

Estratégia de Controle Cooperativo em Unidades de Geração Distribuídas Integrada a Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica

Cooperative Control Strategy in Distributed Generation Units Distributed Generation Units Integrated with Power Storage Systems

DOI:10.34117/bjdv7n7-313

Recebimento dos originais: 13/06/2021

Aceitação para publicação: 13/07/2021

Juliano C. L. da Silva

Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação
Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN)
E-mail: juliano.costa@ifrn.edu.br

Ricardo L. de A. Ribeiro

Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação
E-mail: ricardo_lucio@ct.ufrn.br

Thiago de O. A. Rocha

Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação
E-mail: thiago_rocha@ct.ufrn.br

Flávio B. Costa

Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação
Escola de Ciências e Tecnologia Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)
E-mail: flavio_costa@ect.ufrn.br

RESUMO

O aumento do nível de penetração de fontes re-nováveis conectadas a rede elétrica através de conversores de potência, pode provocar instabilidades em microrredes CA devido à natureza não-despachável em potência desses sistemas. A integração de sistemas de armazenamento de energia elétrica ao inversor do gerador distribuído pode suavizar a injeção de potência no ponto de acoplamento comum (PAC), contribuindo para a estabilidade de tensão e de frequência do sistema de potência. Neste trabalho, propõe-se uma estratégia de controle cooperativo para regular a tensão do barramento CC integrada a uma estrutura de armazenamento de um sistema de geração distribuída para minimizar eventuais flutuações de tensão e de frequência no PAC. Comparações com métodos tradicionais de controle são realizados para avaliar a efetividade do método proposto. A validação da estratégia de controle é realizada por meio de resultados experimentais.

Palavras-chave: controle cooperativo, estabilidade de potência, sistema de armazenamento de energia elétrica, microrredes CA, qualidade da energia elétrica.

ABSTRACT

The increasing level of penetration of re-newable sources connected to the electrical grid through power converters can cause instabilities in AC microgrids due to the non-dispatchable power nature of these systems. The integration of electrical energy storage

systems to the distributed generator inverter can smooth the power injection at the common coupling point (CAP), contributing to the voltage and frequency stability of the power system. In this paper, a cooperative control strategy to regulate the DC bus voltage integrated with a storage structure of a distributed generation system is proposed to minimize possible voltage and frequency fluctuations at the PAC. Comparisons with traditional control methods are performed to evaluate the effectiveness of the proposed method. Validation of the control strategy is performed through experimental results.

Keywords: cooperative control, power stability, electrical energy storage system, AC microgrids, power quality.

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, houve um aumento no nível de penetração de fontes de energia renováveis no sistema elétrico de potência. Dentre as tecnologias existentes, a geração fotovoltaica e eólica têm se tornando as soluções mais viáveis para interconexão em sistemas de distribuição [1]. Tais sistemas de geração podem ser inseridos na rede elétrica através de microrredes. Em geral, as microrredes CA são sistemas de baixa tensão e potência reduzida, capazes de operar nos modos conectado ou ilhado. Elas constituem a unidade básica do novo modelo do sistema elétrico, dotados de características tais como: resiliência, flexibilidade, tolerância a falhas, reconfiguração automática e proteção inteligente [2]. No entanto, a adoção deste modelo de rede aumenta a sua complexidade, o que pode acarretar novos desafios na imposição da qualidade de energia elétrica, no controle do fluxo de potência e na garantia da sua estabilidade [3]. A operação intermitente das fontes renováveis de energia, ocorrência de faltas ou distúrbios no ponto de acoplamento comum (PAC), podem ocasionar desvios de tensão ou frequência, gerando problemas de estabilidade, que podem se tornar severos em redes elétricas fracas [4]. Diferentes testes de regulação de tensão e frequência podem ser realizados em uma microrrede, permitindo a avaliação de aspectos relacionados ao desempenho do sistema em estruturas hierárquicas de controle [5]. Os esquemas de controle primário mais comuns são baseados no princípio de controle por decaimento (P- f/ Q-V), em que as potências ativa e reativa são ajustadas separadamente, proporcionalmente aos desvios de frequência e de tensão, respectivamente [3]. Em uma microrrede CA, a principal vantagem dos métodos de controle por decaimento é a sua descentralização e a capacidade de compartilhamento de energia entre geradores distribuídos (GD). Por outro lado, quando a impedância do alimentador, Z_r , da microrrede tem parte resistiva preponderante, o princípio por decaimento tradicional apresenta limitações devido ao acoplamento entre

as potências ativa e reativa [4]. Para superar essas limitações, modificações têm sido propostas na estrutura de controle por decaimento, tais como: a inserção de mecanismos de adaptação, impedância virtual ou esquemas de mudança de referencial [6].

