

SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA COM TECNOLOGIA ON/OFF GRID

ALLAN U. BARBOSA¹, BRUNO R. DE ALMEIDA¹, DEMERCIL DE S. OLIVEIRA JR¹, JÉSSICA S. GUIMARÃES¹

¹ Grupo de Processamento de Energia e Controle, Dep. de Eng. Elétrica, Universidade Federal do Ceará
Caixa Postal 6001, CEP 60455-760, Tel.: +55 (85) 3366-9586 – Fortaleza – CE
E-mails: allanuchoa@hotmail.com, almeida.bruno@dee.ufc.com,
demercil@dee.ufc.br, jessica@dee.ufc.br

Abstract — This paper presents the development of a distributed generation system using renewable energy, with technology on / off grid, ie when there is a drop in the power grid, the system disconnects but continues to feed some local loads. The proposed system consists of a wind generator, solar panels, a battery bank and two converters developed in the laboratory. The first converter, a rectifier type bridgeless boost, is dedicated to the wind generator. This is responsible for the speed control and tracking the maximum power point (MPPT - Maximum Power Point Tracking). The second converter, AC-DC converter bi-directional multi-port, connects these energy sources to the grid, the main functions: Setting the converter bus wind generator; performing the charge and discharge of the battery bank; MPPT in photovoltaic panels; and energy injection generated in the local grid. After studying the art of distributed generation and the context of the proposed system are described the two converters developed in the laboratory, where it is made a brief analysis of each of them. Simulation results preliminary experimental results are presented validating the developed analysis and operation of developed topologies.

Keywords — Bridgeless boost rectifier, distributed generation, multiport converter.

Resumo — Este artigo apresenta o desenvolvimento de um sistema de geração distribuída utilizando fontes renováveis de energia com tecnologia on/off grid, ou seja, quando há uma queda na rede elétrica, o sistema desconecta-se mas continua alimentando algumas cargas locais. O sistema proposto é composto por um gerador eólico, painéis fotovoltaicos, um banco de baterias, e dois conversores desenvolvidos em laboratório. O primeiro conversor, um retificador do tipo *bridgeless boost*, é dedicado ao gerador eólico. Este é responsável por fazer o controle da velocidade e o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*). O segundo conversor, um conversor CA-CC bidirecional multiportas, faz a conexão destas fontes de energia com a rede elétrica, tendo como principais funções: Regular o barramento do conversor do gerador eólico; realizar a carga e descarga do banco de baterias; MPPT nos painéis fotovoltaicos; e injeção da energia gerada na rede local. Após uma visão da geração distribuída e a contextualização do sistema proposto, são descritos os dois conversores desenvolvidos em laboratório, onde é feita uma breve análise de cada um deles. Resultados de simulação e resultados experimentais preliminares são apresentados validando a análise desenvolvida e o funcionamento das topologias propostas.

Palavras-chave — Conversor multiportas, geração distribuída, retificador *bridgeless boost*.

1 Introdução

Geração distribuída (GD) é uma expressão utilizada para designar a produção de energia elétrica junto, ou próximo, ao consumidor, trazendo como principais vantagens: Redução no custo, pois utiliza-se linhas de transmissões mais curtas; Minimização de impactos ambientais; entre outros (MME, 2015). De acordo com o PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, documento que regula os procedimentos adotados no sistema de distribuição, é definida uma microgeração distribuída como sendo uma central geradora de energia elétrica cuja potência instalada seja menor ou igual a 100 kW. Define ainda que esta central utilize como base fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

Quando combinadas diferentes tecnologias de geração distribuída de pequeno porte, sistemas de armazenamento de energia, sensores, equipamentos de proteção e controle, essa configuração resulta em uma micro-rede, que é aliada a um software para controlar e gerenciar a oferta e demanda de energia para um sistema energético de dimensão comunitária (ZHANG, 2011).

Uma microrrede é definida como um grupo interligado de cargas e recursos de energia distribuídos, delimitado por fronteiras elétricas claramente definidas, que age como uma única entidade controlável com relação à rede elétrica principal e que se conecta e desconecta da rede para permitir operar em ambos os modos, ligada à rede ou ilhada da rede (BAHRAMIRAD e CAMM, 2012).

