

Desenvolvimento de um Protótipo de Sistema de Geração Eólica Baseado em DFIG e Estudo de Análises Transitórias

André Lage Almeida Dias* Clodualdo Venicio de Sousa**
Guilherme Monteiro de Rezende** João Lucas da Silva**
Yasmine Neves Maia* Gabriel Azevedo Fogli*

* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, MG (email: andrelage@ufmg.br).

** Instituto de Ciências Tecnológicas, Universidade Federal de Itajubá - campus Itabira, MG.

Abstract: The main advantage of using the Doubly-fed Induction Generator - DFIG, in wind power generation systems with variable speed, is that the power electronics used correspond only to a fraction of the generator's nominal power, considering that only the slip power it is processed by the static converter connected to the rotor circuit. This paper covers details from the steps of mathematical modeling of the converters and design of the controllers, to the characterization of the prototype commissioned to carry out the study. Experimental results obtained in a 13kVA DFIG are shown, and transient analyzes under different conditions preceding the stator connection with the electrical grid are discussed to validate the effectiveness of the control strategies used. Such conditions involve the parallelism with differences between the voltage amplitudes of the grid and the stator, and the parallelism with speed different from the synchronous one.

Resumo: A principal vantagem da utilização do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (do inglês, *Doubly-fed Induction Generator*) - DFIG, em sistemas de geração eólica com velocidade variável, é que a eletrônica de potência utilizada corresponde apenas a uma fração da potência nominal do gerador, tendo em vista que apenas a potência de escorregamento é processada pelo conversor estático conectado ao circuito do rotor. Este trabalho aborda detalhes desde as etapas de modelagem matemática dos conversores e projeto dos controladores, até a caracterização da bancada comissionada para realização do estudo. Resultados experimentais obtidos em um DFIG de 13kVA são mostrados, e análises transitórias mediante diferentes condições precedentes à conexão do estator com a rede elétrica, são discutidas para validar a eficácia das estratégias de controle utilizadas. Tais condições envolvem o paralelismo havendo diferenças entre as amplitudes das tensões da rede e do estator, e o paralelismo com velocidade diferente da síncrona.

Keywords: DFIG; wind generation; power electronics; control; connection to the grid.

Palavras-chaves: DFIG; geração eólica; eletrônica de potência; controle; conexão à rede.

1. INTRODUÇÃO

Na fase inicial da implantação de estratégias para o aproveitamento da energia dos ventos na produção de eletricidade, a maioria dos parques eólicos foram equipados com turbinas de velocidade fixa e geradores de indução com rotor gaiola. Todavia, uma vez que tais aerogeradores operam apenas com velocidade aproximadamente constante, o rendimento do processo de conversão é baixo, tendo em vista que a velocidade do vento, é, via de regra, fortemente aleatória (Rajaraman and Aravindan, 2012; Leonhard, 2000).

Devido este perfil aleatório do vento, o que implica na variação da velocidade, conseqüentemente, da potência mecânica de entrada do sistema, é necessário utilizar conversores eletrônicos para adequar a amplitude e frequência

das tensões geradas para que estas sejam compatíveis com as características do sistema elétrico.

Os elementos básicos necessários para conversão da energia eólica em elétrica são: a turbina eólica, o sistema de transmissão, o gerador e o conversor estático. Quanto aos geradores, uma solução alternativa às máquinas de indução com rotor gaiola, são o Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes (do inglês, *Permanent Magnet Synchronous Generator* - PMGS) e o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (do inglês, *Doubly-fed Induction Generator* - DFIG). Quando o PMSG é utilizado, um conversor pleno capaz de processar a potência nominal da máquina é necessário. Já quando o DFIG é aplicado, o conversor estático utilizado é do tipo parcial, ou seja, fica conectado ao circuito do rotor e processa apenas a potência associada à velocidade de escorregamento. Na prática, os sistemas que utilizam DFIG operam com velocidade do rotor entre

$\pm 30\%$ da velocidade síncrona da máquina (Rocha, 2018; Mendes, 2009).

