

SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA INTERLIGADO À REDE ELÉTRICA

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

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: jessica@dee.ufc.br, allmeida@gmail.com, demercil@dee.ufc.br

Abstract — This paper presents the development of a wind energy conversion system (WECS) with permanent magnet synchronous generator (PMSG) operating at variable speed. The energy processing circuit is divided into two stages. In AC-DC stage are used a unidirectional three-phase bridgeless boost topology, which absorbs the energy supplied by the generator and injects it into the DC link. In this converter, the self-control technique allows the current extraction with low THD and high power factor. Furthermore, a maximum power point tracking (MPPT) determines the rotational speed of the generator that will ensure the proper operating point. On the DC-AC conversion stage, a three-phase full-bridge inverter, whose control is based on the conventional synchronous axis (dq), comes energy to the grid complying with the regulatory requirements. A complete theoretical analysis, modeling and control is presented as well as the simulation results considering the prototype with a rated power of 6 kW equivalent of wind turbine used. Experimental results are shown with the THD of about 2,3% of the current inject in the grid and the efficiency of 94,55%.

Keywords — Bridgeless boost rectifier, Self-control technique, WECS.

Resumo — Este artigo apresenta o desenvolvimento de um sistema de conversão de energia eólica (WECS - *Wind Energy Conversion System*) com gerador síncrono de ímã permanente (PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*) operando com velocidade variável, instal. O circuito de processamento de energia é dividido em dois estágios. No primeiro estágio é utilizado uma topologia *boost bridgeless* trifásica unidirecional, onde utilizando a técnica de autocontrole, garante-se uma baixa taxa de distorção harmônica (THD - *Total Harmonic Distortion*) e alto fator de potência. Além disso, neste estágio é implementado um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*), permitindo o melhor aproveitamento da energia disponível no vento. No segundo estágio de conversão, tem-se um inversor trifásico, onde utilizando o método convencional de controle em eixos síncronos (dq) é injetado corrente na rede elétrica, cumprindo com as exigências normativas. Uma análise teórica das topologias utilizadas, modelagem e controle são apresentados. Assim como resultados de simulação, tanto dos conversores quanto da turbina eólica de 6 kW utilizada. Resultados experimentais são apresentados, onde chegou-se a um THD de 2,3% na corrente injetada na rede elétrica e uma eficiência de 94,55%.

Palavras-chave — Retificador bridgeless boost, Técnica de autocontrole, WECS.

1 Introdução

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) lançado em 2002 pelo governo brasileiro foi responsável pela alavancada nos empreendimentos eólicos com meta de obter 3.299,40 MW de capacidade instalada. Destes, 1.422,92 MW eram destinados a 54 usinas eólicas e o restante para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e usinas a base de biomassa. Embora na época, esta fosse a forma de extração mais cara (custo médio de R\$ 356,56 por MWh) e menos desenvolvida, grandes benefícios eram evidentes: diversificação da matriz energética o que garantia maior segurança no abastecimento (estudos apontaram que a fonte hídrica apresenta complementaridade sazonal com a fonte eólica ou biomassa); geração de empregos diretos e indiretos (estimado em cerca de 150 mil); redução da emissão de gases do efeito estufa; e incentivos aos avanços tecnológicos e industriais (o programa exigia uma nacionalização mínima de 90% dos equipamentos e serviços). Em 2006, Osório, usina instalada no Rio Grande do Sul, foi a primeira do programa a entrar em operação com capacidade de 50 MW.

A Figura 1 (ABEEólica, 2015) retrata a evolução da capacidade instalada de 2005 até o ano de 2015 e inclui no gráfico a projeção até 2019 demar-

cando a quantidade de potência que foi e vai sendo adicionada a cada ano. Estão inclusos neste levantamento usinas concedidas a partir do Proinfa, dos Ambientes de Contratação Livre (ACL) e Regulado (ACR) e de programas de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D).

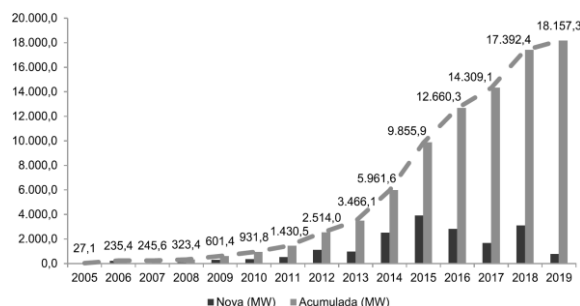


Figura 1. Evolução da capacidade de potência instalada a partir da fonte eólica no Brasil.