As topologias de microrrede diferenciam-se principalmente devido ao barramento ao qual fontes, cargas e sistema de armazenamento estão conectados. Esse barramento pode ser em corrente contínua (CC) ou corrente alternada (CA) o qual influi diretamente no controle dos conversores. A topologia de microrrede tratada nesse trabalho possui ambos os barramentos (CC e CA), permitindo maior flexibilidade em relação à ligação das cargas, porém maior complexidade no controle, (LEE, HAN e CHOI, 2010).

Sistemas com barramento CC é uma das principais formas de economia de energia e diminuição de emissão de CO₂ uma vez que a presença dele consegue melhorar significativamente a eficiência do sistema devido à redução do número de estágios de conversão de potência.

Objetivando atender a um conjunto de cargas, priorizando a operação no ponto de maior eficiência dos recursos de energia distribuídos, e sempre que possível gerenciando o armazenamento de energia, é necessário conhecer as fontes de geração, o sistema de armazenamento e as cargas que compõem esta microrrede.

Conhecido os elementos, é possível escolher a topologia da microrrede e assim determinar os conversores eletrônicos necessários, além da forma de controlá-los para que os objetivos mencionados sejam alcançados. Sendo assim, este arranjo inteligente de pequena escala é projetado para suprir energia para seus próprios consumidores.

A Figura 1 mostra o sistema de geração distribuída proposto neste trabalho que comporta: Um sistema de acumulação em baterias; Geração fotovoltaica com um arranjo de painéis; e Geração eólica, com um sistema composto por um gerador eólico e um conversor eletrônico (Conversor A). A conversão de potência desses três sistemas é executada em um único estágio de potência (Conversor B). A microrrede conta com duas entradas energéticas: rede local e sistema de geração distribuída.

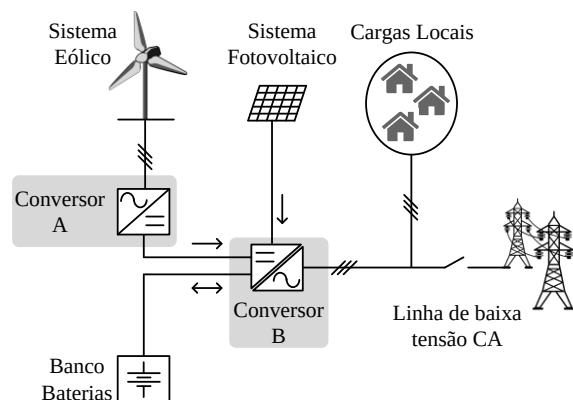


Figura 1. Sistema de geração distribuída proposto.

Sistemas de armazenamento são dispositivos de rápida resposta que adicionam flexibilidade ao controle da microrrede. Esses sistemas fazem a operação ilhada das microrredes se tornar possível, armazenando energia em momentos com potência em excesso e gerando energia em intervalos de baixa geração (CHOI, 2008).

Em uma microrrede, os sistemas de armazenamentos são utilizados por duas razões principais: esses sistemas têm a capacidade de atenuar a frequente e rápida variações de potência gerada das fontes renováveis de energia. Somado a isso, conseguem solucionar problemas de volatilidade e intermitência associados a fontes de energia renovável. A segunda razão está relacionada ao balanceamento entre geração e demanda, principalmente devido à contínua variação das cargas da microrrede. O sistema de armazenamento dá a possibilidade de estocar energia nos períodos de taxas mais baixas da energia elétrica local e utilizar essa energia armazenada em períodos de taxas elevadas.

2 Conversores Propostos

Para o sistema de geração distribuída proposto foram desenvolvidos dois conversores eletrônicos: o primeiro é um retificador do tipo *Bridgeless Boost*, com correção de fator de potência, conectado no gerador eólico; O segundo é um conversor CC-CA bidirecional multiportas, onde são conectados o barramento eólico, banco de baterias e painéis fotovoltaicos, e é feito o controle da corrente injetada na rede elétrica.

2.1 Retificador Bridgeless Boost

Este tipo de retificador apesar de possuir número elevado de semicondutores, apresenta como principais vantagens: redução de perdas por condução visto que existem apenas dois semicondutores no caminho do fluxo de potência a cada instante; redução de interferências eletromagnéticas (do inglês, *Electromagnetic interference* - EMI) em razão de o indutor estar presente no lado da tensão alternada; simplicidade dos circuitos de drivers (dispensam proteções de curto de braço, fontes isoladas de alimentação, etc.) uma vez que todos os semicondutores ativos estão conectados no mesmo potencial (terminal emissor em comum); simplicidade de controle posto que os semicondutores de cada fase podem operar com o mesmo sinal de comando (comando simétrico). O esquemático do retificador proposto é apresentado na Figura 2.

