

CONTROLE DA POTÊNCIA GERADA EM MICRORREDES AUTÔNOMAS E ISOLADAS COM FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO COM BANCOS DE BATERIAS

José Gomes de Matos, Luiz Antonio de Souza Ribeiro e Felipe Simões Freitas e Silva

Instituto de Energia Elétrica – Universidade Federal do Maranhão – IEE-UFMA

Avenida dos Portugueses, 1966, Bacanga, CEP 65.080-805 – São Luís - MA

E-mails: gomes@dee.ufma.br; luiz_ribeiro@dee.ufma.br; simoesfs@gmail.com

Resumo - Este trabalho apresenta uma nova estratégia para controlar a potência gerada por fontes de energia renováveis conectadas à microrredes autônomas e isoladas, que utilizam sistema de armazenamento a base de banco de baterias. O principal objetivo da estratégia de controle proposta é manter o balanço de energia dentro da microrrede para que a integridade dos bancos de baterias seja garantida, mesmo quando houver potencial para geração de mais energia do que a carga pode consumir e os bancos de baterias são capazes armazenar. Essa meta é alcançada controlando a quantidade de potência gerada dentro da microrrede, sem dissipar eventual excesso de energia gerada em cargas resistivas auxiliares e sem utilizar qualquer comunicação física entre os sistemas de controle dos conversores de potência envolvidos. A frequência elétrica da microrrede é utilizada para informar quanta potência cada fonte de energia pode gerar para que a tensão dos bancos de baterias seja mantida abaixo do seu valor máximo permitido. Um método de controle *droop* modificado é proposto para implementar esse tarefa.

Palavras-Chave – Banco de Baterias, Controle de Potência, Estado de Carga, Fontes Renováveis de Energia, Microrredes, Turbinas Eólicas.

POWER CONTROL IN AC AUTONOMOUS AND ISOLATED MICROGRIDS WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES AND BATTERY BANKS

Abstract – This paper presents a new strategy to control the power generation from existing energy sources in autonomous and isolated Microgrids with energy storage system based on battery banks. The primary subject of the proposed control strategy is to keep the energy balance into the Microgrid, in order to control the battery banks integrity even when more power can be generated than loads can consume. This goal is achieved by controlling the generated power inside the Microgrid, without using dump load or any physical communication among the power converters or individual energy source controls. The electrical frequency of the Microgrid is used to

indicate the amount of power the energy sources need to generate in order to maintain the battery-banks voltage below its maximum permissible value. A modified droop control is proposed to implement this task.

Keywords - Battery Bank, Microgrids, Power Control, Renewable Energy Sources, State of Charge, Wind Turbines.

I. INTRODUÇÃO

Em vários lugares do mundo um número significativo de pessoas que vivem em áreas remotas ou isoladas ainda não tem acesso pleno à eletricidade [1]. No Brasil isso ocorre principalmente em comunidades residentes em ilhas. Nesses lugares o fornecimento de energia elétrica geralmente tem sido feito através de geradores a diesel e somente em período parcial de 4 horas por dia, compreendidas das 18:00 h às 22:00 h. A implantação de redes de distribuição de energia elétrica comercial nesses locais tem sido dificultada por falta de viabilidade técnica e/ou econômica. Logo, mostra-se necessário o desenvolvimento de sistemas de geração locais para suprir energia elétrica a essas comunidades, visando melhorar a qualidade de vida e o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) das mesmas. Felizmente, em muitos desses lugares, como nas ilhas oceânicas, há fontes renováveis de energia (FRE), especialmente radiação solar e vento. Portanto, esses recursos renováveis podem ser utilizados para formar microrredes isoladas para atender às necessidades de energia dessas comunidades, como reportado em [2]-[5].

Devido à natureza intermitente das FRE, a exigência de continuidade do serviço de suprimento de energia elétrica e a operação autônoma dessas microrredes isoladas, algum tipo de sistema de armazenamento de energia (SAE) é sempre necessário. Embora existam várias diferentes formas de se armazenar energia, em aplicações práticas, os bancos de baterias eletroquímicas, principalmente os do tipo chumbo-ácido, têm sido utilizados, basicamente por razões econômicas. Um gerador a diesel (GD) também é geralmente necessário como fonte de backup para suprir energia quando há redução ou falta de geração a partir das FRE por períodos prolongados e o estado de carga (EDC) do banco de baterias atingir um nível crítico.

As comunidades isoladas formam aglomerados do tipo vilas com as moradias geralmente dispersas sobre uma determinada área, que pode ser relativamente extensa. Nesses casos, uma topologia de rede em corrente alternada (CA), que permita a interligação das fontes de potência de forma distribuída, conforme ilustrado no exemplo da Figura 1, é desejável. Nessa figura CFR é um conversor formador da rede, que neste exemplo é aquele conversor com fluxo de energia bidirecional. Ele é responsável por formar a microrrede à qual os outros conversores serão conectados. Embora na Figura 1 este conversor esteja conectado ao banco de baterias, nada impede que o sistema de armazenamento seja formado por outro dispositivo. CSR é um conversor supridor da rede, o qual é conectado a uma FRE. Neste exemplo, estes conversores não podem operar como formadores de rede uma vez que os mesmos estão conectados à fontes de energia renováveis que, por natureza, são intermitentes. WT é uma turbina eólica. PV é um painel fotovoltaico. BB é um banco de baterias e $Z_{i,j}$ é a impedância do circuito (linha) entre a barra i e a barra j . Essa topologia permite conectar as fontes de potência ou geradores à rede elétrica próxima do local onde a energia é consumida, reduzindo os custos com cabeamento, por exemplo. As perdas elétricas globais do sistema também podem ser reduzidas, se uma comparação é feita com outras topologias tradicionais, em que todas as fontes são conectadas a um barramento concentrado, do tipo CC ou CA.

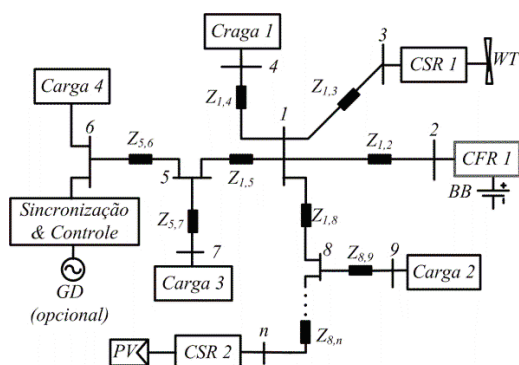


Fig. 1. Exemplo de topologia de microrrede com as fontes de potência distribuídas.

Uma questão crucial relacionada com microrredes autônomas e isoladas, que possuem fontes renováveis, cargas e bancos de baterias distribuídos, é controlar a potência que é gerada internamente para que o balanço de energia no sistema seja mantido sob controle, mesmo quando há potencial para geração de mais energia do que a carga pode consumir e o banco de baterias ainda é capaz de armazenar. Isso é essencial para que a tensão terminal do banco de baterias seja limitada a um valor seguro e, consequentemente, o estado de carga do mesmo também seja controlado.

O controle do balanço interno de energia pode não ser uma tarefa fácil quando a microrrede possui fontes de energia conectadas fisicamente distantes do local onde está instalado o banco de baterias. Uma possível solução tem sido utilizar cargas resistivas auxiliares (“dump loads”) para dissipar o excesso de potência gerada, conforme apresentado em [6], [7]. Essa solução tem a desvantagem de utilizar componentes físicos adicionais ao sistema, geralmente de potência nominal da mesma ordem daquela das fontes renováveis existentes, o

que aumenta o custo de implantação, reduz a vida útil do sistema e torna mais complicada a operação e manutenção do sistema de geração. Uma segunda alternativa consiste em utilizar um sistema de comunicação física entre os conversores de potência para informar aos seus sistemas de controle a respeito do balanço interno de energia na microrrede. Esse sistema de comunicação também deve informar a quantidade de potência que cada conversor precisa gerar para manter esse balanço de energia sob controle. Apesar da sua simplicidade, essa solução tem a desvantagem de reduzir a confiabilidade do sistema de geração, uma vez que a sua operação passa a ser dependente de um sistema físico de comunicação.