Embora tenha sido o Proinfa o marco inicial, o grande catalisador foi o primeiro Leilão de Energia Reserva exclusivo para fonte eólica (2º LER, realizado em 2009) no qual foi incentivada a competição por eficiência e preço. Foram vendidos 1.904,8 MW em 71 usinas e o preço chegou a R\$ 148,39/MWh (EPE, 2009). Nos demais leilões (principal instrumento de expansão do sistema elétrico), não se exigiram mais a fonte exclusivamente eólica e sim incen-

tivava a competição entre as diversas fontes de geração, mas a fonte eólica continuou garantindo seu sucesso de contratação. Dentre eles estão os Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e os que contratam energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração realizados com 5 anos (Leilões A-5), 3 anos (Leilões A-3) e 1 ano (Leilões A-1) de antecedência do início do suprimento.

Em 2012, o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), maior financiador de projetos eólicos, estabeleceu seis marcos que deveriam ser atingidos entre janeiro de 2013 e janeiro de 2016 (BNDES, 2012) os quais tem como objetivo aumentar gradativamente o conteúdo local dos aerogeradores (no que diz respeito a torre, pá, cubo e "nacelle"). Com estas medidas, o custo de produção aumentou porém de forma aceitável tanto que, em 2013, em recorde, foram contratados 4.682,1 MW.

Fruto dos ótimos números de contratações em leilões, em 2014, o Brasil adiciona uma capacidade instalada de 2,472 GW e passa a estar entre os 10 maiores produtores de energia elétrica a partir da energia dos ventos, segundo levantamento feito pelo Conselho Mundial de Energia Eólica (GWEC - *Global Wind Energy Council*).

O planejamento de expansão realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) aponta para uma capacidade instalada, a partir da fonte eólica, de 24 GW, em 2024, o que representará 11,6% da matriz elétrica nacional. A viabilização desta projeção se depara com alguns desafios. A deficiência na infraestrutura logística tem encarecido e até inviabilizado projetos. A dificuldade de transporte de equipamentos de grande porte, pela estrada ou pela navegação de cabotagem; a dificuldade de se estabelecer uma cadeia produtiva eficiente local; e a dificuldade enfrentada com o licenciamento ambiental, estão entre os maiores problemas a serem solucionados.

Em 2001, quando foi divulgado o primeiro Atlas do Potencial Eólico Brasileiro pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a estimativa era de 143 GW considerando torres de até 50 m de altura e excluindo desse montante o potencial *off shore*. Atualmente, os estados estão revisando seus mapas eólicos considerando a utilização de torres de mais de 120 m e estima-se um potencial de pelo menos 350 GW (MME, 2014). Além disto, o Brasil é um

dos países com maiores fatores de capacidade conforme pode ser verificado nos Boletins Mensais de Geração Eólica emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Proporcionalmente à evolução de grandes complexos eólicos, apresenta-se um crescimento na geração distribuída (conexão de pequenas centrais geradoras à rede de distribuição) a qual possui vantagem adicional de prover redução no carregamento e perdas no sistema de distribuição e geração (ANEEL, 2014).

É neste contexto emergente e promissor que se fomenta este trabalho. Uma aplicação voltada para a microgeração (central geradora com potência menor ou igual a 100 kW) conectada à rede elétrica. Para tal, adquiriu-se um gerador eólico de 6 kW, da empresa ENERSUD/RJ, o qual foi instalado na Universidade Federal do Ceará e se desenvolveu um conversor que viabiliza a injeção da energia extraída do vento à rede priorizando a qualidade e eficiência energética; cumprindo com a exigências normativas internacionais (IEEE Standard 1547/2003 e IEC Standard 61000-3-2/2014) e locais (NT-010/2012 da Coelce e o PRODIST/Módulo-3/2012 da ANEEL); e buscando sempre a redução de custos.

2 WECS Proposto

O WECS proposto é composto pela turbina eólica com PMSG; pelo conversor unidirecional totalmente controlado, denominado retificador *boost bridgeless* (estágio de conversão CA-CC); pelo link CC; pelo inversor trifásico ponte completa (estágio de conversão CC-CA); e pelo filtro de conexão com rede elétrica. Na Figura 2 apresenta-se o esquemático do WECS proposto e na Tabela 1 suas características elétricas.