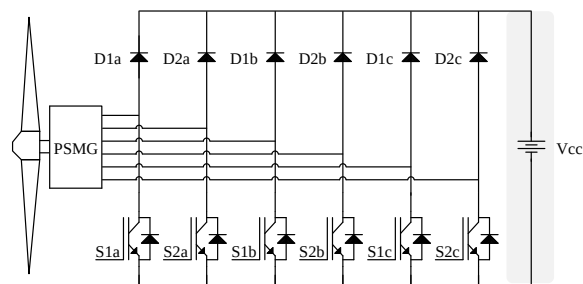


Figura 2. Retificador Bridgeless Boost.

Para o controle deste estágio utilizou-se a estratégia de auto-controle (*self-control*). Esta técnica de controle indireto da corrente tem como principal vantagem não necessitar da geração de uma referência para corrente, e é um método eficiente para aplicação proposta. A realimentação de corrente é multiplicada por um ganho k_i gerando assim os pulsos PWM (Pulse Width Modulation), onde este ganho k_i determina o torque resistente no gerador da turbina eólica.

A Figura 3 expõe o esquemático equivalente do controle proposto para a i -ésima fase do sistema. Os controladores digitais calculam os valores de $k_{i(Potencial)}$ e $k_{i(mppt)}$ e a função de mínimo determina qual será o k_i efetivo. Assim, juntamente com o valor de realimentação de corrente $I_{gi}(t)$, caracteriza-se o sinal modulante o qual é comparado com a portadora $V_{portadora}$ para, por fim, serem obtidos os sinais de gatilho S1a e S2a idênticos (comando simétrico).

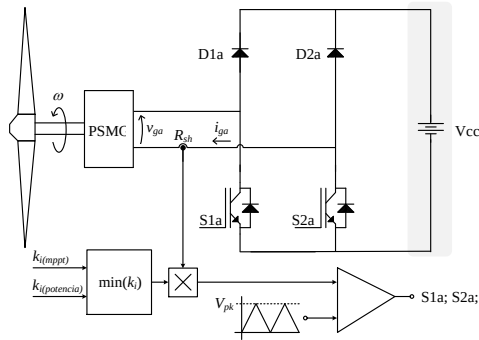


Figura 3. Técnica de auto-controle aplicada ao retificador.

Para limitar a potência produzida pela turbina existem algumas formas, dentre os quais se destacam o controle por *pitch*, estol passivo e estol ativo. Em (GUIMARÃES, 2015), são evidenciadas as diferenças de comportamento entre tais sistemas..

Uma turbina que opera com estol passivo é projetada com um ângulo de passo o qual garanta que a máxima potência fornecida pela turbina seja inferior ao valor nominal desejado de potência. Para a potência nominal desejada, isto só é possível para β constante e inferior a zero. Desta forma, uma perda de potência (região 1) é inevitável, uma vez que o melhor aproveitamento de energia é dado para $\beta = 0$

De modo a evitar a perda de potência da região 1 inerente ao controle por estol passivo e o *overshoot* de potência demarcado pela região 2 intrínseco ao controle por estol ativo com molas, poder-se-ia utilizar o controle por *pitch*, mas este se apresenta economicamente inviável. Assim, propõe a utilização de um controlador de potência eletrônico que irá atuar na região III em conjunto com o sistema de estol ativo composto por molas presente na turbina VERNE555. Este controlador atua modificando a velocidade angular ω de modo que a potência extraída seja grampeada no valor nominal garantindo que o sistema proposto opere conforme exposto na Figura 5.