Uma solução para integrar um sistema de armazenamento com bancos de baterias em uma microrrede é proposta em [8]. Essa solução considera que todas as fontes de potência da microrrede operam como fontes de tensão e seguem a estratégia convencional de controle *droop* [9], [10]. Quando o estado de carga do banco de baterias tende para o seu limite máximo, a frequência de referência do sistema, previamente determinada com base na estratégia de controle *droop*, é incrementada de um determinado valor. Esse incremento de frequência implica numa redução na potência que é gerada pelas demais fontes, tendo como consequência uma redução na potência que é absorvida pelo banco de baterias. A solução funciona com fontes de potência despacháveis, como, por exemplo, geradores a diesel, mas não é efetiva para fontes intermitentes como as fontes renováveis, que geralmente operam segundo um algoritmo de máxima produção de potência (MPP), sem seguir a estratégia de controle *droop*, sendo interligadas à microrrede como fontes de corrente. No caso do conversor de interface da fonte intermitente ser interligado à microrrede como fonte de tensão, adequações precisas devem ser feitas na estratégia de controle, para compatibilizar a dinâmica rápida do algoritmo de MPP com a dinâmica relativamente lenta do controle *droop*, geralmente usado nesse tipo de topologia [20].

Este trabalho propõe uma estratégia alternativa para controlar a potência gerada dentro de uma microrrede isolada com fontes renováveis de energia conectadas de forma distribuída ao longo da mesma. A proposição é controlar a tensão terminal dos bancos de baterias existentes abaixo ou igual ao máximo valor seguro de tensão permitido para os mesmos. Isso é feito limitando-se a quantidade de potência que cada fonte de energia pode gerar a cada instante, conforme mostrado em [11]. A frequência da rede é usada para caracterizar o estado de carga do banco de baterias e quantificar para os sistemas de controle dos conversores quanta potência eles precisam ou podem gerar para manter controlado o balanço interno de energia na microrrede. O controle da tensão terminal dos bancos de baterias implica indiretamente no controle do estado de carga dos mesmos.

O trabalho está organizado como segue. Na Seção II é apresentada uma microrrede simples, formada por um conversor formador de rede e por um conversor supridor de rede, a qual servirá para demonstrar a viabilidade da estratégia proposta. Na seção III é detalhado o funcionamento do conversor formador de rede. Na seção IV é descrito o funcionamento do conversor supridor de rede. A seção V descreve a modelagem da estratégia de controle proposta. Os

resultados experimentais são mostrados na seção VI e na seção VII são apresentadas as conclusões.

II. DESCRIÇÃO DA MICRORREDE ESTUDADA

A Figura 2 ilustra o diagrama simplificado de uma microrrede que é utilizada para explicar o funcionamento da estratégia de controle que é proposta neste trabalho. Ela é composta de um CFR, alimentado por um banco de baterias, e um CSR, que é interligado a uma turbina eólica acoplada a um gerador síncrono a ímãs permanentes (GSIP), de passo fixo e velocidade variável. A simplicidade deste sistema é útil para mostrar a exequibilidade da estratégia de controle proposta, porém sem perda de generalidade quanto a sistemas mais complexos.

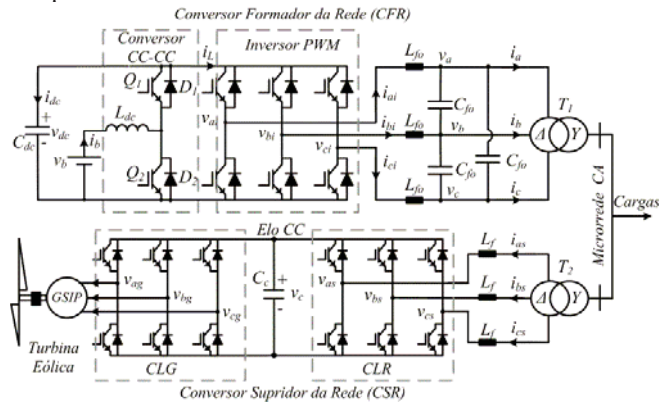


Fig. 2. Circuito de potência da microrrede estudada.

O CFR é um circuito bidirecional composto por um inversor PWM trifásico e por um conversor CC-CC, que trabalha no modo *buck* quando o banco de baterias está sendo carregado e no modo *boost* quando o banco de baterias está sendo descarregado. O inversor PWM serve para controlar o valor eficaz e a frequência da tensão da microrrede. O conversor CC-CC é usado para controlar a tensão do barramento CC do inversor e também o processo de carga e descarga do banco de baterias.

O conversor supridor da rede é usado para controlar a potência que é gerada a partir da fonte de energia renovável. Neste exemplo em particular, é utilizada a topologia convencional do tipo *back-to-back* para o CSR [12]. Ele é composto de um conversor PWM localizado do lado da rede (CLR) e de um conversor PWM localizado no lado do gerador (CLG). O CLR é usado para controlar a tensão no barramento CC do conversor *back-to-back*. O CLG é usado para controlar a potência gerada pela turbina eólica, de acordo com um algoritmo de busca do máximo ponto de produção de potência (MPPT).

III. CONVERSOR FORMADOR DE REDE

A. Controle da Tensão e Frequência da Rede

O controlador de tensão da rede é implementado em um sistema de eixos de referência *dq* sincronizado com o vetor de tensão da rede e com o eixo-*q* alinhado com esse vetor. O modelo do filtro *LC* no lado delta do transformador T_1 (ver Figura 2) é utilizado como ponto de partida para projetar as malhas de controle do CFR. O diagrama de blocos desse

modelo é mostrado na Figura 3, sendo: R_{fo} a resistência série equivalente do indutor de filtro L_{fo} ; ω_e a frequência da rede em rad/s, o sobrescrito “e” denota variáveis no sistema de eixos de referência *dq*; i_q^e e i_d^e as correntes no lado delta de T_1 ; C_{fy} a capacitância equivalente por fase do filtro *LC* e é igual a $3C_{fo}$; v_q^e e v_d^e as tensões sobre a capacitância do filtro *LC* e o subscrito *i* denota variáveis de saída do inversor PWM do CFR. Todos os diagramas de blocos usados neste trabalho usam o operador $p = d/dt$.

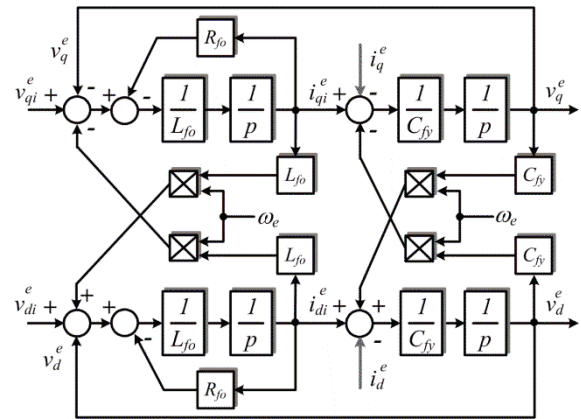


Fig. 3. Diagrama de blocos do filtro *LC* no sistema de referência síncrono *dq*.

Com base neste modelo, uma malha interna de corrente e uma malha externa de tensão foram projetadas, conforme ilustrado na Figura 4. Nesta figura, “^” denota grandezas estimadas, G_{DID1} é usada para desacoplar as perturbações provocadas pelas correntes de carga i_q^e e i_d^e e a perturbação devido aos acoplamentos cruzados de v_q^e e v_d^e , os quais são introduzidos pelo modelo *dq*. *ZOH* significa segurador de ordem zero. Fundamentalmente, a corrente sobre a indutância L_{fo} é controlada para regular a tensão sobre a capacitância C_{fo} [9].

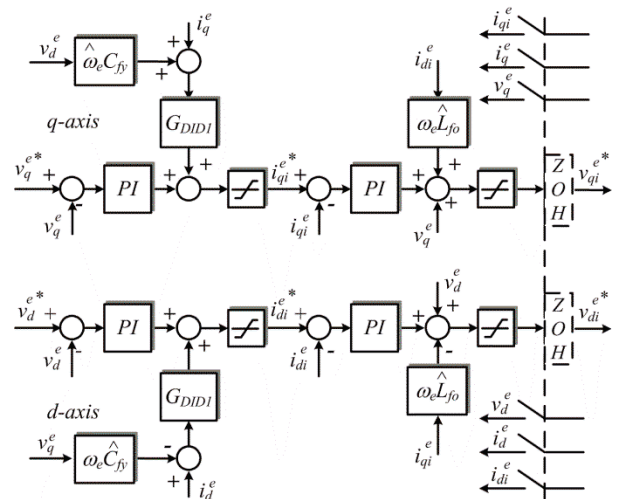


Fig. 4. Diagrama de blocos do controlador de tensão da rede.