Deste modo, como a potência que flui pelo rotor é dada por $P_{rotor} = S \times P_{estator}$ (da Silva, 2009), sendo S o escorregamento, com $-0,3 \leq S \leq 0,3$, o conversor ligado ao rotor processa no máximo 30% da potência nominal do gerador, enquanto que a parcela restante flui pelo estator, que fica diretamente conectado à rede. Esta redução no dimensionamento da eletrônica de potência necessária para operar o gerador com potência nominal no estator, torna atrativa a utilização do DFIG. Portanto, as principais vantagens são: redução das perdas e do custo do conversor (Petersson et al., 2005). Entretanto, o controle deste gerador é mais complexo, e o sistema apresenta problemas de inicialização, sincronização e transientes oscilatórios (Gallardo et al., 2004). Além disso, o DFIG é mais susceptível a distúrbios, como a falta de resiliência frente à variações momentâneas de tensão (Mendes, 2013; Firouzi and Gharehpetian, 2018) e demais problemas na operação em redes fracas, como: estabilidade (Cai and Erlich, 2015), ressonância de alta frequência (Song et al., 2017) e oscilações de torque (Du et al., 2020).

Tradicionalmente o funcionamento da máquina assíncrona polifásica como gerador conectado à rede, se baseia no princípio de que a velocidade angular do rotor deve ser superior à velocidade angular síncrona do campo magnético do estator (Rocha, 2018), isto é estritamente necessário no caso das máquinas com rotor gaiola. Todavia, é possível gerar energia através do estator mesmo com o gerador operando com escorregamento positivo, mas isto só se aplica no caso das máquinas com rotor bobinado, a partir do controle das correntes rotóricas.

Este trabalho aborda contribuições relevantes referentes às análises transitórias durante a conexão de um DFIG de 13kVA à rede elétrica, assim como seu controle nos modos sub e supersíncrono. Uma conexão intencional com condição de paralelismo desfavorável, ou seja, mediante diferenças entre as amplitude das tensões do estator e do PAC (Ponto de Acoplamento Comum), foi realizada para validar a performance do controle das correntes rotóricas.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

A Figura 1 ilustra a topologia do sistema de geração eólica sob estudo. O conversor do lado do rotor (*Rotor Side Converter*, ou RSC) é responsável pelo controle das correntes no circuito do rotor. O conversor do lado da rede (*Grid Side Converter*, ou GSC), possui a mesma topologia do RSC, todavia, opera como retificador ativo controlando a tensão no *link* c.c., podendo atuar também como FAPP (Filtro Ativo de Potência Paralelo), compensando reativo como em Rabelo et al. (2009) e/ou distúrbios de QEE (Qualidade da Energia Elétrica) no PAC (Bedoud et al., 2015; Teodorescu et al., 2011). Um filtro LCL foi utilizado para mitigar os harmônicos gerados pelo chaveamento do GSC, e a resistência trifásica R_{pc} tem a função de limitar as correntes de pré-carga do *link* c.c. durante a partida. Simulações e resultados experimentais extraídos da bancada mostrada na Figura 2, montada e comissionada no Laboratório de Geração de Energia da Unifei Itabira, e cujas características estão listadas na Tabela 1, são apresentados para validar o estudo realizado.

Tabela 1. Especificações técnicas do protótipo.

Ativo	Marca/Modelo/Descrição
Rede elétrica	Trifásica, 220V, 60Hz
Máquina primária	Motor de indução com rotor gaiola, WEG W22 Plus, 11kW, 220V ($\Delta\Delta$), 6 polos, fp=0,8
DFIG	Máquina assíncrona de anéis, EQUACIONAL, 10kW, 220V ($\Delta\Delta$), 6 polos, fp=0,8, relação de transformação 1:1
Inversor de freq. da máq. primária	ABB ACS800-11-0020-2, 22,5kVA
Conversor <i>back-to-back</i>	SEMIKRON SKS, 7,6kVA em 220V, 20F (B6CI)2P+E1CIF+B6U14V12
Controlador	Placa eZdsp com TMS320F28335
Encoder	VEEDER ROOT HS35N204893CR0
Acoplamentos	MIKI PULLEY SFC-080SA2
Indutores do filtro, L	KING, 2mH, 25A, 60Hz
Resistores do filtro, R_f	ELETELE, 1,8 Ω , 100W
Capacitores do filtro, C	EPCOS B32361-A4206-J080, 20 μ F, 480V, 60Hz
Resistores de pré-carga, R_{pc}	ELETELE, 56 Ω , 100W
Resistor do <i>chopper</i> , R_{ch}	OHMTEC, 100 Ω , 300W