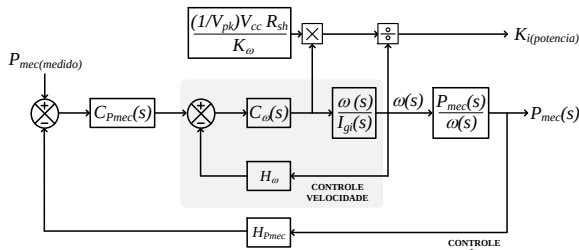


Figura 4. Esquematismo detalhado da malha de controle de limitação de potência

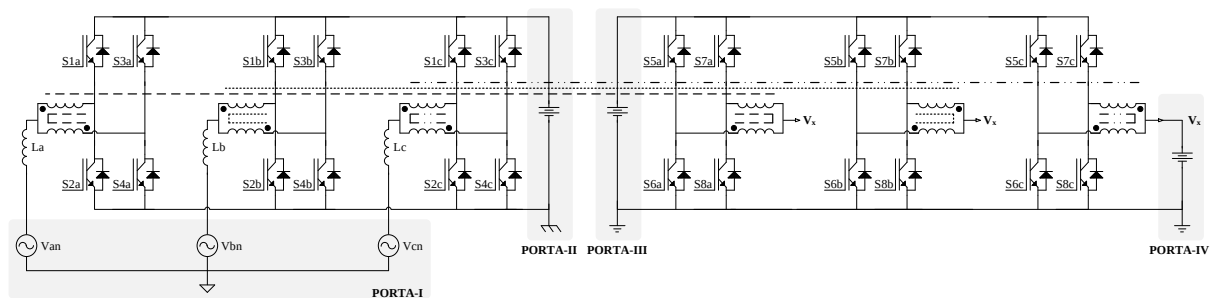


Figura 5. Conversor CA-CC bidirecional multi-portas.

Neste esquemático podem ser vistos: os controladores de velocidade angular $C_{\omega}(s)$ e de potência mecânica $C_{Pmec}(s)$; os ganhos de realimentação de velocidade H_{ω} e de potência H_{Pmec} ; as funções de transferência que ditam o comportamento do sistema $\omega(s)/I_{gi,pico}(s)$ e $P_{mec}(s)/\omega(s)$ a partir das quais serão projetados os controladores; e a relação a partir da qual se determina $k_i(P_{nominal})$.

2.2 Conversor CA-CC Bidirecional Multiportas

O conversor CA-CC bidirecional multiportas, apresentado na Figura 5, tem como principal vantagem conectar diversas fontes e fazer o controle do fluxo de potência entre estas (ALMEIDA, 2015). Para aplicação proposta, em cada porta deste conversor tem-se conectada uma fonte de energia, sendo:

- Porta-I – Rede elétrica. Nesta porta o controlador é responsável pela injeção de energia gerada pelas fontes renováveis na rede;
- Porta-II – Barramento eólico, onde o controlador deve manter este barramento estabilizado.
- Porta-III – Painéis Fotovoltaicos. Controlador deve fazer o rastreamento de máxima potência.
- Porta IV – Banco de Baterias, onde é feito o controle de carga e descarga destas baterias.

A estratégia de controle utilizada na topologia proposta é apresentada na Figura 6. Para o controle do lado primário do conversor é utilizado o método convencional de controle em eixos síncronos (TEODORESCU, 2011). Para a obtenção do ângulo de sincronismo com a rede, ângulo θ , utiliza-se o circuito q-PLL (SASSO, 2012).

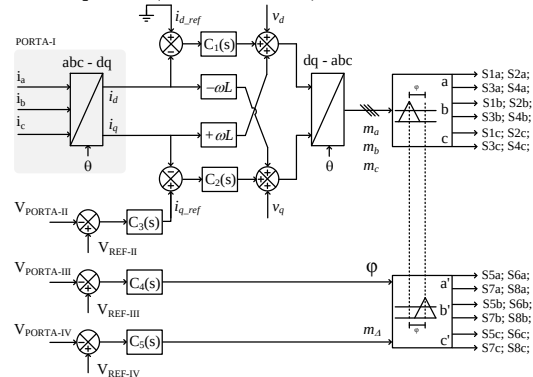


Figura 6. Diagrama do controle do conversor multiportas.

Para obter um fator de potência unitário utiliza-se a referência i_d igual a zero. A referência i_q é obtida pelo compensador de tensão $C_3(s)$, responsável pela regulação da tensão sobre o barramento primário (Porta-II). Os sinais obtidos pelos compensadores $C_1(s)$ e $C_2(s)$ das malhas das correntes, i_q e i_d , são utilizados na transformada inversa de Park para gerar as moduladoras m_a , m_b e m_c . Utiliza-se a modulação, com duas portadoras triangulares defasadas em 180° , para cada ponte completa. Os sinais das moduladoras são comparados com as portadoras e geram os sinais de gatilho para as chaves do lado primário do conversor. O controle do fluxo de potência é feito utilizando a técnica de *phase-shift*, onde a variação do ângulo entre as portadoras resulta na variação do ângulo entre as tensões aplicadas pelas pontes primárias e secundárias, e como consequência o controle da potência transferida. Este ângulo, denominado ângulo ϕ , é calculado pelo compensador $C_4(s)$, assim tem-se o controle do barramento da Porta-III. Para o controle da tensão na Porta-IV é utilizado o compensador $C_5(s)$ que define o valor da razão cíclica aplicada nas chaves do secundário do conversor.