Além disso, têm sido desenvolvidas técnicas de controle utilizando a resposta dos sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAE), para garantir aumento das margens de estabilidade, qualidade de energia elétrica e confiabilidade da microrrede CA.

De modo genérico, o SAE é responsável por receber ou fornecer energia para manter o equilíbrio entre a geração local e a rede elétrica, contribuindo para a mitigação das variações de potência. O uso de SAE local tem sido abordado para regulação da tensão e frequência em microrredes como proposto em [7] e [8]. Já em [9], o SAE é utilizado para amortecer variações bruscas de potência utilizando um controlador preditivo. O mesmo princípio é empregado em [10] através de um sistema de armazenamento com conversor conectado diretamente ao PAC. Já em [11] é proposto o uso do SAE integrado a um sistema eólico para suavização de flutuações de alta frequência na potência gerada, utilizando filtros para separar a atuação dos controladores do inversor e do SAE no domínio da frequência.

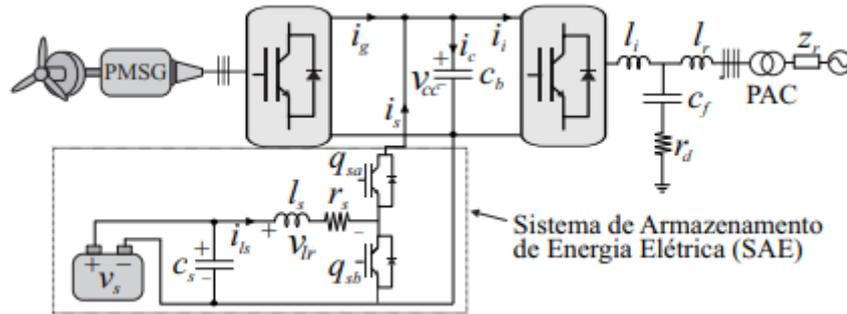
A inserção do SAE nos GD tem apresentado resultados significativos na estabilização das microrredes CA. Isto demonstra que o uso desses sistemas na integração dos GD as microrredes pode promover o aumento da sua margem de estabilidade e robustez [12]. No entanto, esses sistemas têm a necessidade do uso ininterrupto do armazenamento para a garantia da operação eficaz.

A solução proposta no trabalho tem como finalidade o estabelecimento de um perfil mais suave da potência ativa entregue ao PAC, durante a ocorrência de transitórios. Com base no balanço de energia é possível verificar que desvios de frequência ou de tensão verificados no PAC provocam variações na tensão do barramento CC dos inversores. Para mitigar essas variações, neste trabalho é proposto uma estratégia de controle cooperativo entre o inversor e o SAE para regular a tensão do barramento CC. O objetivo do SAE é prover um caminho alternativo para o excedente de energia decorrente da diferença de potência entre a fonte renovável e carga demandada no PAC. Ambos os controladores do barramento CC trabalham de forma cooperada para regular a tensão do barramento CC. O SAE é acionado apenas quando o erro de tensão ultrapassa um limite determinado pelas condições de contorno, estabelecidas com base nos requisitos de estabilidade.

2 MODELAGEM DO SISTEMA

Nesta seção são apresentados os modelos dinâmicos do inversor e do sAE. o sistema completo é formado por um gerador PMSG (do inglês, *Permanent Magnet Synchronous Generator*) trifásico com sistema de conversão *back-to-back*, interconectado ao sAE por meio do barramento CC, conforme a Fig. 1.

Figura 1. Sistema com armazenamento de energia integrado ao barramento CC.



2.1 MODELO DO INVERSOR CONECTADO À REDE ELÉTRICA NO MODO CORRENTE

Filtros *lcl* (Fig. 1) são utilizados pela melhor atenuação de alta frequência da corrente fornecida ao PAC pelo inversor no modo corrente [13]. A função de transferência $H_{lcl}(s)$ relaciona as correntes de saída do filtro com as tensões sintetizadas pelo inversor conforme modelo em (1),

$$H_{lcl}(s) = \frac{z_1 s + 1}{h_1 s^3 + h_2 s^2 + h_3 s}, \quad (1)$$

sendo $z_1 = r_{dcy}$, $h_1 = l_j l_r c_f$, $h_2 = r_{dcy} (l_i + l_r)$ e $h_3 = (j + l_r)$. Neste modelo são desconsideradas as resistências intrínsecas dos indutores l_i e l_r .

O barramento CC é modelado por um capacitor c_b em série com a sua resistência equivalente série r_{esr} , desconsiderada neste trabalho por não comprometer o comportamento dinâmico da tensão do capacitor na frequência de operação, o que resulta em (2),

$$H_{c_b}(s) = \frac{1}{s c_b}, \quad (2)$$

em que c_b é a capacitância equivalente do barramento CC.