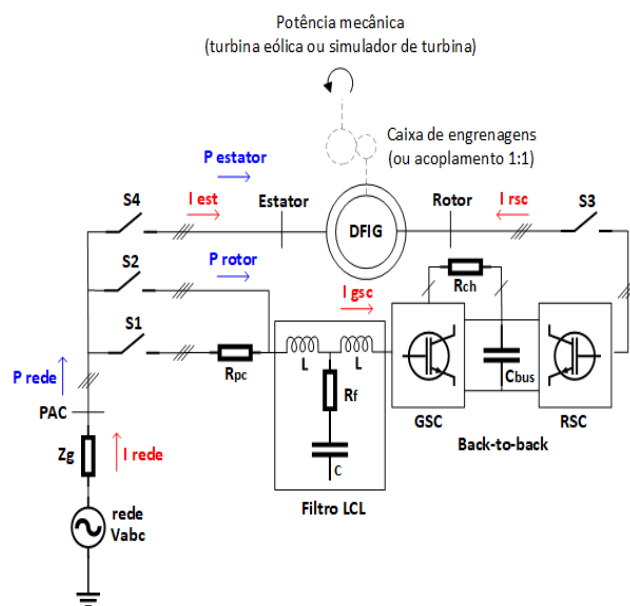


Figura 1. Sistema de geração eólica utilizando gerador de indução duplamente alimentado.

2.1 Inicialização do Sistema

A seguir estão enumerados os passos para inicialização do protótipo do sistema de geração eólica baseado em DFIG.

Passo 1: execução do algoritmo DDSRF-PLL (*Decoupled Double Synchronous Reference Frame Phase Locked Loop*) conforme Rodriguez et al. (2007), para sincronizar o controle do GSC com as tensões do PAC. *Passo 2:* fechamento de S1 para inicialização do GSC. *Passo 3:* fechamento de S2 para curto-circuitar os resistores R_{pc} após a pré-carga do barramento c.c.. *Passo 4:* habilitação do controle da tensão no barramento c.c.. *Passo 5:* acionamento do simulador de turbina, implementado através de uma máquina de indução com velocidade variável acoplada ao eixo do