A função de transferência utilizada para o projeto dos controladores das correntes dq, é descrita por:

$$G_{i_{dq}}(s) = \frac{i_{dq}(s)}{D_{dq}(s)} = \frac{V_{PORTA-II}}{s \cdot L_{in} + r_{Lin}} \quad (1)$$

Para o projeto dos controladores analógicos foi utilizado o método do fator-k (VENABLE, 1983). Com este método é possível projetar um compensador que garanta para o sistema em malha fechada, uma frequência de cruzamento e uma margem de fase, definidas em projeto. Este método disponibiliza dois tipos de controlador, como mostra a Figura 7.

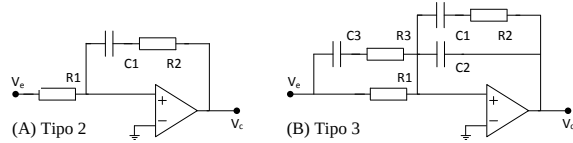


Figura 7. Controladores Tipo2 e Tipo3 (fator-k).

Adotando como parâmetros para malha de corrente uma frequência de cruzamento de 12,5 kHz e uma margem de fase de 60° , foi projetado um compensador do Tipo 3 para o controle das correntes dq. Na Figura 8 é apresentado o diagrama de Bode da função de transferência em laço aberto com compensador, nota-se que o controlador atua mantendo as especificações de projeto.

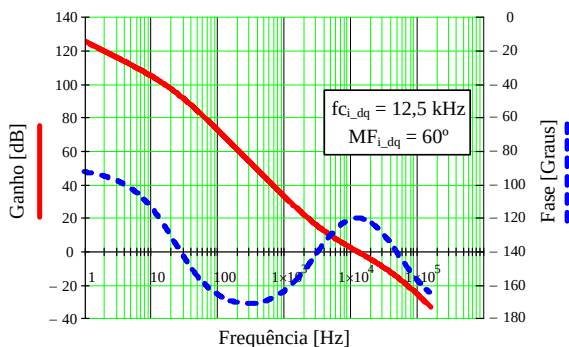


Figura 8. FTLA c/ compensador – Correntes dq.

Variando a corrente entregue pelo retificador, tem-se o controle da tensão do barramento do primário ($V_{PORT-II}$). Este processo pode ser descrito pela função de transferência:

$$G_{V_{PORT-II}}(s) = \frac{v_{oPORTA-II}(s)}{i_{ret_saida}(s)} = \frac{1}{s \cdot C_{oPORTA-II}} \quad (2)$$

Para o controle da tensão deste barramento, foi utilizado um controlador do Tipo 2. Como parâmetros de projeto determinou-se uma frequência de cruzamento de 36 Hz e uma margem de fase de 75° . Esta malha de tensão deve ser muito mais lenta que a malha de corrente, pois assim garante-se que é eliminado a ondulação de 120Hz do retificador. Na Figura 9 tem-se o diagrama de Bode a função de transferência em laço aberto da tensão no barramento primário compensada.

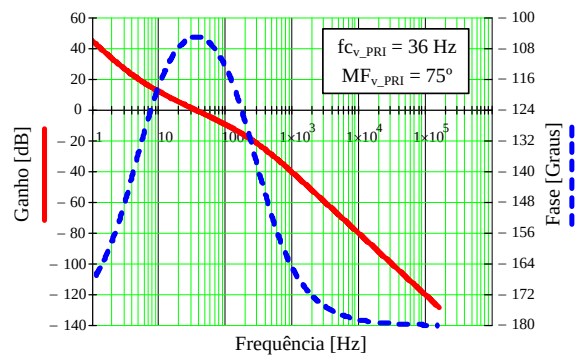


Figura 9. FTLA c/ compensador – $V_{PORTA-II}$.

