado para definição do valor da variância foi: atribuir $\sigma = 2\% e_{vd}$. Além disso, embora tal função numericamente nunca assuma o valor 0 não é desejável que ela admita um valor muito baixo, pois isso significaria na prática retirar a ação de controle do lado do I_{ilc} . Assim como não deve-se forçar a bateria de modo a enviar uma potência muito alta que possa danificar ou diminuir sua vida útil. Por isso, foi inserida uma limitação na função gaussiana, de modo que ela nunca seja menor que 0,4, cujo formato final é apresentado na Fig. 3. Nessa figura os pontos $(-12; 0,6)$ e $(12; 0,6)$ são destacados ressaltando que no critério adotado, a função vale 0,6 para 2% de erro de tensão.

Analisando-se o sistema da Fig. 1a observa-se que uma variação de tensão no barramento CC corresponde a uma

variação de potência sobre o barramento CC. Essa variação é decorrente da soma das contribuições do ILC que interconecta o GD a rede elétrica CC e do SAE. Desta forma a referida variação de potência pode ser dada por:

$$\Delta P_{dc} = \Delta V_{dc} \times \Delta i_{ilc} + V_{SAE} \times \Delta i_{SAE}, \quad (8)$$

Segundo a estratégia de controle proposta, o primeiro termo é ponderado pelo fator de distribuição μ e o segundo termo pelo seu complementar $1 - \mu$. Para aumentar a efetividade do SAE na estabilização do sistema, adotou-se a ação do controlador do SAE 4 vezes mais rápida do que a do ILC. Desta forma, a Eq. 8 pode ser reescrita como:

$$\Delta P_{dc} = \mu \Delta P_{ilc} + 4(1 - \mu) \Delta P_{SAE}, \quad (9)$$

Na Eq. 9, o primeiro termo representa a parcela relativa a variação de potência do ILC e o segundo termo corresponde a variação de potência do ESS. Essa equação representa o balanço de energia da microrrede CC integrada ao SAE.

IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Usando o software PSIM, foram realizadas simulações para estudo do controle cooperativo proposto, para avaliar o seu

desempenho na ocorrência de variações abruptas da geração, comparando a estratégia apresentada com uma abordagem convencional, sem o uso do SAE e consequentemente sem o controle cooperativo, usando-se apenas o PI superior da Fig. 1b. No barramento CC foi inserida uma fonte de corrente controlada, a qual emula uma FER com variações de geração. No primeiro ensaio, provocou-se uma perturbação na fonte de corrente de $\Delta I = 4,2$ A, suficiente para provocar uma variação de tensão de aproximadamente 5% do valor nominal do barramento CC. No segundo ensaio provocou-se uma perturbação na fonte de corrente de $\Delta I = 10$ A, suficiente para provocar uma variação de tensão de aproximadamente 25% do valor nominal no barramento CC. No primeiro caso a corrente do FER i_{ger} utilizada tem valor de 10 A, com variações positivas de $\Delta I = 4,2$ A, como mostrado no gráfico representado na Figura 4.

Em aplicações práticas, as variações da geração são mais suaves e mais lentas do que as apresentadas nos resultados de simulação. No entanto, para avaliar a efetividade do método proposto, optou-se neste trabalho pela utilização de variações mais severas. Desta forma, se o controle cooperativo conseguir mitigar as oscilações decorrentes de variações abruptas, em condições reais, ele será capaz de promover uma excelente atuação na atenuação de tais oscilações.

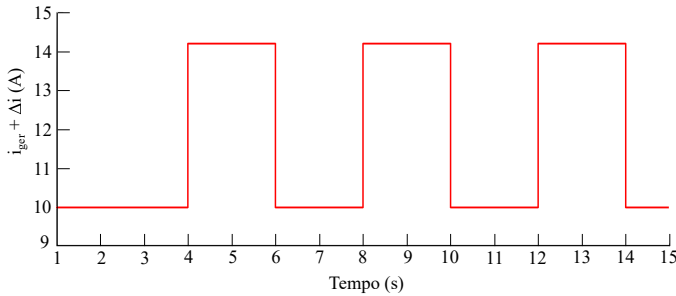


Figura 4: Gráfico da corrente $i_{ger} + \Delta I$ utilizada para geração de uma variação de 5% na tensão do barramento CC.

Com o perfil da corrente $i_{ger} + \Delta I$ apresentado na Fig. 4, o erro de tensão sem o controle proposto foi de aproximadamente de 5%. Os resultados de simulação com a comparação das duas técnicas são apresentados na Fig. 5.