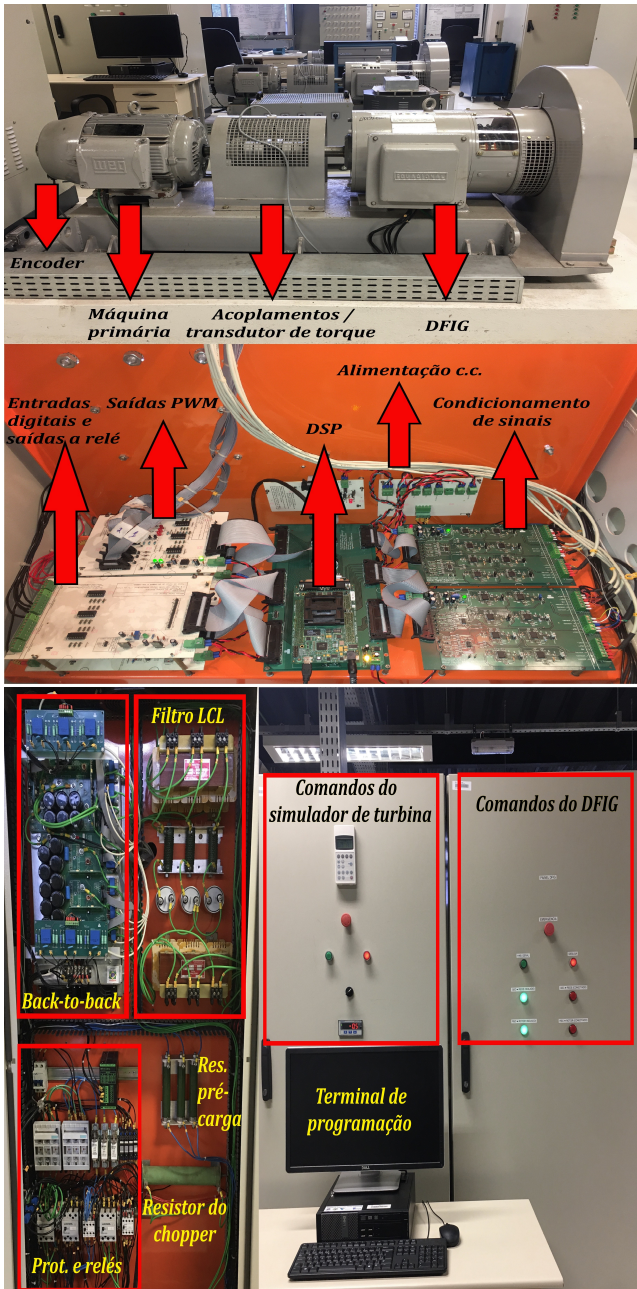


Figura 2. Bancada experimental para estudos de sistemas de geração eólica baseados em DFIG.

DFIG. *Passo 6:* fechamento de S3 para inicialização do RSC e indução das tensões no estator. *Passo 7:* fechamento de S4 para conexão do estator à rede. *Passo 8:* controle das potências ativa e reativa no estator, considerando como perturbação a variação da velocidade do eixo, entre os regimes sub e supersíncrono.

2.2 Regimes Subsíncrono e Supersíncrono

Quando a potência fornecida pela máquina primária (turbina eólica no caso real), é insuficiente para suprir a potência de referência requerida no estator, o sistema de controle atua de modo a fazer com que o sentido do fluxo de potência através do *back-to-back* seja do PAC para o rotor, cuja transferência é realizada através do entreferro para complementar tal diferença. Com isso, quando a ve-

locidade angular elétrica do campo magnético do estator ($\omega_{B,est}$) é inferior a velocidade angular elétrica do campo do rotor ($\omega_{B,rot}$), dizemos que a máquina opera em regime subsíncrono.

Já quando a potência fornecida pela máquina primária é superior a potência de referência requerida no estator, o sistema de controle atua fazendo com que o sentido do fluxo de potência através do *back-to-back* seja do rotor para o PAC. Contrário ao modo subsíncrono, quando $\omega_{B,est}$ é superior a $\omega_{B,rot}$, dizemos que a máquina opera em regime supersíncrono.

Em ambos os casos, a potência injetada na rede será a soma das potências no estator e no rotor, ou seja, $P_{rede} = P_{estator} + P_{rotor}$, respeitando-se as convenções representadas pelas setas azuis na Figura 1.

3. MODELAGEM E CONTROLE

Esta seção aborda a modelagem matemática do sistema e a estratégia de controle utilizada, ilustrada na Figura 3.

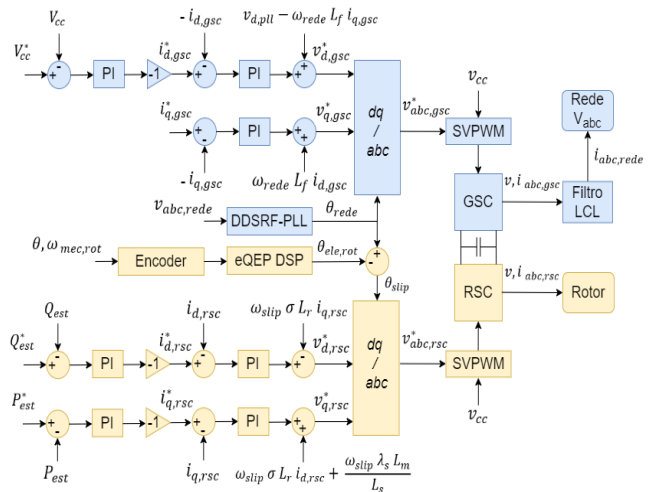


Figura 3. Estratégia de controle da bancada do DFIG.