A modelagem da malha de tensão do secundário ($V_{PORT-III}$) é feita utilizando o modelo proposto em (SANTOS, 2011), que se baseou na teoria generalizada de *gyrator* (BARAZARTE, 2010). A função de transferência da tensão no barramento secundário em função da variação do ângulo ϕ é dada por:

$$G_{V_{PORT-III}}(s) = \left[\frac{V_{oPORT-II}}{\omega_c \cdot L_{SEC}} \cdot \phi \cdot \left(1 - \frac{|\phi|}{\pi} \right) \right] \cdot \frac{R_{oSEC}}{R_{oSEC} \cdot C_{oSEC} + 1} \quad (3)$$

Projetou-se assim um controlador, do Tipo 2, para garantir uma margem de fase de 60° e uma frequência de cruzamento de 240 Hz. Na Figura 10 é apresentado o diagrama de Bode da função de transferência em laço aberto da tensão no barramento secundário com compensador.

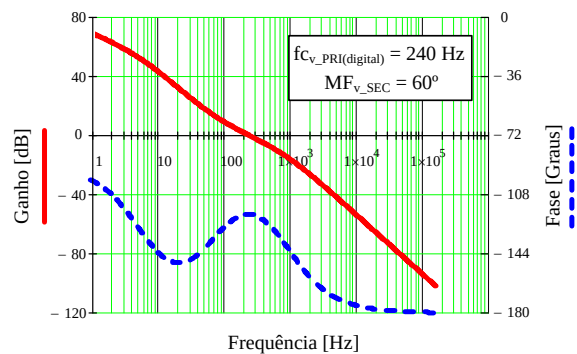


Figura 10. FTLA c/ compensador – $V_{PORTA-III}$.

Pode-se observar que para todos controladores apresentados o projeto utilizando o método fator-k demonstrou-se bastante eficiente.

3 Resultados de Simulação

Os resultados de simulação foram obtidos utilizando o software PSIM (da PowerSim), onde foi possível validar as principais malhas de controle e o funcionamento das topologias propostas. Os resultados apresentados nesta seção focam no algoritmo de MPPT, pois este é mais difícil de obter experimentalmente.

Para validar o funcionamento do algoritmo de MPPT a Figura 11 apresenta a resposta do controlador para três degraus de vento (6-8 m/s; 8-10 m/s; e 10-8 m/s). Quando a velocidade do vento aumenta, o torque imposto pela turbina se torna maior que o torque resistente imposto pelo gerador o que acarreta um aumento na velocidade angular da turbina. O algoritmo atua de modo a aumentar o torque resistente até o novo ponto de equilíbrio quando a velocidade para de aumentar.

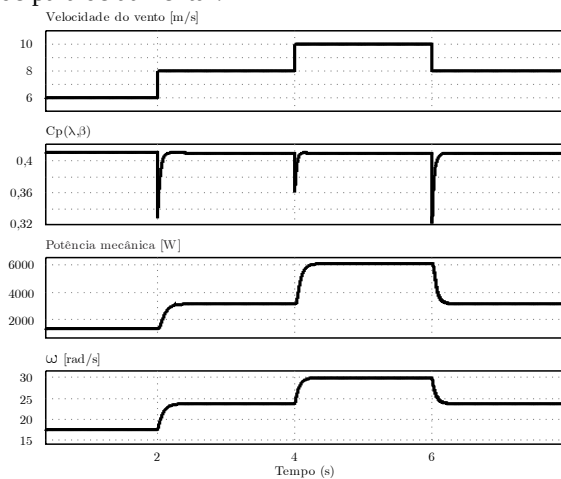


Figura 11. Resposta do algoritmo de MPPT.

Para velocidades do vento superiores a 10 m/s, o modo MPPT é desativado e o algoritmo de limitação de potência mecânica entra em operação, como mostra a Figura 12, onde são aplicados dois degraus de velocidade do vento (20-26 m/s e 26-20 m/s). Nota-se que a potência mecânica no gerador fica estabilizada em 7 kW e a potência elétrica entregue ao conversor é mantida em 6 kW, apresentando um sobressinal aceitável, tendo em vista a magnitude do degrau aplicado.