A Figura 5 mostra o modelo de análise para desacoplamento das entradas de perturbações sobre a malha de controle da tensão de eixo *q*. Nesse modelo a malha interna de corrente é representada por um sistema equivalente de

primeira ordem, designada na figura pela função de transferência $G_{p1}(p)$, com largura de faixa ω_{c1} . O termo $i_{qp}^e(z)$ representa a entrada equivalente de perturbação, que leva em conta a corrente de carga e o acoplamento cruzado do modelo dq.

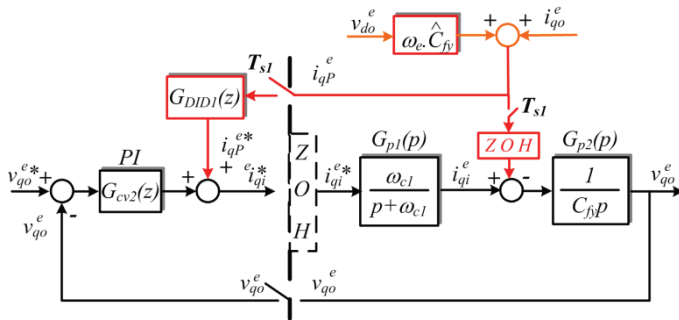


Fig. 5. Diagrama de blocos de análise para desacoplamento das perturbações.

A determinação de $G_{DID1}(z)$ é baseada numa aproximação amostrada da perturbação, conforme apresentado na Figura 5. O princípio básico para dedução de uma expressão para $G_{DID1}(z)$ é impor a condição de que o efeito das perturbações é nulo sobre a saída do sistema nos instantes de amostragem [21], [22]. Isso é particularmente válido se a dinâmica da perturbação for lenta em relação a taxa de amostragem. De acordo com essa condição, tem-se que $G_{DID1}(z)$ é dada por (1), sendo que $Z[\dots]$ significa transformada Z . A aproximação da entrada física da perturbação no modelo contínuo da planta via ZOH é necessária para tornar a determinação de $G_{DID1}(z)$ realizável. Se esta aproximação não fosse usada esta função de transferência só poderia ser determinada caso houvesse a caracterização desta perturbação. Como perturbações não são conhecidas *a priori*, a aproximação foi usada.

$$G_{DID1}(z) = \frac{z[ZOH(s)G_{p2}(s)]}{z[ZOH(s)G_{p1}(s)G_{p2}(s)]} \quad (1)$$

A partir das expressões de $G_{p1}(p)$ e $G_{p2}(p)$, mostradas na Figura 5, tem-se:

$$z[ZOH(p)G_{p2}(p)] = \frac{T_{s1}}{C_{fy}} \frac{1}{z-1} \quad (2)$$

$$z[ZOH(p)G_{p1}(p)G_{p2}(p)] = \frac{K_{w1}}{C_{fy}} \frac{z-\delta_{z1}}{(z-1)(z-\delta_{wc1})} \quad (3)$$

Os termos δ_{z1} , δ_{wc1} e K_{w1} são dados por (4) a (6), sendo $\tau_{w1} = 1/\omega_{c1}$.

$$\delta_{z1} = \frac{T_{s1}\delta_{wc1} - \tau_{w1}(1 - \delta_{wc1})}{T_{s1} - \tau_{w1}(1 - \delta_{wc1})} \quad (4)$$

$$\delta_{wc1} = e^{-T_{s1}/\tau_{w1}} \quad (5)$$

$$K_{w1} = T_{s1} - \tau_{w1}(1 - \delta_{wc1}) \quad (6)$$

Substituindo-se (2) e (3) em (1) tem-se a função de transferência entre a entrada de perturbação amostrada e o comando de desacoplamento a ser aplicado na saída do controlador da malha de tensão, ou seja:

$$G_{DID1}(z) = \frac{T_{s1}}{K_{w1}} \frac{z - \delta_{wc1}}{z - \delta_{z1}} \quad (7)$$

O valor da tensão de referência para o controlador de tensão pode ser constante, geralmente igual ao valor da tensão nominal da microrrede, ou pode ser calculado em função da potência reativa nos terminais do CFR, de acordo com a estratégia de controle *droop*, reportada em [9], [10]. Nesse trabalho, o valor eficaz da referência de tensão foi fixada em 220 V entre fases, tomando-se como base o lado delta de T_1 . Considerando que o referencial síncrono *dq* é alinhado com o vetor de tensões da rede, os valores de v_d^{e*} e v_q^{e*} são zero e 179,6 V, respectivamente.

O valor da frequência de referência é calculado usando a estratégia de controle de potência proposta neste trabalho, que será detalhada na Seção V.

B. Controle do Conversor bidirecional CC-CC

No CFR, o conversor CC-CC é usado para controlar a tensão sobre o capacitor C_{dc} . A ação de controle do controlador de tensão no conversor CC-CC pode ser entendida como equivalente a se conectar uma fonte de tensão controlada, com valor médio V_{ct} , entre os terminais xy do circuito do conversor, conforme mostrado nas Figuras 6(a) e 6(b). Se as perdas no conversor forem desconsideradas, a tensão sobre a capacitância C_{dc} depende somente da diferença entre a potência nos terminais do banco de baterias (P_b) e a potência na saída do CFR (P_{inv}), como ilustrado na Figura 6(c). Assim, a equação dinâmica de v_{dc} pode ser escrita como (8), sendo w_{dc} uma variável auxiliar, definida como $w_{dc} = v_{dc}^2$.

$$\frac{1}{2} C_{dc} \frac{dv_{dc}^2}{dt} = \frac{1}{2} C_{dc} \frac{dw_{dc}}{dt} = P_b - P_{inv} \quad (8)$$

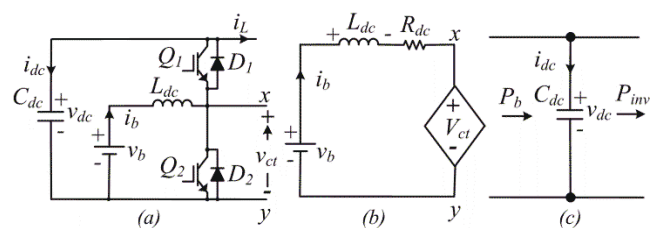


Fig. 6. O conversor CC-CC: a) circuito original, b) circuito equivalente médio e c) modelo médio para o barramento CC.

De (8) e da Figura 6(c), o controlador de tensão do barramento CC do CFR pode ser projetado usando uma malha interna de corrente para controlar a corrente no banco de baterias (i_b) e uma malha de controle externa para controlar a tensão sobre a capacitância C_{dc} , conforme ilustrada na Figura 7. G_{DID2} é usada para desacoplar a perturbação da potência na saída do inversor sobre a tensão do barramento CC, a qual tem a mesma estrutura de G_{DID1} e pode ser determinada de maneira análoga ao que foi na dedução da mesma (ver dedução de (7)).

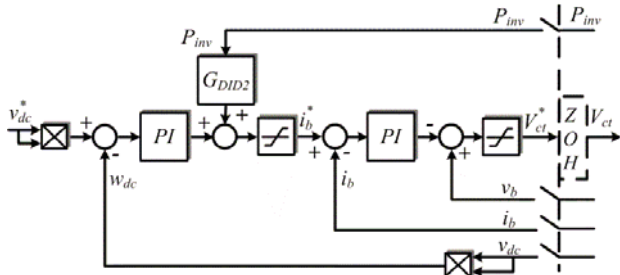


Fig. 7. Diagrama de blocos do controlador de tensão no conversor CC-CC.

A saída do controlador de tensão (V_{ct}) é o valor de referência para o bloco PWM que é usado para gerar os sinais de controle para as chaves Q_1 e Q_2 , como ilustrado na Figura 8 [6]. Se P_{inv} na saída do CFR for positiva, o banco de baterias deve suprir a carga e o conversor CC-CC opera no modo *boost*, através da chave Q_2 e do diodo D_1 . Caso contrário, o conversor CC-CC opera no modo *buck* através da chave Q_1 e do diodo D_2 .