Tabela 1. Características do WECS proposto.

Potência Nominal	6 kW
Tensão do link CC	700 V
Tensão de linha da rede	380 V _{rms}
Frequência da rede	60 Hz
Topologia do aerogerador	PMSG
Topologia do conversor CA-CC	Retificador <i>boost bridgeless</i>
Topologia do conversor CC-CA	Inversor ponte completa

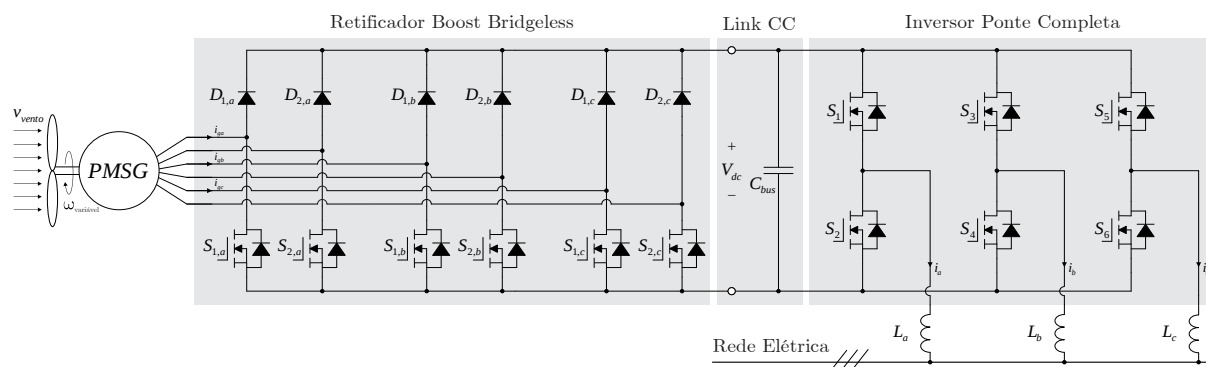


Figura 2. Topologia WECS proposto.

2.1 Aerogerador PMSG

A turbina eólica utilizada no sistema proposto é o modelo VERNE555, fabricada pela ENERSUD/RJ. Suas principais características são descritas na Tabela 2. Esta turbina apresenta o controle por estol ativo desenvolvido por meio de molas.

Tabela 2. Características da Turbina VERNE 555.

Diâmetro da Hélice	5,55 m
Número/tipo de pás	3 pás torcidas (5 aerofólios)
Proteção contra altas velocidades	Estol ativo
Potência a 10 m/s	6 kW
Número de pólos	30
Topologia do Gerador	PMSG com fluxo axial
Material do imã permanente	Neodímio-Ferro-Boro
Configuração Elétrica	Open-end winding
Indutância Síncrona	25 mH
Resistência do enrolamento	10 Ω
Constante	$K_{\omega} = 20,488713$
Peso Total	160 kg
Momento de Inércia	13,8 kg.m ²
Mecanismo de direcionamento	Leme

Este foi instalado no campus da Universidade Federal do Ceará próximo ao açude do departamento de Agronomia. A torre de sustentação foi fabricada pela empresa Zanatta Engenharia Ltda e instalada pela empresa Gram-Eollic, como pode ser visto na Figura 4, possui altura total de 12 m, tem estrutura de aço e possui peso aproximado de 1869 kg.



Figura 3. Instalação do aerogerador VERNE555.

2.2 Conversor CA-CC (boost bridgeless)

Este retificador do tipo *boost bridgeless*, 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 *emitter* em comum); simplicidade de controle posto que os semicondutores de cada fase podem operar com o mesmo sinal de comando (comando simétrico) (Huber, 2008).

Utilizou-se a estratégia de auto-controle (*self-control*) da corrente. 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, tornando possível a implementação de algumas técnicas avançadas de controle (Almeida, 2013).

A Figura 5 expõe o esquemático equivalente do controle proposto para a *i*-ésima fase do sistema proposto. Os controladores digitais calculam os valores de $k_{i(Pnominal)}$ e $k_{i(mppt)}$ e a função de mínimo determina qual será o k_i efetivo que será utilizado. 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 $vg_{s1,i}$, $vg_{s2,i}$ idênticos (comando simétrico).