Ao analisar a Fig. 5 é possível notar que apesar da estratégia convencional sem a bateria controlar a tensão, o erro de tensão é maior e mais oscilatório quando comparado com o erro de tensão usando a bateria.

Apenas o fato de diminuir o erro de tensão não justifica o uso da nova estratégia, desse modo é importante observar o comportamento provocado pela variação da geração na rede em ambos os casos simulados. Uma comparação entre o comportamento da tensão da rede CC (V_{dc}) utilizando-se da bateria e do controle proposto e apenas utilizando o controle convencional é realizada e o resultado dessa comparação é apresentado na Fig. 6.

Com a utilização da estratégia proposta foram observadas transições mais suaves dos valores de tensão quando comparado ao ensaio feito sem a utilização do controle proposto,

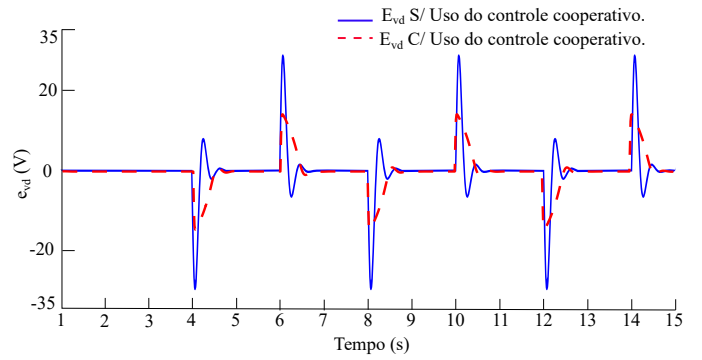


Figura 5: Erros de tensão no barramento CC entre simulações usando o controle proposto (em vermelho) e do controle convencional (em azul).

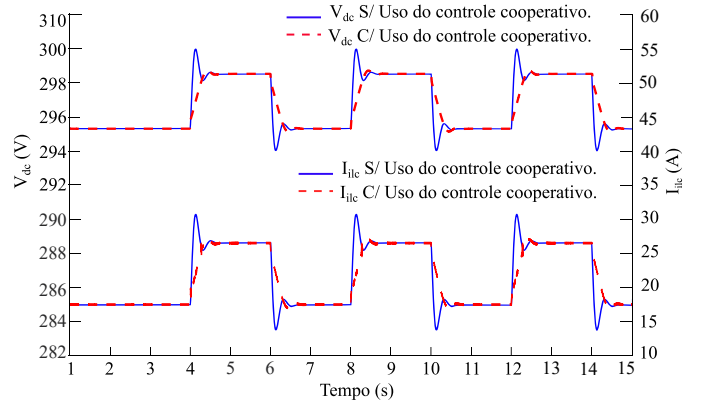


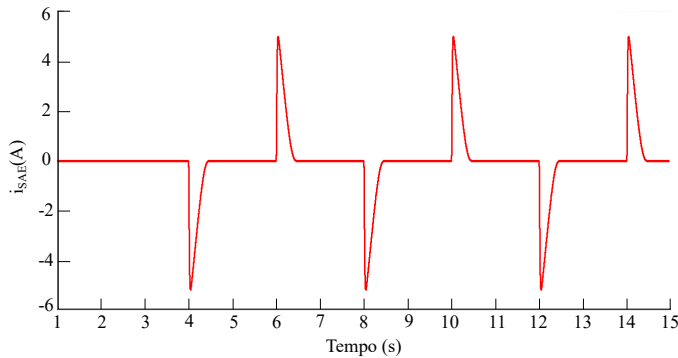
Figura 6: Gráficos da corrente i_{ilc} , e da tensão V_{dc} , usando o controle proposto (em vermelho) ou sistema de controle convencional (em azul).

conforme observado na Fig. 6. O problema é corrigido a partir do momento em que a corrente i_{ilc} não é a única responsável por injetar a energia gerada pelo FER, redirecionando o excedente para o SAE. Na Fig. 6 é demonstrado que o uso da estratégia proposta apresenta uma variação de corrente mais suave. As correntes i_{ilc} e i_{SAE} de referência são as ações de controle do PI superior e inferior, respectivamente. Com o aumento de energia, aumenta-se o erro de tensão, o aumento dessa variável diminui o valor da Gaussiana (μ) que pondera o PI que manipula a corrente i_{ilc} , isso explica o comportamento mais suave.