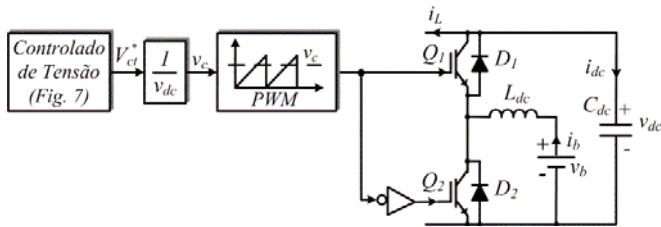


Fig. 8. Diagrama de comando do conversor CC-CC.

IV. CONVERSOR SUPRIDOR DA REDE

A. Controle da Corrente Injetada na Rede e da Tensão do Barramento CC

Neste trabalho, o CLR do CSR (ver Figura 2) é usado para controlar a tensão do barramento CC da topologia *back-to-back* do circuito de potência. Esse controlador utiliza uma malha externa para controlar a tensão do barramento CC e uma malha interna para controlar a corrente que é injetada na rede.

O controlador da corrente injetada na rede é implementado num referencial dq sincronizado e alinhado com o vetor das tensões de sequência positiva da rede. A sincronização das variáveis do conversor com a rede é feita utilizando-se um PLL síncrono, dotado de um filtro ressonante de segundo ordem, sintonizado na frequência fundamental da rede. O PLL também tem um módulo para extrair as componentes simétricas instantâneas de sequência positiva e negativa da rede [13]. A sintonia do PLL foi feita a partir do seu modelo linear de pequenos sinais, adotando-se uma largura de faixa igual a 100 Hz. O diagrama de blocos do controlador de corrente juntamente com o diagrama de blocos do modelo do filtro L_f no referencial dq síncrono é mostrado na Figura 9 considerando os sentidos de referência das correntes conforme mostrado na Figura 2, sendo R_f a resistência série equivalente do indutor de indutância L_f , i_{qs}^e e i_{ds}^e as correntes no lado delta de T_2 , e_{qs}^e e e_{ds}^e as componentes de eixos dq das tensões da rede.

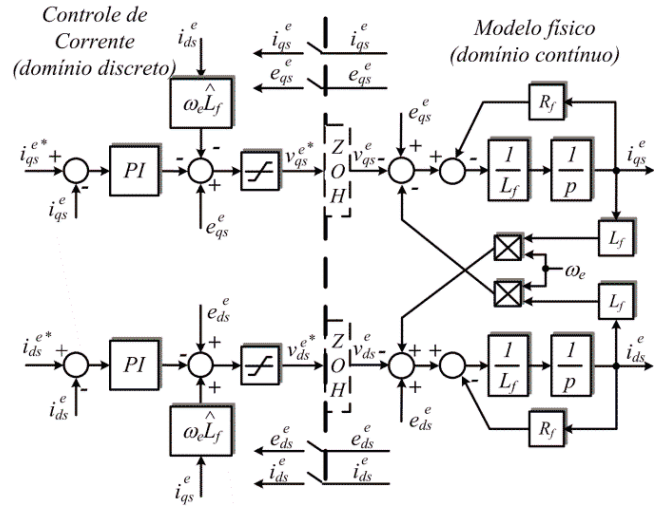


Fig. 9. Diagrama de blocos do controle de corrente injetada na rede com o conversor supridor de rede.

Se as perdas no CLR e na resistência própria do indutor L_f forem desprezadas, a variação da energia armazenada na capacitância C_c , de acordo com as convenções da Figura 2, é igual diferença entre a potência ativa P_s recebida da rede e a potência ativa P_g “entregue” ao gerador da turbina. Isso é modelado conforme (9), sendo $w_c = v_c^2$.

$$\frac{1}{2} C_c \frac{dv_c^2}{dt} = \frac{1}{2} C_c \frac{dw_c}{dt} = P_s - P_g \quad (9)$$

Para um referencial dq sincronizado com o vetor das tensões da rede e com o eixo- q alinhado com esse vetor, tem-se $e_{ds}^e = 0$ e $e_{qs}^e = E_s$, de modo que $P_s = (3/2)(e_{qs}^e i_{qs}^e + e_{ds}^e i_{ds}^e) = (3/2)E_s i_{qs}^e$, sendo E_s a amplitude das tensões de fase da rede [14]. Assim, a equação dinâmica da tensão no capacitor C_c é dada por (10), sendo K_c igual a $(3/2)E_s$.

$$\frac{dw_c}{dt} = \frac{2}{C_c} (K_c i_{qs}^e - P_g) \quad (10)$$

De (10), o diagrama de blocos do controlador de tensão do barramento CC pode ser projetado conforme ilustrado na Figura 10, sendo que G_{DID3} é usada para desacoplar a perturbação da potência gerada P_g sobre a tensão do barramento CC e τ_f é dada por L_f/R_f . G_{DID3} é determinada de maneira análoga ao que foi feito para G_{DID1} , uma vez que as duas tem a mesma estrutura (ver dedução de (7)).

A saída da malha de controle de tensão é a referência de corrente (i_{qs}^{e*}) para a malha interna de controle de corrente.

B. Controle da Potência Gerada pela Turbina Eólica.

Neste trabalho, a estratégia de controle da potência gerada utiliza o CLG para controlar o conjugado do gerador a ímãs permanentes e com isso extrair da turbina eólica a potência elétrica desejada. O controle do conjugado é obtido através do controle da corrente do gerador, conforme detalhado a seguir.

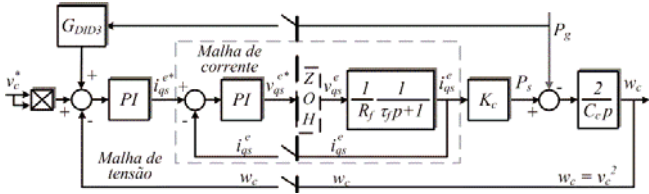


Fig. 10. Diagrama de blocos do controle da tensão do barramento CC do CSR.

O controlador do CLG é implementado no referencial dq síncrono alinhado com o rotor do gerador da turbina. Com base nas referências adotadas neste trabalho, a corrente de eixo d do gerador (i_{dg}) é controlada para ser zero. Assim, em regime permanente, o conjugado do gerador (T_g) é proporcional a componente de corrente de eixo q (i_{dq}), como mostrado em (11) [14], sendo K_g dado por (12), P o número de polos do gerador e λ_{mf} é o fluxo devido ao campo magnético permanente do gerador.

$$T_g = K_g i_{dq} \quad (11)$$

$$K_g = (3/2)(P/2)\lambda_{mf} \quad (12)$$

As curvas de conjugado mecânico de uma turbina eólica em função da velocidade de rotação (ω_R), para várias velocidades de vento, são mostradas na Figura 11. Quando a turbina trabalha no seu ponto de máxima produção de potência, o conjugado mecânico (T_M) é proporcional ao quadrado de ω_R e corresponde a curva indicada por T_{Motm} na figura. Essa curva é expressa por (13), sendo K_{Totm} uma constante que depende das características físicas e operacionais da turbina e da densidade do ar. O valor de K_{Totm} pode ser obtido experimentalmente ou a partir de modelos matemáticos [18], [16].

$$T_M = T_{Motm} = K_{Totm} \omega_R^2 \quad (13)$$

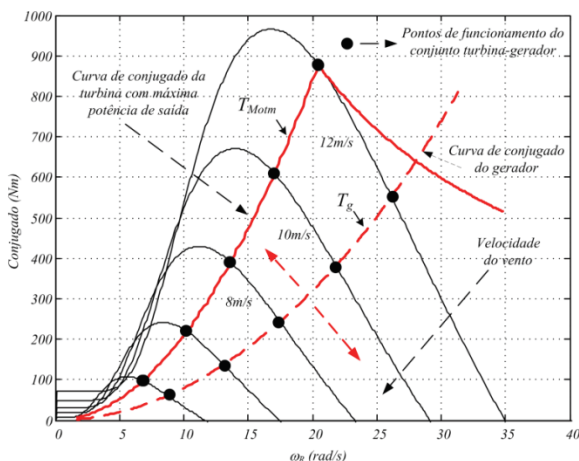


Fig. 11. Curvas de conjugado de uma turbina eólica em função da velocidade de rotação para diferentes velocidades de vento.