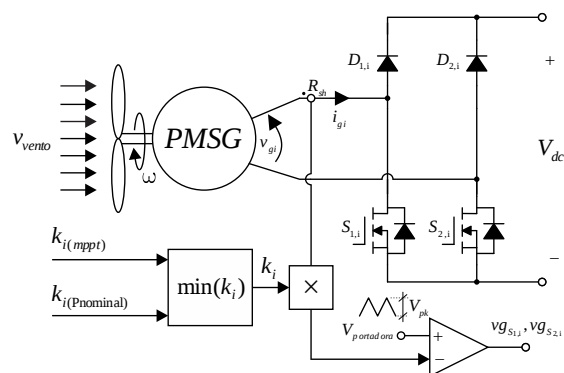


Figura 4. Esquemático da técnica de autocontrole.

Para limitar a potência produzida pela turbina existem algumas formas dentre os quais se destacam o controle por *pitch*, estol passivo e ativo (Burton, 2011). Na Figura 6 são evidenciadas as diferenças de comportamento entre tais sistemas. Em todos os casos, na região II está operando um algoritmo de MPPT e na região III o sistema se encontra com velocidade angular ω constante.

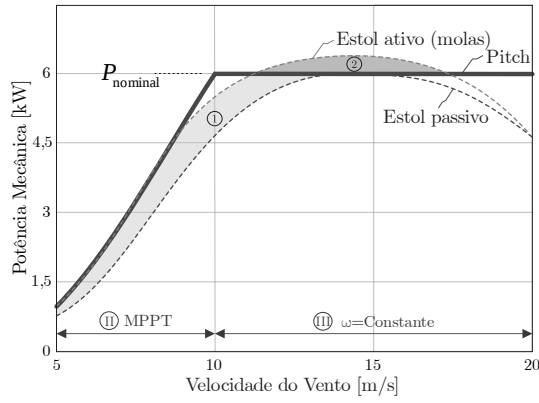


Figura 5. Curvas de potência para diferentes técnicas de limitação de potência.

Uma turbina que opera com estol passivo é projetada com um ângulo de passo que garanta 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 7.

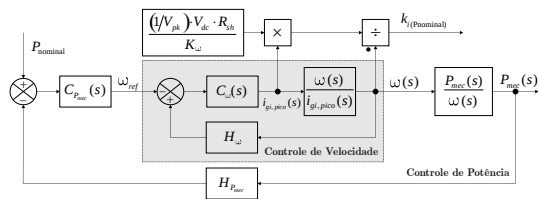


Figura 6. Malha de controle de limitação de potência.

Neste esquemático podem ser vistos: os controladores de velocidade angular $C_\omega(s)$ e de potência $C_{p_mec}(s)$; os ganhos de realimentação de velocidade H_ω e de potência H_{p_mec} ; 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 $k_{i(Pnominal)}$.

Na região do MPPT deseja-se que o sistema esteja operando no ponto ótimo ($C_{p,m\acute{a}x}$ e $\lambda_{\acute{o}timo}$). Assim, a máxima potência mecânica é calculada por (1) e o torque ótimo imposto na turbina por (2).

$$P_{mec,m\acute{a}x} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{\omega^3}{\lambda_{\acute{o}timo}^3} \cdot C_{p,m\acute{a}x} = K_{\acute{o}timo} \cdot \omega^3 \quad (1)$$

$$T_{turbina} = \frac{P_{mec,m\acute{a}x}}{\omega} = K_{\acute{o}timo} \cdot \omega^2 \quad (2)$$

Esta potência mecânica máxima deve ser convertida para potência elétrica (5), que pode ser escrita em função da velocidade angular e k_i . A partir de (1) e (3) pode-se chegar a equação (4) que define o ganho $k_{i(mppt)}$.

$$P_{3\phi(gerador)} = 3 \cdot \frac{E_i}{\sqrt{2}} \cdot \frac{I_{gi}}{\sqrt{2}} = \frac{3}{2} R_{sh} \cdot \left(\frac{1}{V_{pk}} \right) \cdot V_{dc} \cdot K_{\acute{o}timo} \cdot \frac{\omega^2}{k_i} \quad (3)$$

$$k_{i(mppt)} = \frac{3 \cdot K_{\acute{o}timo}^2}{2 \cdot R_{sh} \cdot \left(\frac{1}{V_{pk}} \right) \cdot V_{dc} \cdot K_{\acute{o}timo}} \cdot \frac{1}{\omega} = K_i \cdot \frac{1}{\omega} \quad (4)$$