2.2 MODELO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA - SAE

O SAE trabalha nos modos carga, descarga ou flutuante, de acordo com nível de tensão desejado para o barramento CC. A corrente no capacitor do barramento é determinada pela relação do equilíbrio de potência em (3) conforme circuito equivalente da Fig. 1.

$$c_b \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = i_g(t) - i_i(t) \pm i_s(t), \quad (3)$$

sendo $i_g(t)$ a corrente fornecida pela fonte renovável, $i_i(t)$ a corrente entregue ao PAC pelo inversor e $i_s(t)$ a corrente absorvida ou fornecida pelo sistema de armazenamento. O SAE (Fig. 1) é composto por um conjunto de baterias com tensão equivalente, v_s , um conversor CC/CC bidirecional formado pelas chaves q_{sa} e q_{sb} , um filtro capacitivo, c_s , para redução de oscilações na tensão das baterias e um filtro indutivo, l_s , para limitar o ripple de corrente nas baterias, determinado em (4), conforme [15],

$$\Delta i_{l_s} = \frac{v_s(t)}{2l_s f_s}, \quad (4)$$

sendo f_s a frequência de chaveamento. O lado de alta tensão é conectado ao barramento CC e o lado de baixa tensão ao banco de baterias. Dependendo da condição de operação, o fluxo de potência pode se estabelecer do barramento CC para o banco de baterias ou vice-versa. Para viabilizar a adequada interconexão das baterias com o barramento CC empregou-se um conversor CC/CC buck-boost bidirecional, conforme apresentado na Fig. 1. O modelo que utiliza o teorema de valores médios no espaço de estados, pode ser simplificado. Para isso é preciso considerar a variação da corrente no indutor l_s , no modo de condução contínua conforme (5), e a corrente no capacitor do barramento c_b de acordo com (6), durante um período de chaveamento,

$$l_s \frac{di_{l_s}(t)}{dt} = v_s(t) - [1 - d(t)]v_{cc}(t) - r_s i_{l_s}(t), \quad (5)$$

$$c_b \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = [1 - d(t)]i_{l_s}(t) + i_g(t) - i_i(t), \quad (6)$$

em que $d(t)$ o ciclo de trabalho do conversor. $v_{cc}(t)$ a tensão do barramento CC, $i_{l_s}(t)$ o

valor médio da corrente no indutor e r_s sua resistência intrínseca. O modelo linearizado de pequenos sinais em (5) é determinado em (7), conforme [16].

$$l_s \frac{d\hat{i}_{ls}(t)}{dt} = \hat{v}_s - (1 - D)\hat{v}_{cc} - r_s \hat{i}_{ls} - V_{cc} \hat{d}. \quad (7)$$

A função de transferência que relaciona a corrente do indutor e o ciclo de trabalho pode ser simplificada em (8) considerando v_s e v_{cc} constantes conforme discutido em [16].

$$H_{sae}(s) = \frac{\hat{i}_{ls}}{\hat{d}} = \frac{z_2}{h_4 s + 1}, \quad (8)$$

em que $z_2 = -V_{cc} r_s$ e $h_4 = l_s r_s + V_{cc}$ o valor médio da tensão do barramento CC.

3 SISTEMA DE CONTROLE

As estratégias de controle do inversor trifásico e do SAE são implementadas no referencial síncrono dq. Nesse referencial, controladores PI garantem erro nulo em regime permanente. As referidas estratégias de controle são descritas a seguir.

3.1 CONTROLE DO INVERSOR

O controle das correntes de saída do inversor é realizada em sincronismo com o vetor tensão da rede elétrica. O ângulo fase do vetor tensão do PAC, $\hat{\theta}_r$, é obtido por meio de um SRF-PLL [12-13]. $\hat{\theta}_r$ é utilizado nas transformações das grandezas do referencial natural 123 para o referencial síncrono dq. A estratégia de controle é implementada em cascata, em que a malha externa regula a tensão do barramento CC, v_{cc} , e determina a amplitude da corrente de referência, $i^*_{i,d}$, com base no balanço de potência em (3). Já a malha interna regula a corrente de saída do GD. A função de transferência de malha fechada do controle de tensão do barramento CC é dada por:

$$\frac{v_{cc}}{v_{cc}^*} = \frac{\frac{k_{pv}}{c_b} s + \frac{k_{iv}}{c_b}}{s^2 + \frac{k_{pv}}{c_b} s + \frac{k_{iv}}{c_b}} = \frac{2\omega_{n,v} \xi_v s + \omega_{n,v}^2}{s^2 + 2\omega_{n,v} \xi_v s + \omega_{n,v}^2}, \quad (9)$$

em que k_{pv} e k_{iv} são os ganhos do controlador de tensão, $\omega_{n,v}$ é a frequência