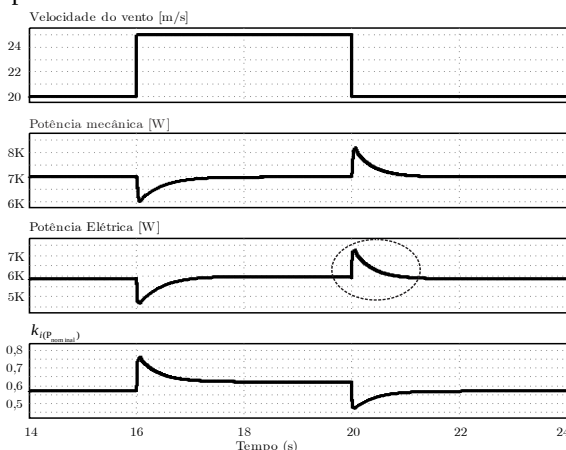


Figura 12. Resposta dinâmica da malha de velocidade angular.

4 Protótipos Experimentais

Os parâmetros e especificações utilizados no projeto do retificador *Bridgeless Boost* e no conversor CA-CC multiportas, são apresentados na Tabela 1 e Tabela 2, respectivamente.

Tabela 1. Características do retificador *Bridgeless Boost*.

Potência Nominal	6 kW
Tensão do link CC	700 V
Tensão de linha da rede	380 V _{rms}
Frequência da rede	60 Hz
Frequência de chaveamento	21 kHz

Tabela 2. Características do conversor CA-CC multiportas.

Potência Nominal	6 kW
Tensão de linha da rede (Porta-I)	380 V _{rms}
Frequência da rede	60 Hz
Tensão do link CC (Porta-II)	700 V
Tensão do link CC (Porta-III)	400 V
Tensão do link CC (Porta IV)	96 V
Frequência de chaveamento	21 kHz

Na Figura 13 tem-se as formas de onda da corrente e da tensão em uma das fases do gerador eólico. Nota-se que o controle atua mantendo a corrente senoidal com alto fator de potência (FP = 0,997) e com baixa distorção harmônica (THD = 1,34%).

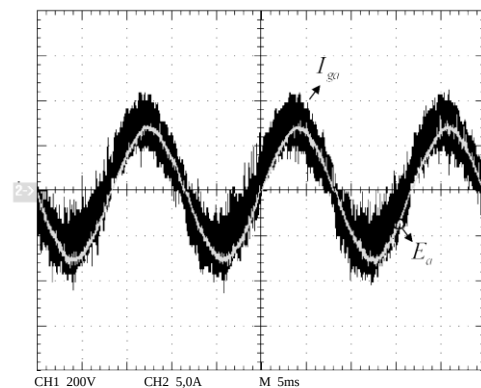


Figura 13. Corrente no retificador (Ch1: 5,00A/div) e tensão induzida no gerador (Ch2: 100V/div).

Para validar as malhas de controle do primário do conversor multiportas, na Figura 14 são mostradas as correntes drenadas da rede (I_{La} , I_{Lb} e I_{Lc}) junto com a tensão de fase V_{cn} .

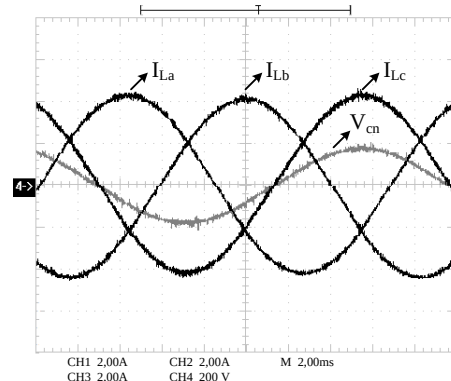


Figura 14. Correntes drenadas da rede: I_{La} (Ch1: 2,00A/div), I_{Lb} (Ch2: 2,00A/div) e I_{Lc} (Ch3: 2,00A/div); e tensão de fase V_{cn} (Ch4: 200V/div).

Nota-se que a malha de corrente tem uma boa resposta proporcionando um THD menor que 2%, com um fator de potência de 0,998.

Na Figura 15 são aplicados dois degraus de carga na saída do conversor. No instante t_0 é aplicado um degrau negativo de 35% para 70%, e no instante t_1 um degrau positivo de 70% para 35%. Tanto os controladores das tensões de barramento primário e secundário atuaram satisfatoriamente controlando as tensões em 400 V e 227 V, respectivamente, com um sobre sinal menor que 10% e um tempo de resposta de aproximadamente 100 ms.