Resumidamente, o algoritmo de MPPT monitora a velocidade angular ω e calcula o valor de $k_{i,mppt}$ (responsável pela circulação de uma corrente $i_{gi,pico}(t)$ e um torque resistente imposto pelo gerador $T_{gerador}$), de modo que o sistema permaneça operando em torno do ponto de máxima potência.

2.2 Estágio CC-CA (Inversor Trifásico)

O estágio CC-CA é composto por um inversor fonte de tensão de dois níveis o qual é responsável por controlar a tensão do link CC e a potência transferida para a rede (Blaabjerg, 2006).

Um dos aspectos mais delicados a ser destacado quando se considera o controle desta potência se trata do sincronismo entre as tensões trifásicas impostas pelo barramento da rede e as correntes injetadas pelo conversor (Teodorescu, 2011). Para tal, utiliza-se do conceito de *Phase Locked Loop* (PLL) o qual provém técnicas de sincronismo rápidas, precisas, com altos índices de rejeição a distúrbios, presenças de harmônicas, desequilíbrios de tensão, etc. Dentre as técnicas de PLL baseadas na teoria das potências instantâneas encontradas na literatura, optou-se por utilizar a técnica *Quadrature Phase Locked Loop*, q-PLL (Sasso, 2012).

Na Figura 8 tem-se a arquitetura do sistema e controle proposto. Deseja-se que o conversor opere com fator de potência unitário, ou seja, a potência reativa entregue à rede elétrica deve ser nula. Para tal, a referência da corrente de eixo direto i_{d_ref} deve ser nula. Já a referência da corrente de eixo em quadratura i_{q_ref} é determinada pela malha de tensão do link CC, a qual controla a tensão nesse barramento.

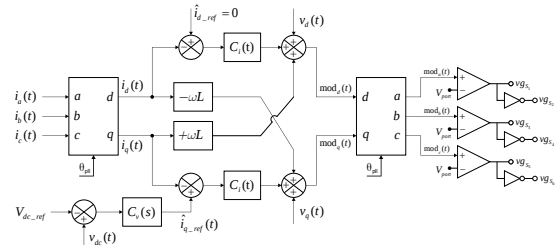


Figura 7. Arquitetura do sistema de controle do estágio CC-CA.

Nota-se que para manter o barramento estabilizado o controle atua injetando menos ou mais energia na rede, e caso necessário pode até consumir energia para manter a tensão do barramento (característica bidirecional da topologia).

3 Resultados de Simulação

Os resultados de simulação foram obtidos utilizando o software PSIM (da PowerSim), onde buscou-se validar o algoritmo de MPPT as principais malhas de controle.

A Figura 8 apresenta a atuação do algoritmo de MPPT para diversos degraus de velocidade do vento. 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 e, conforme pode ser visto, o coeficiente de potência é mantido no valor máximo de 0,41.

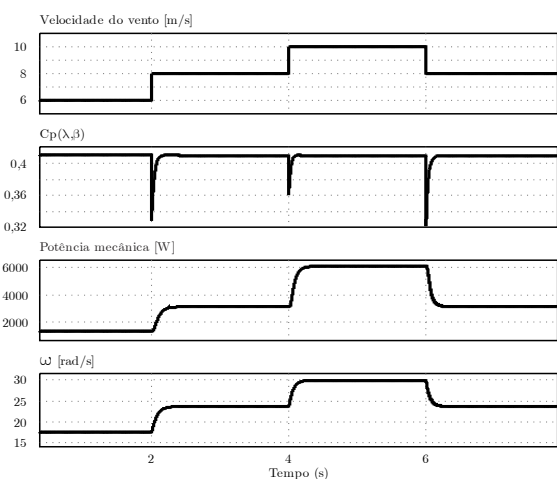


Figura 8. Resposta do algoritmo de MPPT.