A curva de conjugado do gerador é indicada pela linha tracejada denominada de T_g na Figura 11. Um possível algoritmo de busca pelo ponto de operação com máxima produção de potência pela turbina pode ser implementado

fazendo-se a curva de conjugado do gerador coincidir com a curva ótima de conjugado mecânico da turbina, ou seja, $T_g = T_M$. Assim, igualando-se (11) e (13), o valor de referência da corrente de eixo q para o controlador de corrente do gerador (i_{qg}^*) é dada por (14). Se for necessário reduzir a potência gerada pela turbina com relação ao valor da potência do ponto de geração máxima, a constante K_{iq} em (14) deve ser multiplicada por um valor menor do que a unidade para que a curva de conjugado do gerador siga a trajetória indicada pela linha tracejada T_g , mostrada na Figura 11. Esse assunto será detalhado na seção V.

$$i_{qg}^* = (K_{Totm}/K_g)\omega_R^2 = K_{iq}\omega_R^2 \quad (14)$$

O diagrama de blocos do controlador de corrente do gerador é mostrado na Figura 12, sendo r_g a resistência série do estator, L_{dg} e L_{qg} as indutâncias de eixo d e q respectivamente, ω_r a frequência elétrica das grandezas do rotor em rad./s e E_{mf} o valor de pico da tensão interna por fase do gerador. O sobrescrito “ r ” denota variáveis no referencial síncrono dq ligado ao rotor do gerador.

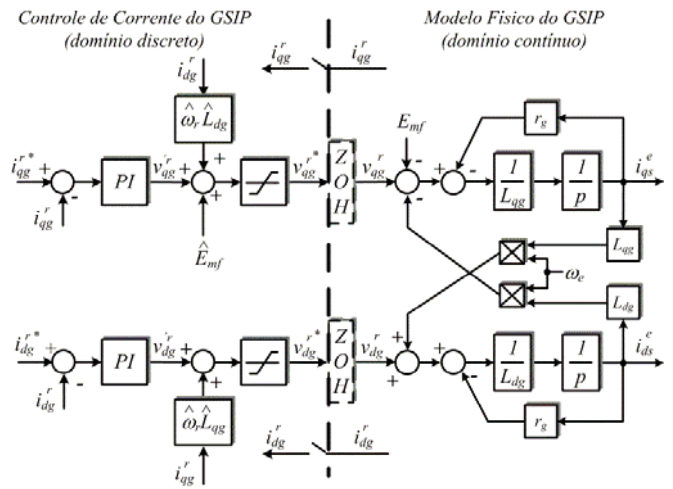


Fig. 12. Diagrama de blocos do controle de corrente do gerador.

V. ESTRATÉGIA PROPOSTA PARA CONTROLAR A POTÊNCIA GERADA NA MICRORREDE

A. Descrição Geral

Em sistemas elétricos isolados não existe a rede elétrica comercial para absorver eventual superávit de energia gerada internamente na microrrede. Portanto, a potência que é gerada a partir das fontes distribuídas precisa ser controlada quando a demanda da carga é menor do que o que pode ser gerado por essas fontes. Esse controle é necessário para manter o balanço interno de energia na microrrede e garantir a integridade do banco de baterias, pois, sabe-se que tensões maiores que a tensão de gaseificação podem diminuir a sua vida útil ou mesmo danificá-lo de forma irreversível [19].

Na estratégia de controle de potência proposta neste trabalho o conversor formador de rede verifica a tensão das baterias para saber se elas atingiram a máxima tensão de carga permitida e, em caso afirmativo, varia a frequência da rede para informar as outras fontes que diminuam a sua geração.

Com base no valor da frequência da rede, os sistemas de controle de geração das fontes de potência interligadas à microrrede decidem se deve ou não haver restrição de potência gerada por cada uma delas. O princípio de funcionamento dessa estratégia de controle pode ser didaticamente explicado com base na Figura 13.

Enquanto a tensão terminal do banco de baterias estiver abaixo do seu limite máximo, a frequência da rede (f) é determinada de acordo com a estratégia convencional de controle *droop*, descrita pela reta C_1 na Figura 13. O valor de f é dado por (15), sendo K_p a constante de inclinação da reta C_1 . Nessa condição não há restrição quanto à quantidade de potência que pode ser gerada e as fontes de energia conectadas na microrrede podem operar em seus pontos de máxima potência. Obviamente, isso é verdadeiro somente se o banco de baterias tiver sido dimensionado com capacidade suficiente para absorver toda a potência que as fontes puderem gerar num determinado instante.

$$f = f_0 - K_p P_{inv} \quad (15)$$

Por outro lado, se a tensão máxima do banco de baterias for atingida, a frequência da rede é imposta para ser sempre maior do que o valor f_{max} , sendo esta a máxima frequência de operação na estratégia de controle *droop* convencional. Isto é ilustrado pela curva C_2 na Figura 13.

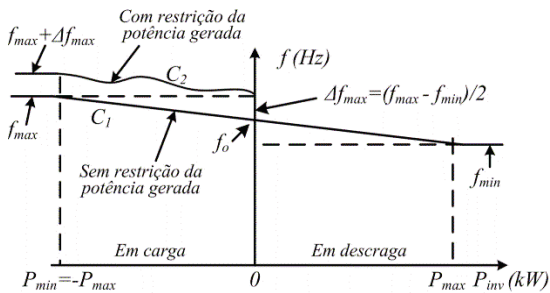


Fig. 13. Frequência versus potência nos terminais do conversor formador de rede de acordo com a proposta de controle de potência.

O valor de f é agora uma função que varia dinamicamente com a tensão terminal do banco de baterias (v_b), com a potência gerada internamente na microrrede (P_g) e com a potência P_{inv} nos terminais do inversor formador da rede. Isso pode ser expresso por (16). Como a determinação desta frequência depende da dinâmica do controlador da tensão do banco de baterias (veja Figura 14), esta curva não é uma reta. Portanto, a Figura 13 mostra somente uma ilustração do que ela realmente poderia ser. Nessa condição de operação, é necessário restringir a quantidade de potência que pode ser gerada pelas fontes renováveis, pois do contrário, a integridade do banco de baterias é colocada em risco. A quantidade de potência que precisa ser reduzida da máxima potência que cada fonte é capaz de produzir em cada instante tem uma relação direta com a diferença de frequência $\Delta f = f - f_{max}$.

$$f = f_{max} + \Delta f(v_b, P_g, P_{inv}) \quad (16)$$

B. Implementação da Proposta no Ambiente do CFR

O controle da tensão do banco de baterias, com o objetivo de garantir a integridade do mesmo, foi implementado conforme ilustrado na Figura 14. Um controlador PI é usado para regular a tensão terminal do banco em um valor menor ou igual ao seu valor máximo permitido (V_{bmax}). A saída desse controlador é o incremento de frequência Δf que precisa ser somado a f_{max} para obter o novo valor de referência para frequência da rede. O valor de Δf tem uma relação direta com a quantidade de potência que precisa ser decrementada da potência gerada para manter a tensão terminal do banco de baterias sob controle.

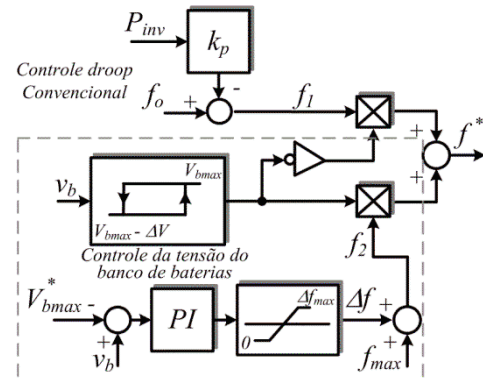


Fig. 14. Diagrama de blocos do controle de frequência no conversor formador de rede.