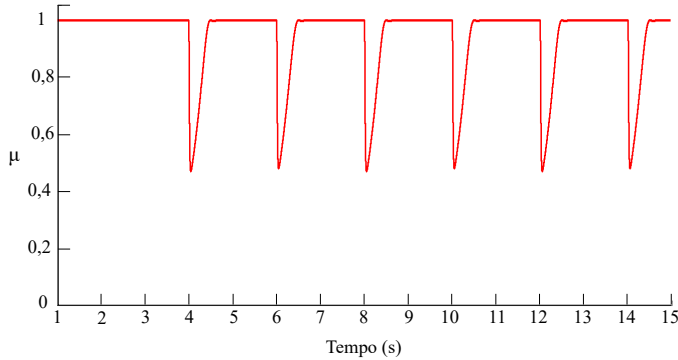
Na Fig. 7a é possível notar que nos instantes de mudança no balanço energético da rede o SAE atua com uma ação rápida. Essa ação, conforme dito, é ponderada pelo fator $(1 - \mu)$. No gráfico da Fig. 7b é apresentada a variação dos valores de $\mu(t)$. Em resumo, observa-se que o comportamento é mais suave quando o elemento SAE é usado.

O segundo teste consiste em inserir uma perturbação mais abrupta. Neste caso, eleva-se a variação de corrente para $\Delta I = 10$ A positivo e negativo, junto a um valor de i_{ger} de 15A.

Assim como para o caso anterior, a comparação entre o uso ou não do controle proposto está apresentado nos



(a) Corrente i_{SAE}



(b) μ

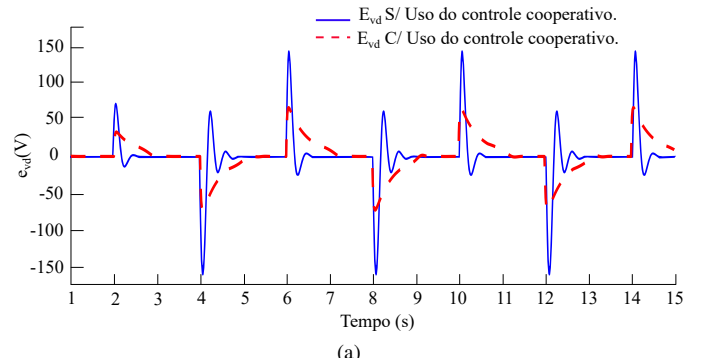
Figura 7: Gráficos da (a) corrente i_{SAE} e (b) do fator de distribuição μ do controle cooperativo.

gráficos da Fig. 8a. De fato, os fenômenos antes observados se mantêm, porém para uma transição mais abrupta se torna mais notória a ação da bateria, reduzindo a oscilação da tensão do barramento CC. O mesmo se observa na Fig. 8b, em que novamente percebe-se a melhoria que o uso do método proposto proporciona nos aspectos já antes mencionados.

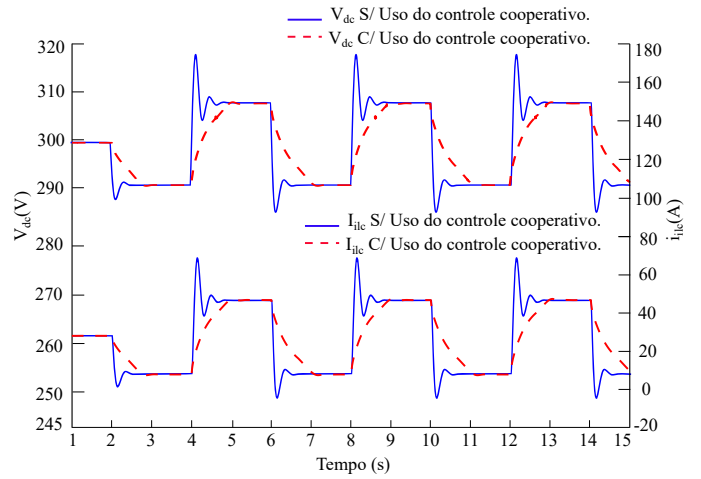
O valor da corrente i_{SAE} é apresentado na Fig. 9a e o valor de μ está apresentado em 9b. Percebe-se que uma variação mais brusca na tensão da rede resulta na redução de μ , que é limitado em 0,4. Mesmo assim consegue-se a suavização requerida para a operação adequada da microrrede.

Também é importante analisar o quanto de variação de energia está sendo armazenada na bateria durante um pulso. Para isso são feitos testes com pulsos de duração de 1 s, com diferentes valores, de forma a causar erros de tensão diferentes sobre o barramento CC. Foram inseridas variações de geração (Δ_i) suficientes para provocar erros de tensão de 2, 5 e 10% sobre o barramento CC, sem a bateria. Usando a bateria foi calculado o quanto de energia estava sendo drenada por ela e quanto estava indo para a rede CC para esses mesmos pulsos. O cálculo de energia é feito a partir da área dos gráficos de corrente por tempo multiplicado pelo valor nominal da tensão (300, para a corrente i_{ilc} , 400 para a corrente i_{SAE}). Os resultados obtidos estão no gráfico apresentado na Figura 10.