Conforme mostrado na Figura 3, para controle do RSC foram utilizados controladores clássicos do tipo PI em cascata, com malhas externas de potência ativa e reativa, e internas de corrente no referencial síncrono com orientação pelo ângulo de escorregamento. No caso do GSC, foi implementada uma malha externa da tensão no barramento c.c. e malhas internas de corrente no referencial síncrono com orientação pelo ângulo das tensões de estator. Embora não tenha sido implementada uma malha externa para controle da potência reativa processa pelo GSC, esta pode ser alterada diretamente a partir da variação de $i_{q,gsc}^*$.

3.1 Conversor do Lado da Rede - GSC

Segundo Teodorescu et al. (2011), o capacitor do filtro LCL da Figura 1 pode ser desprezado na modelagem, pois devido sua alta reatância em baixas frequências, a corrente no mesmo pode ser negligenciada. Portanto, as funções de transferência das malhas de corrente no filtro LCL, e da tensão no barramento c.c., escritas no referencial síncrono são dadas por (1) (a) e (b), respectivamente. Mais detalhes sobre estes modelos são encontrados em Mendes (2013).

$$\frac{i_{d,gsc}}{v_{d,gsc}} = \frac{i_{q,gsc}}{v_{q,gsc}} = \frac{1}{L_f s + R_f} \quad (a), \quad \frac{v_{d,cc}}{i_{d,cc}} = \frac{1}{s C_{bus}} \quad (b), \quad (1)$$

onde $L_f = 4\text{mH}$, $R_f = 1,4\Omega$ e $C_{bus} = 3060\mu\text{F}$.

3.2 Conversor do Lado do Rotor - RSC

A dedução das equações referentes ao modelo da máquina de indução são apresentadas com detalhes nos trabalhos de Rocha (2018), Mendes (2013), Abad et al. (2011) e Krause et al. (2002). Com isso, pode-se afirmar que as plantas das correntes no RSC são dadas por (2), cujos parâmetros são mostrados na Tabela 2.

$$\frac{i_{d,rsc}}{v_{d,rsc}} = \frac{i_{q,rsc}}{v_{q,rsc}} = \frac{1}{\sigma L_r s + R_r}, \quad \sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad (2)$$

Tabela 2. Parâmetros reais do circuito equivalente monofásico do DFIG.

Parâmetro	Valor	Descrição
R_r	438,3mΩ	Resistência por fase do rotor
L_r	63,4mH	Indutância própria por fase do rotor
L_m	60,6mH	Indutância de magnetização
L_s	65,2mH	Indutância própria por fase do estator

A Tabela 3 resume os critérios de projeto e as sintonias obtidas para os controladores do sistema. f_c é a frequência de cruzamento por 0dB, projetada para a função de malha fechada, MF é a margem de fase atribuída para a função de malha aberta, e K_p e K_i os ganhos calculados utilizando a ferramenta *Sisotool Matlab*. Ambos conversores foram chaveados com PWM senoidal com injeção de sequência zero, equivalente à modulação por vetores espaciais SVPWM. A frequência de chaveamento f_{sw} utilizada foi 5,7kHz, com amostragem assimétrica igual a $2f_{sw}$.

Tabela 3. Ganhos dos controladores PI.

Malha	Conv.	f_c	MF	K_p	K_i
Tensão c.c.	GSC	50rad/s	60°	0,1967	5,68
Correntes i_d, i_q	GSC	1000rad/s	60°	2,367	1812,9
Potências	RSC	377rad/s	60°	0,0	1,5
Correntes i_d, i_q	RSC	1000rad/s	60°	5,8576	3888,3

Note que para o controle das malhas externas do RSC foi aplicada apenas a ação integral, haja visto que o principal objetivo era zerar o erro em regime e não necessariamente avaliar a dinâmica transitória destas plantas.