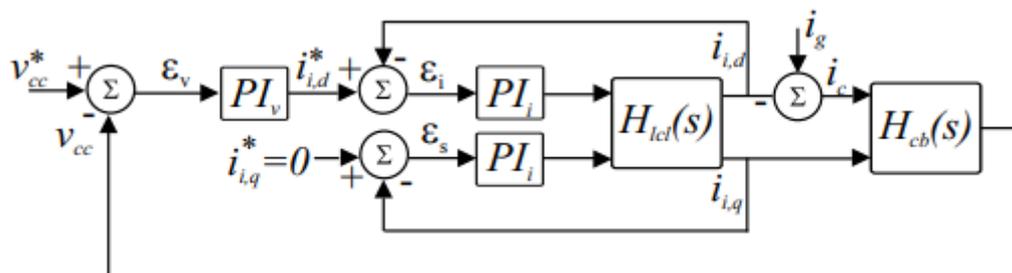
natural do sistema e ξ_v é o coeficiente de amortecimento. Os ganhos do controlador P Iv de tensão, são determinados pelo método de posicionamento de polos, por meio da solução da equação Diofantina em (9), descrito em [17], o que resulta em:

$$k_{pv} = 2\omega_{nv}\xi_v c_b, \quad (10)$$

$$k_{iv} = \omega_{nv}^2 c_b. \quad (11)$$

Os critérios de projeto adotados são: $\omega_{n,v} = 20\pi$ rad/s, $\xi_v = 0,707$. Devido a limitação da banda passante imposta ao controlador da tensão do barramento CC, a potência gerada não é fornecida instantaneamente, ocasionando oscilações de tensão decorrentes de eventuais diferenças de potência entre o GD e o PAC. A corrente é entregue ao PAC com fator de potência unitário, logo, a corrente $i_{i,q}$ é regulada em zero, e $i_{i,d}$ é considerada como uma perturbação compensada pelo controlador, conforme diagrama de blocos simplificado da Fig. 2. Para a malha de corrente foi definida uma banda passante cinco vezes superior à malha de tensão, conforme procedimento descrito em [18].

Figura 2. Diagrama de blocos da estratégia de controle do inversor no modo corrente com fator de potência unitário.



2.2 CONTROLE COORDENADO COM SAE

A integração do SAE tem a finalidade de suavizar flutuações de tensão devido aos transitórios de potência ativa no PAC, através do controle cooperativo de vcc. Na estratégia proposta, o erro de tensão do barramento CC é utilizado como a entrada simultânea dos reguladores de tensão do inversor e do SAE. Para evitar a competição entre os reguladores, a divisão da atuação de ambos é viabilizada por meio de escalonamento temporal, ou seja, o regulador do SAE é projetado com resposta dinâmica mais rápida do que o inversor. A estratégia de controle do SAE é baseada no método droop discutido em [19], impondo uma atuação rápida do SAE durante oscilações na

tensão do barramento CC e resposta nula em regime permanente. De modo genérico, o SAE é controlado no modo corrente de acordo com (12).

$$I_s^* = \frac{V_{cc}^* - V_{cc}}{Z_{sae}(s)}, \quad (12)$$

em que $Z_{sae}(s)$ representa a impedância de saída do conversor. Para diferenciar a atuação em frequência e limitar a corrente fornecida pelas baterias durante o transitório, $Z_{sae}(s)$ é modelada por uma resistência, R_d , e um filtro passa-alta (13), desconsiderando o atraso na malha interna de corrente,

$$Z_{sae}(s) = \frac{s}{R_d(s + \omega_c)}, \quad (13)$$

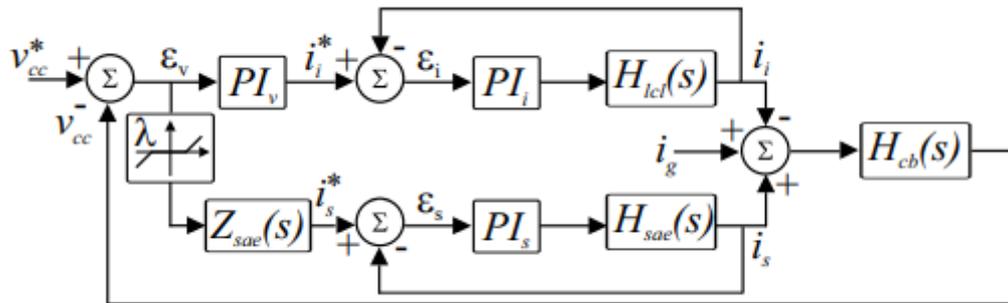
sendo ω_c a frequência de corte, definida em 20π rad/s, e R_d a razão entre a máxima oscilação permitida no barramento CC e a máxima corrente fornecida pelo SAE. Na configuração proposta, foi escolhida a máxima variação permitida do barramento CC, igual a 10% do valor de referência ($V_{cc}^* = 150V$), para uma corrente máxima de 25A do SAE.

$$R_d = \frac{\Delta V_{cc,max}}{\Delta i_{s,max}} = \frac{15V}{25A} = 1,666\Omega. \quad (14)$$

Um bloco de zona morta, λ , igual a 5% da tensão de referência do barramento, é inserido para reduzir a sensibilidade do SAE a pequenas variações do sinal de erro de tensão no barramento, e reduzir o número de operações de carga e descarga das baterias [20].