Na Figura 9, confere-se a resposta desta malha de corrente para um degrau de 20 m/s para 25 m/s (valores extremos de velocidade do vento para os quais jamais deveria haver rastreamento de máximo ponto de potência). Nota-se que nestas condições extremas de velocidade do vento, a potência mecânica do gerador é regulada em 7 kW assim como a potência elétrica em 6 kW, validando assim o controlador de potência.

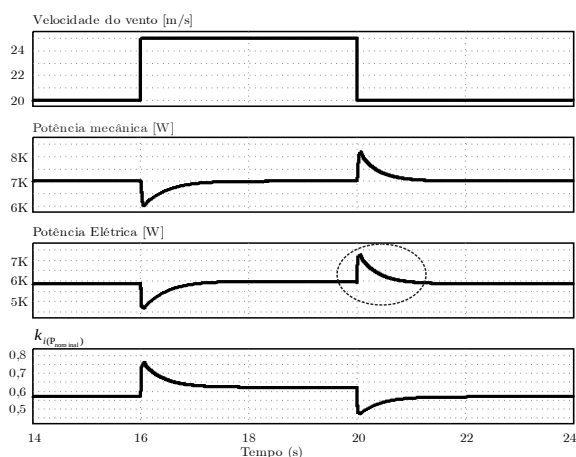


Figura 9. Controle da potência mecânica para um degrau da velocidade do vento de 20 m/s para 25 m/s.

4 Protótipo Experimental

O protótipo experimental do conversor proposto é apresentado na Figura 13.

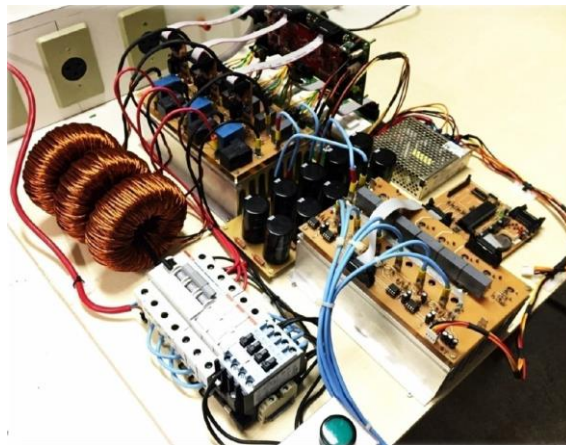


Figura 10. Protótipo experimental.

O controle do estágio CA-CC é feito utilizando um microcontrolador dsPIC30F4011 (Microchip) e no estágio CC-CA é utilizado um DSP TMS320F28377S (TI). Podem ser vistas na Figura 11, a tensão induzida no gerador (E_a) e a corrente gerada (I_{ga}). O autocontrole atua satisfatoriamente, controlando a corrente gerada, proporcionando um fator de potência de 0,942.

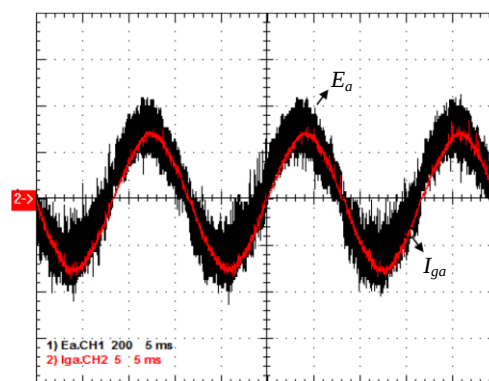


Figura 11. Correntes injetadas na rede.

Na Figura 12 são apresentadas as correntes trifásicas injetadas na rede elétrica. Alcançou-se um THD de 2,3% satisfazendo assim as normas vigentes.

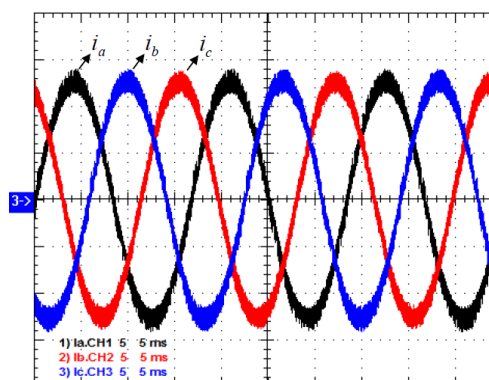


Figura 12. Correntes injetadas na rede.