C. Implementação da Proposta no Ambiente do CSR

A frequência da rede é medida no controlador do conversor supridor da rede. Se o seu valor for maior do que f_{max} é porque a tensão do banco de baterias está tendendo a ser superior a V_{bmax} . Para o caso em particular em que a fonte renovável é uma turbina eólica, o controlador do CSR decresce a corrente de referência i_{qg}^* , originalmente calculada por (14), passando a mesma a ser determinada por (17), sendo K_f uma constante que serve para compatibilizar a potência nominal do conversor formador de rede com a potência nominal da turbina eólica. O diagrama de blocos dessa ação de controle é mostrado na Figura 15.

$$i_{qg}^* = K_{iq} \left(1 - \frac{\Delta f}{\Delta f_{max}} K_f \right) \omega_R^2 \quad (17)$$

Uma redução em i_{qg}^* implica em uma redução no conjugado do gerador, o que provoca uma redução na potência que é produzida pela turbina eólica, mantendo regulada a tensão terminal do banco de baterias. A curva de conjugado do gerador da turbina em função da rotação, nessa condição de operação, é exemplificada pela curva tracejada mostrada na Figura 11.

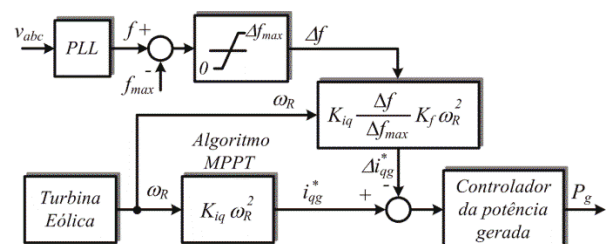


Fig. 15. Diagrama de blocos do controle de potência do conversor supridor de rede.

D. Sintonia do Controlador da Tensão Terminal do Banco de Baterias

A sintonia do controlador *PI* da Figura 14 necessita do conhecimento da dinâmica do banco de baterias. Um possível modelo para uma bateria chumbo-ácido é mostrado na Figura 16, sendo: v_{oc} a tensão de circuito aberto da bateria; R_s a resistência série equivalente; R_1 e C_{b1} modelam a sobretensão ou subtensão que ocorre durante o carregamento e descarga do banco de baterias; R_p a resistência que modela as perdas naturais e C_{bo} modela a capacidade da bateria em armazenar energia [18]. Normalmente, as perdas naturais ocorrem de forma muito lenta, de modo que o efeito de R_p pode ser desconsiderado para o propósito deste trabalho.

As formas de onda de tensão e corrente em uma bateria de 30 Ah, 12 V, obtidas durante os testes para estimar os parâmetros do seu circuito equivalente são mostradas na Figura 17. Os valores encontrados no final do ciclo de carga, quando a tensão da bateria atingiu sua tensão de gaseificação de aproximadamente 14,3 V, foram os seguintes: $R_s = 8.7$ m Ω , $R_1 = 430$ m Ω , $C_{b1} = 60$ F, and $C_b = 44.000$ F. A partir desses dados pode ser visto que a menor constante de tempo relacionada com a dinâmica da bateria foi de 25,8 s ($R_1 C_{b1}$).

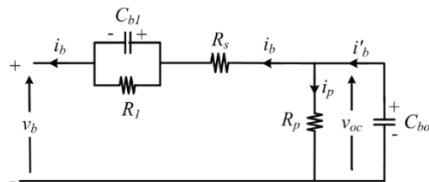


Fig. 16. Circuito equivalente de uma bateria chumbo-ácido.

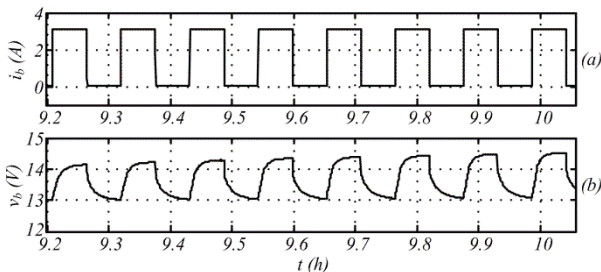


Fig. 17. Formas de onda experimentais de tensão e corrente em uma bateria chumbo-ácido de 30 Ah/12 V: a) Corrente e b) Tensão.

A variação Δf na frequência da rede, mostrada como sendo a saída do controlador da tensão da bateria (*PI*) na Figura 14, tem uma relação direta com a quantidade de potência ΔP que deve ser reduzida da potência global gerada na microrrede. Uma variação ΔP na potência nos terminais do banco de baterias implica numa variação Δi_b na corrente do banco, a qual é aproximadamente dada por (18):

$$\Delta i_b \cong \Delta P / V_{bmax} \quad (18)$$

Assim, o diagrama de blocos para análise e sintonia do controlador de tensão pode ser conforme mostrado na Figura 18, sendo: $G_{fp}(p) = \Delta f(p) / \Delta P(p)$ e $G_b(p) = \Delta v_b(p) / \Delta i_b(p)$. Do circuito da Figura 16, obtém-se que $G_b(p)$ é dada por (19). Normalmente, $G_b(p)$ tem uma dinâmica muito mais lenta do que $G_{fp}(p)$, de modo que $G_{fp}(p)$ pode ser aproximada por (20).

$$G_b(p) = \left(R_s + \frac{1}{R_1 C_{b1} p + 1} + \frac{1}{C_{bo}} \right) \quad (19)$$

$$G_{fp}(s) \cong 1 / K_p \quad (20)$$

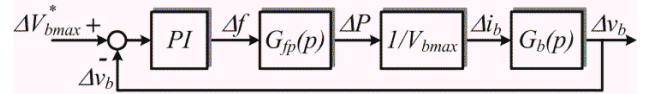


Fig. 18. Diagrama de blocos para análise e projeto do controlador de potência gerada.

O controlador *PI* da Figura 18 foi sintonizado a partir dos parâmetros do banco de baterias para que a resposta dinâmica do sistema em malha fechada tivesse uma constante de tempo aproximadamente 3 vezes menor do que a constante de tempo $R_{b1} C_{b1}$ do modelo da bateria. Isso implicou em um controlador com uma largura de faixa de 0,0167 Hz, com um intervalo amostragem de 5 ms.

VI. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

A. Descrição da Montagem Experimental

A Figura 19 mostra uma fotografia da montagem experimental do circuito da Figura 2. As características e parâmetros elétricos de cada um de seus módulos são resumidos a seguir.

1) *Conversor Formador da Rede* – A potência nominal é 15 kW. Os parâmetros do filtro *LC* são $L_{fo} = 0,65$ mH, $R_{fo} = 4,63$ m Ω e $C_{fo} = 90$ μ F. A tensão do barramento CC é 370 V. As larguras de faixa das malhas de corrente e tensão da rede são 750 Hz e 240 Hz, respectivamente. Os parâmetros do conversor CC-CC são $L_{dc} = 1,35$ mH, $R_{dc} = 7,95$ m Ω e $C_{dc} = 18,8$ mF. As larguras de faixa das malhas de controle da corrente da bateria e da tensão do barramento CC foram projetadas com 500 Hz e aproximadamente 40 Hz, respectivamente. A frequência de chaveamento do inversor PWM e do conversor CC-CC é 10 KHz. Os controladores foram implementados com uma taxa de amostragem de 100 μ s. O transformador T_1 é de 20 kVA, 220 V(Δ)/380 V(Y). O valor de K_p foi dimensionado considerando uma variação de 0,6 Hz na frequência para 1 pu de potência nos terminais do gerador, ou seja, $K_p = 0,6\text{Hz}/15\text{kW} = 0,04$ Hz/kW.

2) *Conversor Supridor da Rede* – A potência nominal é 15 kW. Indutância do filtro e a capacitância do Link CC: $L_f = 2,80$ mH, $R_f = 25,5$ m Ω e $C_c = 6000$ μ F. A tensão do barramento CC é 470 V. As larguras de faixa das malhas de corrente da rede e tensão do link C foram projetadas com 500 Hz e aproximadamente 40 Hz, respectivamente. Os parâmetros do gerador a imã permanente são $L_{dg} = 10,04$ mH, $L_{qg} = 20,44$ mH, $r_g = 0,385$ Ω e $\lambda_{mf} = 0,5432$ V/rad./s. A frequência de chaveamento do CLR e do CLG é 10 KHz. A taxa de amostragem dos controladores é 100 μ s. A constante K_f em (10) foi considerada igual a 1,5 para compatibilizar a potência nominal do conversor formador de rede (15 kW) com máxima potência de saída do emulador da turbina eólica (9,5 kW).