Como a banda passante do controlador de tensão do inversor é menor que a do controlador de tensão do SAE, a atuação deste é mais rápida que a do inversor durante eventos transitórios e o balanço de potência no barramento CC é regulado cooperativamente. A estratégia de controle completa é representada no diagrama da Fig. 3.

Figura 3. Diagrama de blocos simplificado da estratégia de controle cooperativa com o SAE.


 Tabela 1
 GANHOS DOS CONTROLADORES.

Parâmetro	Valor
Ganho proporcional - Inversor (V_{cc}) ($K_{p,v}$)	0,42
Ganho integrativo - Inversor (V_{cc}) ($K_{i,v}$)	18,57
Ganho proporcional - Inversor ($K_{p,i}$)	2,70
Ganho integrativo - Inversor ($K_{i,i}$)	1274,67
Resistência <i>droop</i> - SAE (V_{cc}) (R_d)	1,66 Ω
Frequência de corte - SAE (V_{cc}) (ω_c)	20 π rad/s
Ganho proporcional - SAE ($K_{p,s}$)	4,27
Canho integrativo - SAE ($K_{i,s}$)	1973,96

A malha de corrente do SAE têm resposta mais rápida que a malha externa de tensão e um controlador PI é utilizado com base em (8) sendo definido uma banda passante de 200 π rad/s, de acordo com a solução da equação Diofantina de malha fechada. Os ganhos dos controladores e especificações do sistema são indicados na Tabela I e Tabela II, respectivamente.

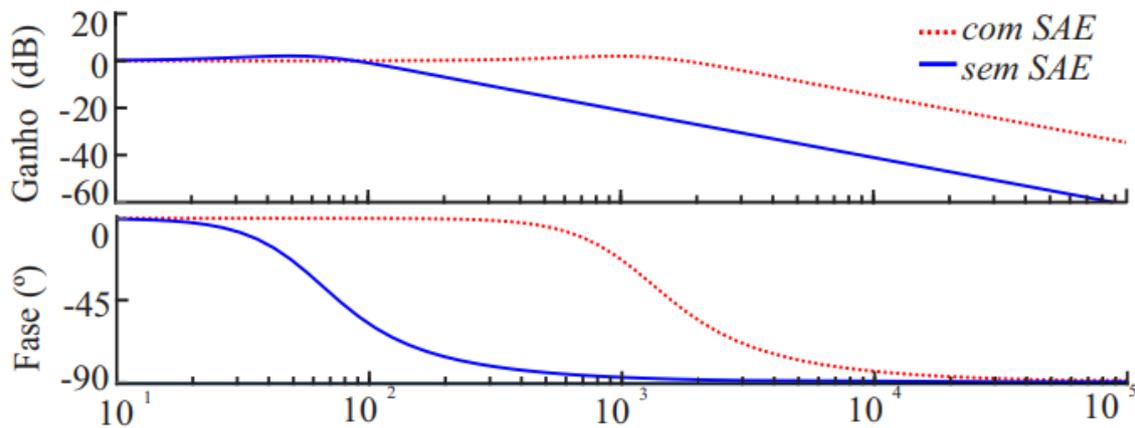
A nova função de transferência de malha fechada do regulador de tensão do sistema completo é definida em (15),

$$\frac{V_{cc}}{V_{cc}^*} = \frac{\frac{1}{c_b} [s^2 z_3 + s z_4 + z_5]}{s^3 + \frac{1}{c_b} [s^2 (c_b \omega_c + z_3) + s z_4 + z_5]}, \quad (15)$$

sendo $z_3 = (K_{p,v} + \frac{1}{R_d})$, $z_4 = (K_{i,v} + \omega_c K_{p,v})$ e $z_5 = \omega_c K_{i,v}$. Com a inclusão do SAE, o sistema completo tem maior margem de ganho conforme indicado no diagrama de Bode

da Fig. 4.

Figura 4. Diagrama de Bode da malha de controle de tensão.