Buscando validar o controle de tensão do *link* CC, na Figura 13 são aplicados degraus de carga de 70% para 35% (instante t_0) e de 35% para 70% (instante t_1). Pode-se verificar a rápida atuação dos controladores, mantendo o barramento estabilizado, apresentando um sobressinal muito pequeno. Pode-se verificar também uma atuação satisfatória do circuito de sincronismo, mantendo a corrente injetada na rede com um fator de potência de 0,997.

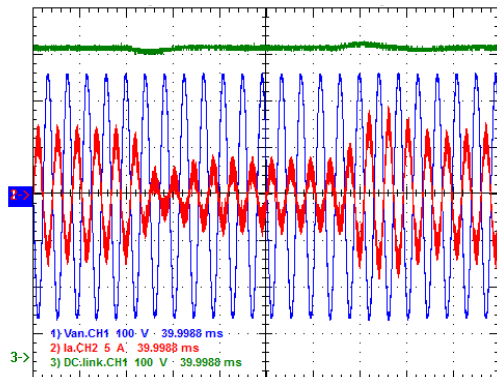


Figura 13. Resposta do link CC à degraus de carga.

Obteve-se com o protótipo experimental uma eficiência de 94,55% na potência nominal.

5 Conclusão

Este artigo apresentou o desenvolvimento de um sistema de microgeração eólico de 6 kW instalado no Campus da Universidade Federal do Ceará. Utilizando um gerador eólico de ímã permanente (VERNE555) foi desenvolvido um conversor de dois estágios para o processamento desta energia gerada.

O primeiro estágio, é composto por um retificador do tipo *boost bridgeless*, que apresenta com principais vantagens: Facilidade de acionamento, devido as chaves serem ligadas no mesmo referencial; e robustez, pois não é possível fechar curto-circuito de braço. Este estágio é responsável por realizar o MPPT e o controle de limitação da potência mecânica gerada pela turbina. O segundo estágio, é formador por um inversor, fonte de tensão, de dois estágios que é responsável por controlar a tensão no *link* CC e por injetar a energia gerada na rede elétrica, com alto fator de potência e baixo THD, cumprindo com as regulamentações normativas.

Os controladores propostos são descritos e validados via simulação. A técnica de MPPT proposta demonstrou-se eficiente e de baixo custo, tendo em vista que não são necessários anemômetros para aferir a velocidade do vento. O controle aplicado ao primeiro, autocontrole é uma solução eficiente e barata, já que dispensa o uso de sensores de tensão para o controle da corrente de entrada.

Resultados com o protótipo experimental são apresentados, validando o funcionamento da topologia proposta e as malhas de controle, chegando a uma eficiência de 94,55% para potência nominal.

O conversor de dois estágios proposto está em fase de aprimoramento. Antes de conecta-lo ao aerogerador VERNE555 (Enersud) e injetar energia na rede elétrica, algumas normas devem ser revisadas minuciosamente. Para trabalhos futuros pretende-se apresentar o sistema interconectado, e os resultados do algoritmo de MPPT aplicados diretamente na turbina eólica.

Agradecimentos

Aos membros do Grupo de Processamento de Energia e Controle (GPEC), e aos órgãos de fomento à pesquisa CAPES e CNPq.

Referências Bibliográficas

- Agência Nacional de Energia Elétrica (2014). Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília - DF Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 23 set. 2015.
- Almeida, B. R. de; e Oliveira Jr., D. S. (2013). Power converter for vertical wind energy conversion system", 12º COBEP, pp. 468-473.
- Associação Brasileira de Energia Eólica (2015). Boletim de dados setembro/2015. São Paulo – SP. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/>. Acesso em: 23 set. 2015.
- Banco Nacional do Desenvolvimento (2012). Regras para o credenciamento e financiamento de aerogeradores. Rio de Janeiro - RJ. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br>. Acesso em: 23 set. 2015.
- Blaabjerg, F.; et al. (2006). Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, pp. 1398-1409.
- Burton, T.; et al. (2011). Wind Energy Handbook. 2ª ed. John Wiley & Sons.
- Empresa de Pesquisa Energética (2009). Leilão de Energia Reserva Eólica. Brasília – DF. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 23 set. 2015.
- Huber, L.; Yungtaek, J.; e Jovanovic, M. M. (2008). Performance Evaluation of Bridgeless PFC Boost Rectifiers. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 23, pp. 1381-1390.
- 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.
- 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.