O filtro LCL é instalado com o intuito de mitigar os harmônicos em altas frequências no PAC. Utilizando (3) e os parâmetros especificados na Tabela 1, tem-se que sua frequência de corte é dada por:

$$f_{cf} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot C}} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{4 \times 10^{-3}}{80 \times 10^{-12}}} = 1125,4\text{Hz}, \quad (3)$$

verifica-se que f_{cf} está quase duas décadas acima da frequência de interesse, ou seja, $18,75 \times f_{fund}$ (60Hz), e meia década abaixo da frequência de chaveamento $f_{sw} = 5,7\text{kHz}$.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Antes do paralelismo, inicialmente o RSC deve ser controlado com o objetivo de induzir no estator as tensões trifásicas com amplitude, frequência, e fase compatíveis com as tensões no PAC. Para isto, deve-se aumentar a tensão de eixo direto conforme (4). Este efeito pode ser observado na Figura 4, com aplicação de $i_{d,rsc}^*$ em rampa.

$$v_{d,est} = i_{d,rsc} \omega_{rede} L_m. \quad (4)$$

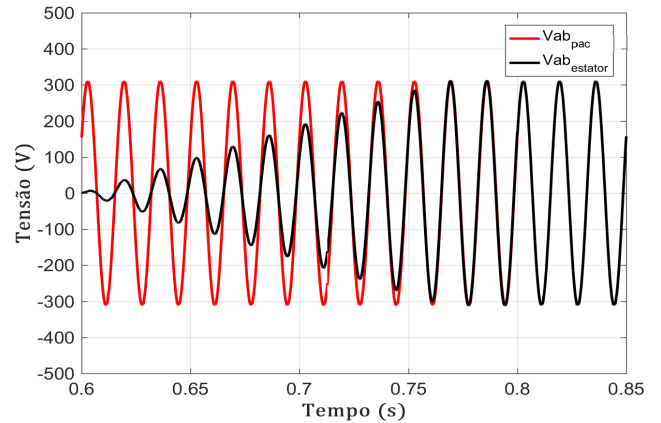


Figura 4. Controle das tensões no estator em malha aberta.

A Figura 5 mostra o balanço de potência ativa nas barras do PAC (P_{rede}), conversor (P_{GSC}) e estator ($P_{estator}$). Entre 1s e 1,2s foi aplicada a referência $P_{est}^* = -10\text{kW}$, neste intervalo o gerador opera no modo subsíncrono, uma vez que a potência mecânica de entrada é inferior à P_{est}^* . Com isso, o GSC absorve potência ativa do PAC (P_{GSC} positiva) para complementar a potência fornecida pela máquina primária. Nota-se que a potência ativa líquida injetada na rede é a diferença entre a potência fornecida pelo estator e a potência consumida pelo GSC quando em regime subsíncrono, ou então a soma delas no caso da operação em modo supersíncrono. Devido ao aumento na velocidade do vento em 1,5s, a medida que a potência mecânica aumenta, o fluxo de potência pelo GSC vai sendo reduzido, até que em 1,575s ele zera e inverte de sentido, ou seja, a medida que a potência de entrada supera a nova referência $P_{est}^* = -5\text{kW}$, a parcela adicional da potência ativa de entrada flui para o PAC através do *back-to-back*.

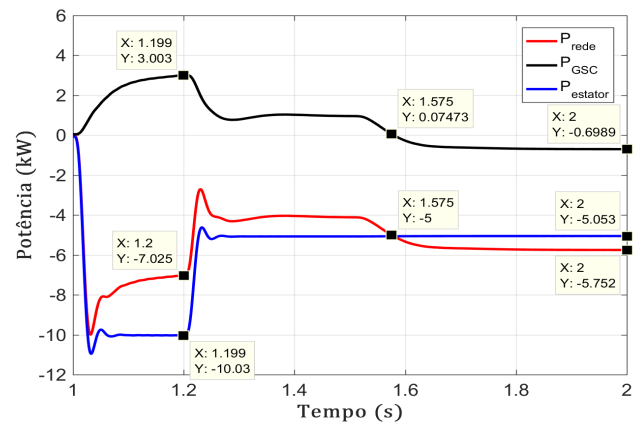


Figura 5. Geração nos modos sub e supersíncrono.