4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÕES

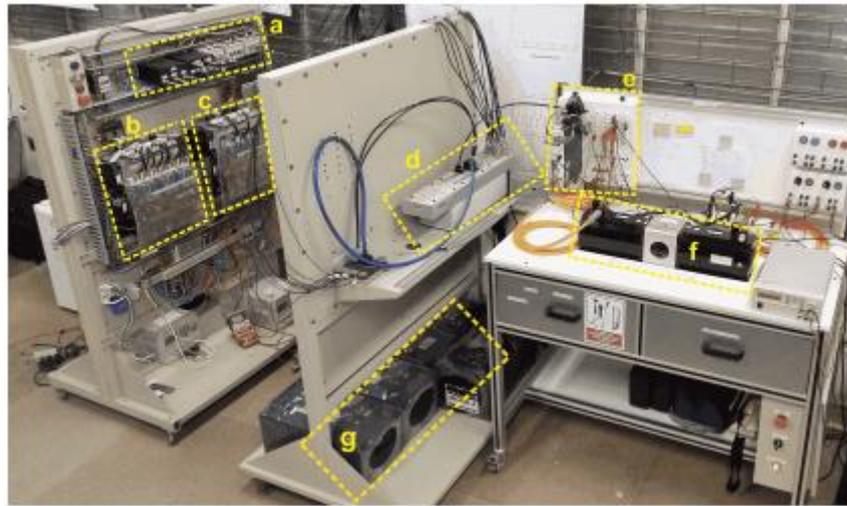
A plataforma é composta por sistema de emulação eólica constituída por: um servo controlador; um conjunto motor/PMSG

Tabela 2

Elemento	Valor
Tensão de linha no PAC (V_o)	60,0 V
Freq. de chaveamento (f_s)	10 kHz
Cap. do barramento CC (c_b)	4700 μ F
Tensão do barramento CC (V_{cc})	150,0 V
Indutância do lado do inversor (l_i)	3,5 mH
Indutância do lado da rede elétrica (l_r)	1,5 mH
Resistência de amortecimento (r_d)	2,5 Ω
Capacitor do filtro (c_f)	5,0 μ F
Tensão do SAE (v_s)	60,0 V
Indutor do SAE (l_s)	10,0 mH
Resistência do indutor do SAE (r_s)	0,17 Ω
Capacitor do filtro do SAE (c_s)	12,8 mF

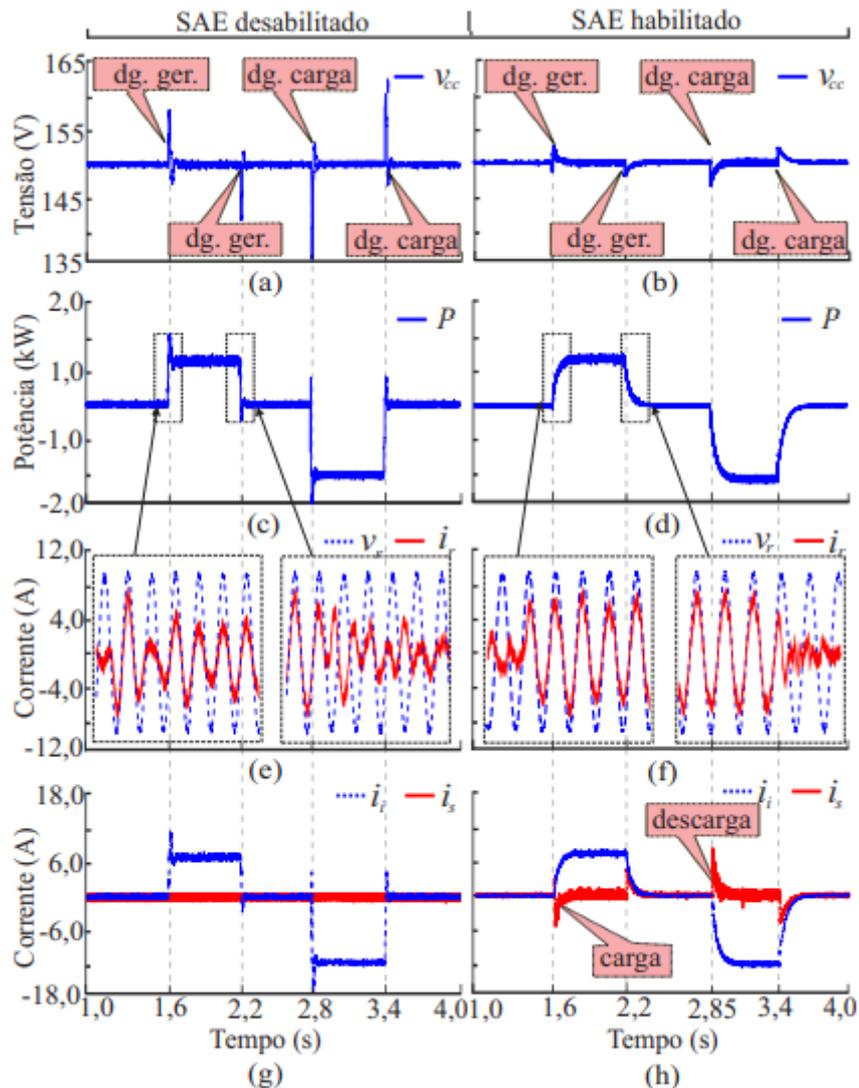
com potência nominal de 1,67 kW; sistema de conversão back-to-back com armazenamento integrado de 3,0 kW e sistema de prototipagem rápida dSPACE, conforme a Fig. 5. O servo controlador impõe o perfil de torque ao motor, emulando a turbina eólica, e o retificador controla a velocidade do PMSG, fornecendo a máxima potência para o barramento CC. Um transformador com relação 1:3,7 é utilizado para acoplamento com a rede elétrica.