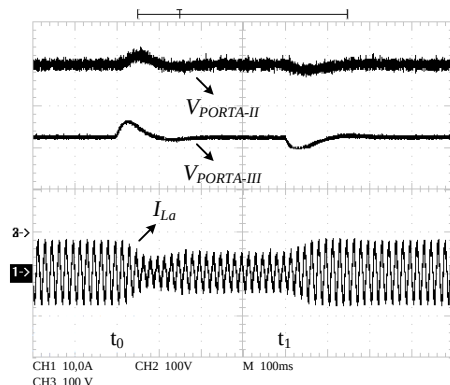


Figura 15. Corrente de entrada I_{La} (Ch1: 10,0A/div), tensão no barramento primário (Ch2: 100V/div) e tensão no barramento secundário (Ch3: 100V/div).

O retificador *Bridgeless Boost* e o conversor CA-CC bidirecional multiportas, apresentaram uma eficiência de 94,55% e 92,32%, respectivamente.

4 Conclusão

Este trabalho apresentou um sistema de geração distribuída utilizando fontes renováveis de energia, com tecnologia on/off grid, assim em caso de queda da rede elétrica, o conversor se desconecta da mesma, mas continua alimentando algumas cargas. O sistema proposto faz o uso de dois conversores desenvolvidos em laboratório.

O primeiro conversor, um retificador do tipo *bridgeless boost*, é conectado a um gerador eólico de 6 kW e tem como principais funções: Fazer o rastreamento de máxima potência; e o controle de velocidade da turbina. No decorrer do trabalho é descrito o conversor e o método de controle utilizado.

O segundo conversor proposto é um conversor CA-CC bidirecional multiportas, que tem como principal vantagem conectar diversas fontes/cargas e fazer o controle do fluxo de potência entre elas. A modulação e o método de controle são descritos no trabalho.

Os resultados experimentais preliminares apresentados foram bastante satisfatórios, validando o funcionamento das topologias e dos controladores projetados. Ambos os conversores estão em fase de testes e aprimoramento. Resultados experimentais com o sistema completo interligado à rede, serão apresentados em trabalhos futuros.

Agradecimentos

Aos membros do grupo de Processamento de Energia e Controle (GPEC), aos órgãos de fomento à pesquisa CAPES e CNPq, e à Energia Pecém por todo suporte.

Referências Bibliográficas

- Almeida, B. R. de; Oliveira Junior, D. S. (2015) Modulation technique for a single-stage three-phase bidirectional AC/DC converter with PFC and high-frequency isolation. COBEP/SPEC, Fortaleza/CE, pp. 1-6.
- Bahramirad, S.; Camm, E (2012). Practical modeling of Smart Grid SMS™ storage management system in a microgrid. T&D conference, pp.1-7.
- Barazarte, R. Y.; Gonzalez, G. G.; Ehsani, M. (2010) Generalized Gyrator Theory. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 25, nº. 7, pag. 1832-1837.
- Choi, S. S.; Tseng, K. J.; Vilathgamuwa, D. M.; Nguyen, T. D. (2008) Energy storage systems in distributed generation schemes. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-8.
- Lee, J.; Han, B.; Choi, N. (2010) DC micro-grid operational analysis with detailed simulation model for distributed generation. ECCE congress, pp. 3153-3160.
- Guimarães, J. S.; Oliveira Junior, D. S. (2015) Limiting power control strategy combining spring system and speed control feasible to small WECS. COBEP/SPEC, Fortaleza/CE, pp. 1-6.
- Ministério de Minas e Energia (2014). Energia Eólica no Brasil e Mundo. Brasília – DF. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/> Acesso em: 23 set. 2015.
- Santos, W. M. D. (2011) Estudo e implementação do conversor TAB (Triple Active Bridge) aplicado a sistemas renováveis solares fotovoltaicos. Tese Doutorado em Engenharia Elétrica (Universidade Federal de Santa Catarina), Florianópolis/SC.
- Sasso, E. M.; et al. (2002). Investigação dos Modelos de Circuitos de Sincronismo Trifásicos Baseados na Teoria das Potências Real e Imaginária Instantâneas (p-PLL e q-PLL). 13º CBA, pp. 480-485.
- Teodorescu, R.; Liserre, M. e Rodríguez, P. (2011). Grid converters for photovoltaic and wind power systems. John Wiley & Sons.
- Venable, H. D. (1983) The k-factor: A New Mathematical Tool for Stability Analysis and Synthesis. POWERCON, San Diego, USA.
- Zhang, L.; Wu, T.; Xing, Y.; Sun, K.; Gurrero, J. M. (2011) Power control of DC microgrid using DC bus signaling. APEC conference, Fort Worth-TX, pp. 1926-1932.