3) *Banco de baterias* – Formado por 20 baterias chumbo-ácido de 220 Ah, 12 V cada, conectadas em série. A tensão

máxima do banco é 280 V. Os parâmetros do circuito equivalente do banco foram extrapolados a partir dos valores estimados para uma bateria de 30 AH, cujas formas de onda do ensaio são mostradas na Figura 16. Os valores obtidos são: $R_s = 0,05 \Omega$, $R_1 = 1,1727 \Omega$, $C_{b1} = 22 F$ e $C_{bo} = 16.133,3 F$.

4) *Turbina Eólica* – A turbina eólica é emulada por um motor de indução de rotor em gaiola, de 15 cv, 4 polos, 60 Hz, acoplado a um gerador síncrono de ímãs permanentes, de 15 cv, 6 polos. O motor de indução é acionado por um inversor industrial, programado para funcionar no modo de controle de conjugado. A referência de conjugado para o motor de indução é calculada a partir da velocidade de rotação do motor, obtida por medição, e da velocidade do vento, programada internamente no mesmo microcontrolador que controla o CSR. Para compatibilizar o valor máximo da tensão de linha no gerador da turbina com a tensão do barramento CC do conversor supridor de rede, a velocidade do conjunto motor-gerador foi limitada a 1.550 RPM. Com isso, a potência máxima de saída do emulador foi limitada a 86% do valor nominal do conjunto, ou seja, 9,5 kW.

4) *Programa de Controle do Sistema* – O programa de controle da microrrede foi implementado utilizando o Software VisSim, da Visual Solution. O sistema utilizou dois módulos eZdspTM F28335, sendo um para controlar o CFR e outro para controlar o CSR. No mesmo módulo utilizado com o CSR também foi implementado o programa emulador da turbina eólica.

B. Resultados

A Figura 20 mostra as formas de onda da tensão no barramento CC (v_{dc}), das correntes de linha no lado Y e no lado Δ do transformador T_1 (i_{Y1} e $i_{\Delta1}$) e da tensão fase-neutro no lado Y de T_1 (v_{Y1}), durante um transitório de entrada de um degrau de carga nos terminais do CFR, composta de lâmpadas incandescentes, com potência nominal de 6,9 kW. Os resultados mostram que há um afundamento de aproximadamente 5 V na tensão do barramento CC, o que corresponde 1,35% do valor controlado dessa tensão, que é 370 V. A tensão da rede sofreu um afundamento de aproximadamente 5% com relação ao valor medido antes da entrada da carga. Os resultados mostram que as tensões recuperam os valores originais de antes do transitório em pouco mais de 1 período da tensão da rede. Os valores mais elevados dos picos das correntes no início do transitório se justificam pelo tipo de carga resistiva utilizada nos testes. As lâmpadas incandescentes têm uma resistência a frio muito menor do que a quente; daí a maior corrente de partida observada nos ensaios.

A Figura 21 mostra as formas de onda da tensão no barramento CC (v_c), das correntes de linha no lado Y e no lado Δ do transformador T_2 (i_{Y2} e $i_{\Delta2}$) e da tensão fase-neutro também no lado Y de T_2 (v_{Y2}), durante um transitório de entrada em operação da turbina eólica, injetando uma potência aproximada de 5 kW no ponto de acoplamento do CSR com a rede criada pelo CFR. Os resultados mostram que há uma elevação de aproximadamente 4 V na tensão do barramento CC, o que corresponde 0,85 % do valor controlado dessa tensão, que é 470 V. A tensão da rede sofreu uma elevação de aproximadamente 6 % com relação ao valor medido antes da

entrada da geração. Os resultados mostram que as tensões recuperam os valores originais de antes do transitório em pouco mais de 1 período da tensão da rede.

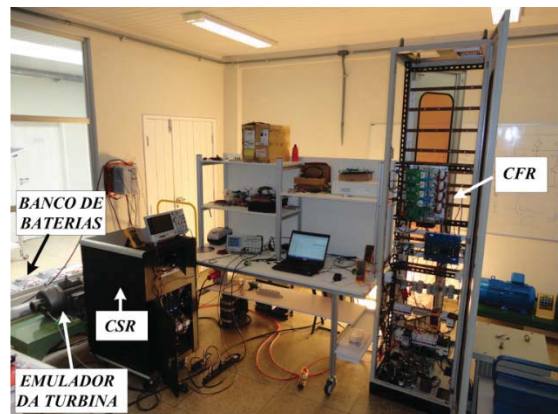


Fig. 19. Microrrede experimental de 15 kW.

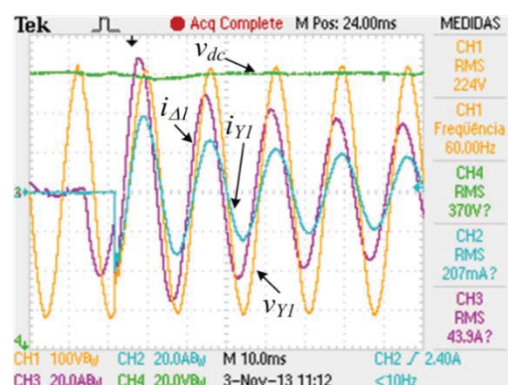


Fig. 20. Entrada de um degrau de carga resistiva no Conversor Formador de Rede.

A Figura 22 mostra a ação da estratégia de controle proposta sobre o comportamento da tensão do banco de baterias e da frequência da rede, quando o banco de baterias está carregado e há potencial de geração pela fonte renovável. Nesse ensaio foi considerada uma velocidade de vento constante e igual a 9,2 m/2. Inicialmente, o banco de baterias que foi pré-carregado está com uma tensão de 255 V e o sistema está em vazio, suprindo somente as perdas dos transformadores T_1 e T_2 .

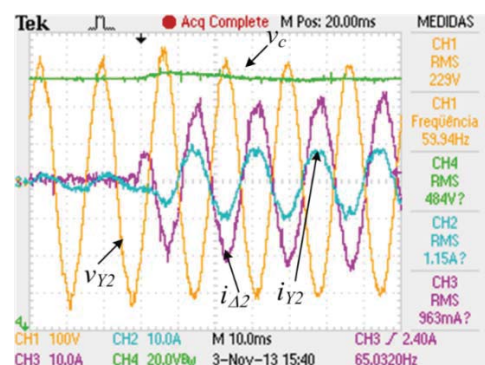


Fig. 21. Início de um processo de injeção de potência na rede pelo conversor supridor de rede.

No instante t_1 a turbina é ligada e uma potência de aproximadamente 5 kW começa a ser injetada na microrrede CA (Figura 22.a). A tensão da bateria cresce rapidamente e no instante t_2 alcança o valor 280 V, que é o máximo valor permitido para o tipo de banco em uso. Nesse instante, o controlador de potência começa a atuar e a tensão se estabelece no valor de 280 V, conforme desejado. A frequência permanece acima de $f_{max} = 60,6$ Hz, para que a potência gerada seja reduzida e a tensão terminal do banco permaneça controlada. No instante t_3 , uma carga de 6,9 kW é conectada na saída do CFR. Como há mais potência demandada pela carga do que a capacidade de geração, o banco de baterias supre parte da carga e a sua tensão terminal se reduz (Figura 22.b). No instante t_4 , a carga de 6,9 kW é desligada. A bateria começa a se recarregar e no instante t_5 sua tensão alcança novamente o valor 280 V. A partir desse ponto, a estratégia de controle de potência proposta volta a operar e a tensão terminal do banco de baterias permanece regulada em 280 V, a despeito de haver vento e a turbina eólica ter potencial para produzir energia. A partir de t_5 , o banco de baterias ainda continua sendo carregado, porém com tensão constante e com corrente de carga decrescente com estado de carga do mesmo. Essa característica de carga é recomendada pelos manuais de fabricantes de baterias do tipo chumbo-acido.