A Figura 6 ilustra este fenômeno através da inversão na fase das correntes no GSC.

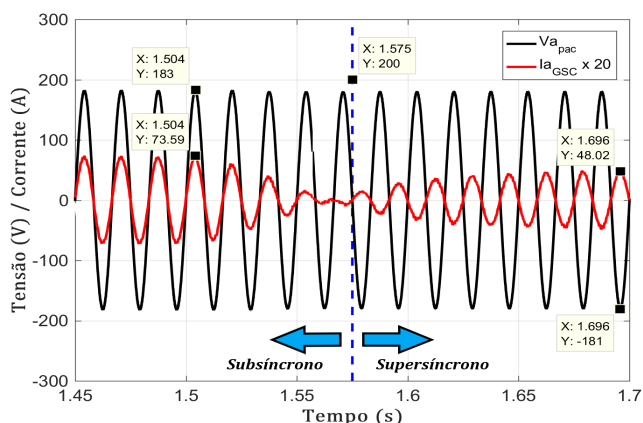


Figura 6. Tensão e corrente na barra do conversor, inversão no fluxo de potência em 1,575 segundos.

5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Nesta seção são apresentados resultados que atestam a operacionalização do DFIG em regime permanente, assim como discussões sobre análises transitórias durante o paralelismo com a rede elétrica. A sequência cronológica dos dados apresentados segue o passo a passo utilizado para colocar a planta de geração em funcionamento.

5.1 Controle do GSC

Além do inversor trifásico *full-bridge*, o GSC do *back-to-back* utilizado dispõe de um IGBT (*Insulated-gate Bipolar Transistor*) adicional, que quando ativado conecta o terminal positivo do barramento c.c. à um resistor, cujo outro terminal está conectado ao negativo do barramento. Este circuito é conhecido como *chopper*, e tem a função de absorver a carga excedente que causa a elevação da tensão no banco de capacitores quando alguma falha acontece.

A Figura 7 ilustra a lógica implementada para testar se este circuito de proteção está funcionando, antes que o sistema entre em operação. Note que quando a tensão atinge um valor pré-determinado durante a carga (60V), a chave do *chopper* é acionada, o que leva a redução da tensão, posteriormente, quando um valor inferior, também pré-estabelecido é alcançado, a chave é aberta e a pré-carga do *link* c.c. é restabelecida. Quando a tensão do barramento atinge o valor final da pré-carga, a chave S2 da Figura 1 é fechada e a resistência trifásica R_{pc} é curto-circuitada. A utilização de R_{pc} é importante para eliminar o estresse térmico por sobrecorrente nos diodos do GSC durante a partida do *link* c.c..

Finalizada a pré-carga, o próximo passo é a habilitação do controle do GSC. Como dito na seção 3, neste trabalho a única malha externa implementada para este conversor tem por finalidade controlar a tensão no *link* c.c.. Deste modo, o GSC opera como retificador ativo, elevando a tensão do barramento para o valor de referência, que foi mantido em 400V.

Repare através das Figuras 8 e 9, que o sistema apresenta resposta rápida frente às perturbações aplicadas, tanto na

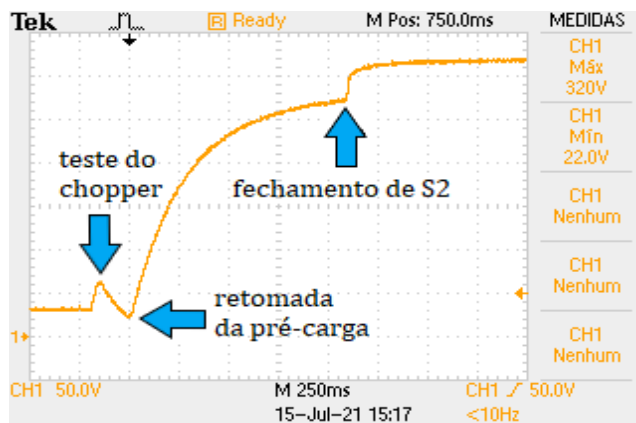


Figura 7. Pré-carga do barramento c.c..

inserção quanto na retirada de carga do barramento c.c.. Vale ressaltar que os testes apresentados foram realizados com perturbações de carga correspondentes à 32% da potência ativa nominal do DFIG. Além da tensão c.c., as Figuras 8 e 9 mostram o correspondente comportamento da corrente trifásica medida na entrada do filtro LCL.