Devido o comportamento da variação de corrente inserida possui o formato de pulsos de uma determinada duração



(a)



(b)

Figura 8: Gráficos (a) do erro de tensão e_{vd} , (b) da tensão v_{dc} , e da corrente i_{ilc} , obtidas segundo o método proposto (vermelho) e o controle convencional (azul).

e a bateria atuar apenas durante transitórios, é notado que o balanço energético da bateria faz com que esse elemento armazene pouca energia, pois durante esse pulso de variação a bateria ora fornece energia ora armazena. Para os testes feitos foi observado que esse elemento armazenou apenas 1,7% da energia, para os valores impostos.

V. CONCLUSÃO

Neste trabalho é proposto um controle cooperativo da tensão no barramento CC usando dois PI em paralelo ponderados por uma função Gaussiana que determina quando cada um dos controladores deve estar atuando de forma que cada controlador tenha seu efeito aumentado ou diminuído de forma suave. A malha inferior de controle ponderada por $1 - \mu$ irá atuar sobre o trecho do sistema ligado a bateria. Dessa forma, enviando sinal de controle referente a corrente da bateria, determinando quando a bateria deve armazenar ou fornecer energia. Isso vai ocorrer quando o erro de tensão for diferente de 0. Dessa maneira, a ação de controle é suavizada em caso de um erro ou distúrbio ocorrerem sobre o ponto controlado.

Como forma de comparação foram feitos dois conjuntos de simulações no *software* PSIM, comparando a utilização do controle proposto com a não utilização. Para ambas as

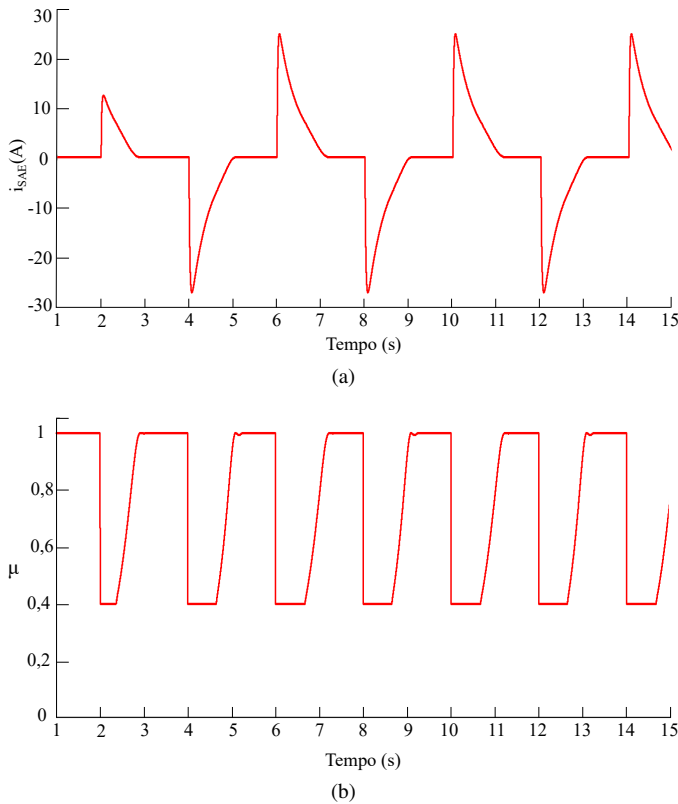


Figura 9: Gráficos da (a) corrente i_{SAE} e (b) do fator de distribuição μ .

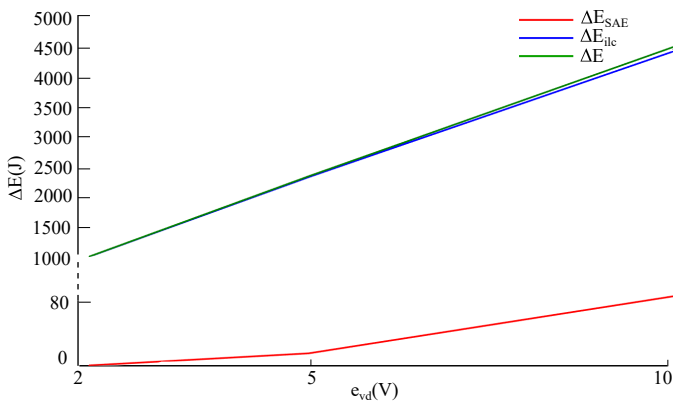


Figura 10: Gráficos das variações das energias: do SAE ΔE_{SAE} , do ILC (ΔE_{ILC}) e da energia total (ΔE).

simulações foi inserida uma variação na corrente do FER, simulando mudanças na condição de operação da geração.