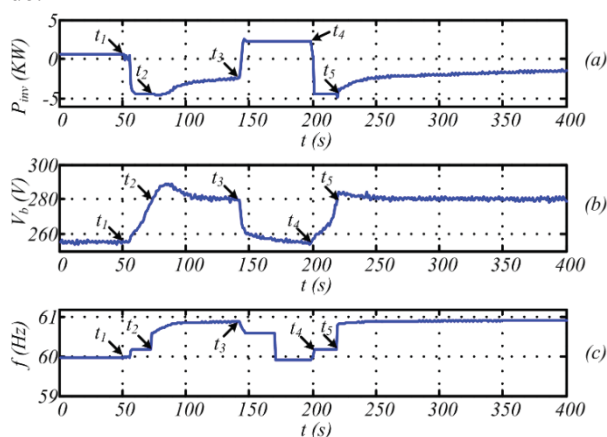


Fig. 22. Comportamento da microrrede devido ao controlador de potência, com a turbina eólica operando com velocidade constante de 9,2 m/s: a) potência na saída do conversor formador de rede, b) tensão terminal do banco de baterias e c) frequência da rede.

VII. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma estratégia para controlar a potência gerada em uma microrrede isolada, com bancos de baterias e fontes distribuídas de energia renováveis. O objetivo principal da estratégia é garantir o controle do estado de carga de bancos de baterias existentes na microrrede mesmo quando há possibilidade de ser gerada mais potência do que a carga pode consumir e o sistema de armazenamento é capaz de armazenar. Fundamentalmente, a estratégia proposta calcula a quantidade de potência que deve ser gerada por todas as fontes, em cada instante, para manter no balanço de energia na microrrede. Resultados experimentais demonstraram a efetividade da proposta. Essa estratégia não necessita de comunicação física entre os conversores de potência das fontes renováveis e dos bancos de baterias, nem de resistência

auxiliar para dissipar eventual superávit de potência gerada. Essas vantagens técnicas fazem da estratégia de controle proposta uma promissora ferramenta para aumentar a viabilidade e a confiabilidade de sistemas de geração com fontes renováveis para atendimento de comunidades residentes em áreas remotas e isoladas. Embora uma turbina eólica tenha sido usada como fonte renovável para demonstrar a validade da proposta, ela também é válida independente do tipo e número de fontes existentes na microrrede isolada.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o suporte financeiro e a motivação provida pela ELETROBRÁS, CNPq, CP Eletrônica S.A, FAPEMA e Universidade Federal do Maranhão (UFMA).

REFERÊNCIAS

- [1] A. Tuladhar, "Power Management of an Off-Grid PV Inverter System with Generators and Battery Banks," in *IEEE 2011 Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2011.
- [2] L. A. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, J. G. Matos, S. L. Leite, G. Bonan, and A. S. Martins, "Design, Control, and Operation of a Hybrid Electrical System Generation System Based on Renewable Energy Sources," *Eletrônica de Potência – SOBRAEP*, vol. 26, n° 4, pp. 313-322, setembro/novembro 2010.
- [3] L. A. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. Leite, and J. G. Matos, "Isolated Micro-Grid With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island," *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 1-11, January 2011.
- [4] L. A. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. Lima, J. G. Matos, and G. Bonan, "Making Isolated Renewable Energy System More Reliable," *Renewable Energy*, vol. 45, pp. 222-231, September 2012.
- [5] R. E. Foster, R. C. Orozco, and A. R. P. Rubio, "Lessons Learned from the Xcalak Hybrid System: a Seven Year Retrospective," in *Proc. of 1999 Solar World Conference, International Solar Energy Society*, vol. I, pp. 1-9, Jerusalem, July 1999.
- [6] N. Mendis, K. M. Muttaqi, S. Pereira, and M. N. Uddin, "A Novel Control Strategy for Stand-alone Operation of a Wind Dominated RAPS System," in *IEEE 2011 Industry Applications Annual Meeting*, pp. 1-8, 2011.
- [7] M. Singh and A. Chandra, "Control of PMSG Based Speed Wind-Battery Hybrid System in an Isolated Network," in *IEEE 2009 Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-6, 2009.
- [8] M. J. Erickson and R. H. Lasseter, "Integration of Battery Storage Element in a CERTS Microgrid," in *Proc. of IEEE 2010 Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 2570-2577, 2010.
- [9] J. Rocabert, J. A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, November 2012.
- [10] K. de Brabandere, B. Bolsens, J. Van Keybus, A. Woyte, J. Driesen and, R. Belmans, "A Voltage and Frequency

- Droop Control Method for Parallel Inverters,” *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107–1115, July 2007.
- [11] J. G. de Matos, L. A. S. Ribeiro, and E. C. Gomes, “Power Control in AC Autonomous and Isolated Microgrids with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems,” in *Proc. of Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society-IECON 2013*, pp. 1825-1830, 2013.
- [12] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, “A Review of the State of Art of Power Electronics for Wind Turbines,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 8, pp. 1859-1875, August 2009.
- [13] M. Ciobotaru, *Reliable Grid Condition Detection and Control of Single-Phase Distributed Power Generation Systems*, Dissertation for the Degree of Doctor in Philosophy in Electrical Engineering – Aalborg University, Denmark, 2009.
- [14] D. W. Novotny and T. A. Lipo, *Vector Control and Dynamics of AC Drives*, Clarendon Press, Oxford, 1996.
- [15] S. Morimoto, H. Nakayama, M. Sanada, and Y. Takeda, “Sensorless Output Maximization Control for Variable-Speed Wind Generation System Using IPMSG,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 1, pp. 60-67, January/February 2005.
- [16] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, John Wiley & Sons, 2nd Edition, Chichester, England, 2009.
- [17] ... “Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks”, *Standard NE 50160*, 2010.
- [18] Z. M. Salameh, M. A. Casacca, and W. A. Lynch, “A Mathematical Model for Lead-Acid Batteries Parallel”, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 7, no. 1, pp. 93-98, March 1992.
- [19] David Linden and Thomas B. Reddy, *Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, 3rd Edition, New York, USA, 2002.
- [20] Douglas B. Bizarro, Ruben B. Godoy, Pedro E. M. J. Ribeiro, Leonardo A. Carniato, Jurandir O. Soares, Luigi G. Júnior, and João O. P. Pinto, “MPP Tracking for Grid Connected Inverters Controlled by Drooping Curves,” in *Proc. of Brazilian Congress of Power Electronics*, 2013.
- [21] R.D. Lorenz, “New Drive Control Algorithms (State Control, Observers, Self-Sensing, Fuzzy Logic, and Neural Nets)”, *Proc. of PCIM*, Las Vegas, NV, Sept. 3-6, 1996, pp. 275-289.
- [22] Evandro de C. Gomes, Luiz A. de S. Ribeiro, João V. M. Caracas, Sebastian Y. C. Catunda, Robert D. Lorenz. “State Space Decoupling Control Design Methodology for Switching Converters”. *Eletrônica de Potência*, v. 17, n. 1, p. 456-465, 2012.

DADOS BIOGRÁFICOS

José Gomes de Matos, nascido em 28/01/1957 em Currais Novos, Rio Grande do Norte, Brasil, é Engenheiro Eletricista (1980) e Mestre em Engenharia Elétrica (1986) pela Universidade Federal de Campina Grande. Atualmente é aluno de Doutorado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Maranhão. Ele é professor do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, desde 1980. Suas principais áreas de interesse são eletrônicas de potência e sistemas de geração elétrica baseados em fontes renováveis de energia.

Luiz Antonio de Souza Ribeiro, nascido em 26/10/1967 em São Luís, Maranhão, Brasil, é Engenheiro Eletricista (1991) pela Universidade Federal do Maranhão, Mestre (1995) e Doutor (1998) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande.

De agosto de 2004 a fevereiro de 2006 ele foi Pesquisador Visitante da Universidade de Wisconsin, Madison - USA. De 1991 a 2008 ele foi Professor do Centro Federal de Educação Tecnológica do Maranhão.

Desde 2008 ele é Professor Adjunto do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, São Luís, Brasil. Suas principais áreas de interesse incluem sistemas de controle, sistemas de acionamento CA de alto desempenho, eletrônica de potência e sistema de energias renováveis.

Felipe Simões Freitas e Silva, nascido em 19/03/1988 em São Luís, Maranhão, Brasil, é Engenheiro Eletrônico (2012) pela Universidade Federal de Pernambuco e atualmente é aluno do Curso de Mestrado em Engenharia de Eletricidade na Universidade Federal do Maranhão. Suas principais áreas de interesse são eletrônica de potência, sistemas de geração elétrica baseados em fontes renováveis de energia e minirredes.