Figura 5. Plataforma experimental. a) Sensores de tensão e corrente; b) inversor; c) Retificador controlado; d) Dspace DS1103; e) Servo controlador; f) Conjunto motor/gerador PMSG; g) Sistema de armazenamento de energia elétrica (SAE).



Para a análise de desempenho foram realizados dois ensaios. No primeiro ensaio o SAE é desabilitado e no segundo, o SAE é habilitado. Em ambos os experimentos são realizados variações de potência na geração eólica e variações de carga conectada ao PAC. Para as condições propostas são analisados os desempenhos do sistema. No primeiro teste, o SAE permanece desabilitado e uma variação brusca na cogeração, como por exemplo, o caso de uma rápida variação do vento ocorre em 1,6s. Em 2,2s a geração é removida. Em seguida, uma carga trifásica de 20Ω é inserida no PAC em 2,8s e removida em 3,4s. Na coluna esquerda da Fig.6 são plotadas as formas de onda da tensão do barramento CC (Fig.6.a), da potência ativa entregue (Fig.6.b), da tensão e corrente na fase r do PAC (Fig.6.c), corrente do SAE e corrente entregue ao inversor (Fig.6.d). Neste caso, a tensão do barramento CC, vcc, a potência ativa, P, e a corrente entregue ao PAC, is, tem maior oscilação durante os transitórios e são reflexos das tensões e correntes no PAC.

Figura 6. Resultados comparativos do sistema com e sem o SAE na aplicação de um degrau no GD seguida de um degrau de carga. a) e b) tensão do barramento CC; c) e d) potência entregue ao PAC; e) e f) formas de onda da tensão e corrente da fase r no PAC; g) e h) corrente no indutor do SAE e corrente entregue ao inversor.



Na segunda situação, o SAE está habilitado e as mesmas formas de onda são representadas na coluna direita da Fig. 6. Neste ensaio ocorre uma entrada repentina na potência da cogeração em 1,6s e saída em 2,2s. Em 2,85s ocorre a inserção de uma carga resistiva trifásica de 20Ω no PAC e sua remoção em 3,4s. Conforme esperado, na Fig.5 (b) a atuação do SAE regula a tensão do barramento, reduzindo a oscilação em 8,0 V do ensaio anterior, refletindo na redução da oscilação da potência entregue, como pode ser visto na Fig.6(d). A corrente fornecida ao PAC tem transição mais suave, conforme a Fig.6(f). Estando o SAE habilitado, sua atuação é dada à partir da condição transitória de erro de tensão pré-estabelecido pelo fator λ , fornecendo ou absorvendo energia conforme o equi líbrio de potência no barramento CC. Durante o processo de carga, a corrente da

bateria tem um pico de aproximadamente $-6,0$ A, indicando o sentido inverso de corrente e, durante a descarga, o SAE fornece uma corrente de $8,0$ A, como visualizado na Fig.6(h). Quando não há transitório, o SAE não é habilitado e permanece no modo flutuante. Segundo os resultados da Fig.6 a potência entregue ao PAC é um reflexo da tensão do barramento CC com redução de até 500 W de oscilação nos transitórios quando há cooperação do SAE com o inversor. Os resultados experimentais validaram a técnica de controle cooperativo entre o SAE e o inversor a partir do conceito de coordenação em frequência. O SAE responde à flutuação de potência quase instantaneamente, enquanto que a potência no PAC cresce ou decresce gradualmente.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto uma estratégia de controle cooperativa entre os controladores do barramento CC do inversor, e do sistema de armazenamento de energia elétrica, sem a necessidade de comunicação física entre os dois sistemas. A inclusão do armazenamento permite o aumento da margem de estabilidade do sistema. Os resultados experimentais validaram a estratégia proposta, e a técnica provou ser eficiente na redução de até 10% da oscilação do barramento CC, suavização da potência ativa fornecida e a mitigação das flutuações de tensão no PAC. Uma zona morta foi definida para minimizar os ciclos de carga e descarga das baterias, aumentando a vida útil do SAE. A plataforma será utilizada em futuros estudos aplicados à estabilidade de microrredes CA.