A partir da análise das simulações realizadas, observa-se pelos resultados que o controle proposto apresenta uma melhora significativa quando comparado à simulação sem o uso de bateria. Além disso, é possível observar que os gráficos dos resultados referentes ao erro de tensão do barramento CC e da tensão da rede foram satisfatórios. O controle cooperativo apresenta como resultado uma melhoria sobre a condição de operação da tensão da rede, assim como da corrente entre o

barramento CC e a rede.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos órgãos financiadores CAPES, CNPq, e ao Laboratório de Eletrônica Industrial e Energias Renováveis (LEIER/UFRN).

REFERÊNCIAS

- [1] B. K. Bose, "Global Energy Scenario and Impact of Power Electronics in 21st Century," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 7, pp. 2638-2651, July 2013. doi: 10.1109/TIE.2012.2203771
- [2] L. Zhang et al., "Modeling, control, and protection of modular multilevel converter-based multi-terminal HVDC systems: A review," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 3, no. 4, pp. 340-352, Dec. 2017. doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.00440.
- [3] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, Nov. 2012. doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [4] D. E. Olivares et al., "Trends in microgrid control," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, Jul. 2014.
- [5] S. Parhizi, H. Lofti, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids: A Review" IEEE Access. vol. 3, pp. 890-925. DOI 10.1109/ACCESS.2015.2443119 June 10, 2015.
- [6] S. K. Sahoo, A. K. Sinha, and N. K. Kishore, "Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC-DC Microgrid: A Review," IEEE JOURNAL OF EMERGING AND SELECTED TOPICS IN POWER ELECTRONICS, VOL. 6, NO. 2, JUNE 2018.
- [7] W. Li, C. Abbey, and G. Joos, "Wind power impact on system frequency deviation and an ESS based power filtering algorithm solution," in Proc. IEEE Power Syst. Conf. Expo., 2006, pp. 2077-2084.
- [8] W. Li and G. Joos, "A power electronic interface for a battery super-capacitor hybrid energy storage system for wind applications," in Proc. IEEE Power Electron. Specialists Conf., 2008, pp. 1762-1768.
- [9] T. Kinjo, T. Senjyu, N. Urasaki and H. Fujita, "Output levelling of renewable energy by electric double-layer capacitor applied for energy storage system," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 1, pp. 221-227, March 2006. doi: 10.1109/TEC.2005.853752
- [10] S. M. Mueen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata and J. Tamura, Wind Generator Output Power Smoothing and Terminal Voltage Regulation by Using STATCOM/ESS
- [11] C. Luo, H. Banakar, B. Shen and B. Ooi, "Strategies to Smooth Wind Power Fluctuations of Wind Turbine Generator," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 2, pp. 341-349, June 2007. doi: 10.1109/TEC.2007.895401
- [12] Z. Luo, H. Geng and G. Zhu, "Cooperative Control for DC Microgrid with Large Power Disturbance," 2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC), Shenzhen, 2018, pp. 1-5. doi: 10.1109/PEAC.2018.8590378
- [13] T. Morstyn, B. Hredzak and V. G. Agelidis, "Distributed Cooperative Control of Microgrid Storage," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 5, pp. 2780-2789, Sept. 2015. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2363874
- [14] L. Ren, "Coordinated control strategy for DC microgrid clusters considering intelligent power allocation," 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, 2017, pp. 1-5. doi: 10.1109/EI2.2017.8245528
- [15] G. Xu, L. Xu and J. Morrow, "Coordinated DC Voltage Control of Wind Turbine With Embedded Energy Storage System," IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 27, NO. 4, DECEMBER 2012
- [16] J. C. L. da Silva, R. L. A. Ribeiro, T. O. A. Rocha and F. B. Costa "Estratégia de Controle Cooperativo em Unidades de Geração Distribuídas Integrada a Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica".
- [17] R. L. A. Ribeiro, T. O. A. Rocha, R. M. S., E. C. Santos, e A. M. N. Lima, "A robust dc-link voltage control strategy to enhance the performance of shunt active power filters without harmonic detection schemes," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 62, DOI 10.1109/TIE.2014.2345329, no. 2, pp. 803-813, Feb. 2015.
- [18] T. Takagi and M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control," in IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, vol. SMC-15, no. 1, pp. 116-132, Jan.-Feb. 1985. doi: 10.1109/TSMC.1985.6313399.