AGRADECIMENTOS

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Geração Distribuída (INCT-GD), ao apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Laboratório de Eletrônica Industrial e Energias Renováveis (LEIER/UFRN).

REFERÊNCIAS

- [1] E. Serban, M. Ordonez, C. Pondiche, K. Feng, M. Anun, and P. Ser- vati, "Power Management Control Strategy in Photovoltaic and Energy Storage for Off-Grid Power Systems". IEEE 7th Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. (PEDG), 2016.
- [2] B. M. Smith, "Key Connections," IEEE Power and Energy Mag., vol. 3, no. 5, aug, pp. 22-27, 2013.
- [3] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids," IEEE Trans. Power Electron., vol. 32, no. 3, pp. 2427-2451, 2017.
- [4] H. Zhao, M. Hong, W. Lin, and K. A. Loparo, "Voltage and Frequency Regulation of Microgrid With Battery Energy Storage Systems," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3053, no.3, sept, pp. 1-12, 2017.
- [5] E. Serban, M. Ordonez, and C. Pondiche, "Voltage and Frequency Grid Support Strategies Beyond Standards", IEEE Trans. on Power Electronics vol. 32, no. 1, aug, pp. 298-309, 2017.
- [6] D. M. Greenwood, K. Y. Lim, C. Patsios, P. F. Lyons, Y. S. Lim, and P. C. Taylor, "Frequency Response Services Designed For Energy Storage," Appl. Energy, vol. 203, pp. 115-127, 2017.
- [7] Knap V., Chaudhary S., Stroe D., Swierczynski M., Craciun B., Teodo- rescu R. "Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve". IEEE Trans Power Syst.;31:3447-56, 2016.
- [8] Zhao, H., Hong, M., Lin, W., Loparo, K. A. "Voltage and Frequency Regulation of Microgrid With Battery Energy Storage Systems". IEEE Trans. on Smart Grid, v. 3053(c), 1-12, 2017. Lei, M., Yang, Z., Wang, Y., Xu, H., Meng, L., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M. "An MPC-Based ESS Control Method for PV Power Smoothing Applications". IEEE Trans. on Power Electronics, 33(3), 2136-2144, 2018.
- [9] Shan Y., Hu J., Li Z. "A Model Predictive Control for Renewable Energy Based AC Microgrids without Any PID Regulators" IEEE Trans. on Power Electronics, 8993(c), 2018.
- [10] Xu G., Xu L., Morrow D.J., Chen D. "Coordinated DC Voltage Control of Wind Turbine With Embedded Energy Storage System". Trans. on Energy Conversion. vol.27(4), 2012.
- [11] A. Abubakar, C. F. M. Almeida and M. Gemignani, "An optimal methodology for sizing and selection of battery energy storage system in standalone solar PV systems", Brazilian Journal of Development, vol. 7, no. 1, jan, pp. 10801-10816, 2021.
- [12] Teodorescu R., Liserre M., Rodriguez P. "Grid Converters for Photovol- taic and Wind Energy Systems". Wiley IEEE. 2011.

- [13] Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., Rodriguez P., "Control of Power Converters in AC Microgrids,"IEEE Trans. Power Electron., vol 27, no. 11, nov. 2012.
- [14] M. Farrokhabadi, S. König, C. A. Canizares, K. Bhattacharya and T. Leibfried, "Battery Energy Storage System Models for Microgrid Stability Analysis and Dynamic Simulation,"in IEEE Trans. on Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 2301-2312, March 2018.
- [15] Y. Zhang and Y. Wei Li, "Energy Management Strategy for Supercapacitor in Droop-Controlled DC Microgrid Using Virtual Impedance,"in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 4, pp. 2704-2716, April 2017.
- [16] Bacha S.,Munteanu I. and Bratcu A. "Power Electronic Converters Modeling and Control, with case studies",1st ed.,Springer,2014.
- [17] Rocha, T. O. A. "Contribuições para Estratégia de Controle Aplicada à Geração Fotovoltaica Interconectada à Rede Elétrica", Tese de Doutorado. Centro de Tecnologia. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Natal. 2015.
- [18] Y. Gu, W. Li and X. He, "Frequency-Coordinating Virtual Impedance for Autonomous Power Management of DC Microgrid,"in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 30, no. 4, pp. 2328-2337, April 2015.
- [19] Á. Ortega and F. Milano, "Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis,"in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3369-3380, Sept. 2016.