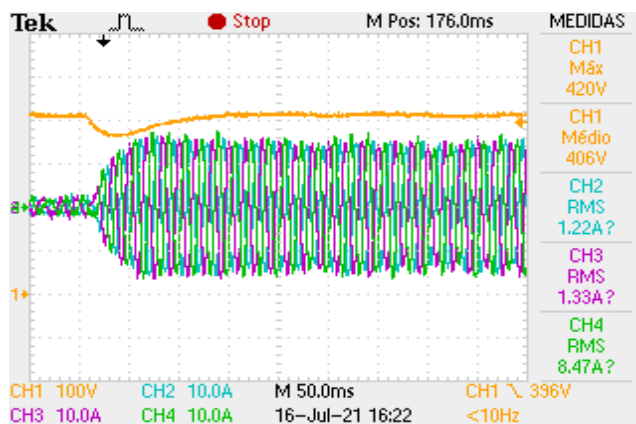


Figura 8. Performance do controle da tensão c.c., inserção de carga em degrau igual a 3,2kW no barramento.

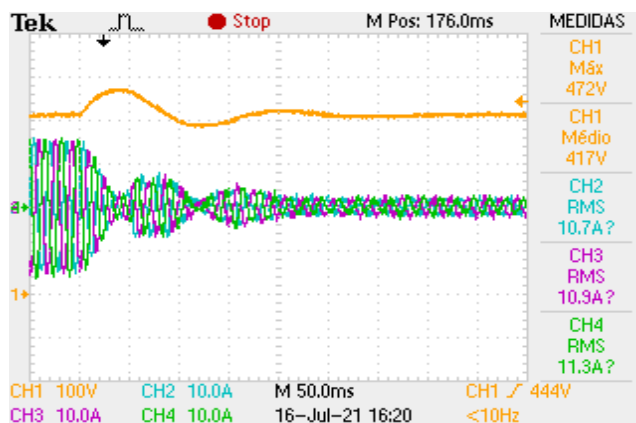


Figura 9. Performance do controle da tensão c.c., retirada de carga em degrau igual a 3,2kW do barramento.

5.2 Controle do RSC

Esta subseção é dedicada ao controle do conversor do lado da máquina, cuja função é manter o funcionamento do gerador tanto em regime subsíncrono quanto supersíncrono.

Conforme apresentado na seção 3, a estratégia de controle deste conversor constitui-se de dois sistemas em malha cascata, desacoplados entre si. Uma malha externa de potência ativa, gera a referência do controle interno da corrente de eixo em quadratura $i_{q,rsc}^*$, enquanto que uma malha externa de potência reativa, gera a referência do controle interno da corrente de eixo direto $i_{d,rsc}^*$. As malhas internas foram implementadas no referencial síncrono, com orientação dada pelo ângulo de escorregamento θ_{slip} .

Como já é sabido, partindo do exemplo da máquina de indução com rotor gaiola, esta opera como motor para valores positivos de S e como gerador para S negativo. Todavia, como dito na introdução, o DFIG pode operar como gerador para quaisquer valores de escorregamento, desde que seja realizado o devido controle das correntes no seu rotor.

Portanto, como a orientação das transformadas de Park do controle do RSC dependem do θ_{slip} , este foi obtido subtraindo o ângulo θ_{rede} do vetor tensão da rede \vec{V}_{abc} , fornecido pelo DDSRF-PLL, do ângulo elétrico do rotor $\theta_{ele,rot}$, obtido através dos sinais do encoder processados pelo módulo e-QEP do microcontrolador.

Após constatar a correta orientação do controle do RSC através do θ_{slip} , para realizar o paralelismo entre o estator e a rede, inicialmente a corrente de eixo direto é controlada com referência aplicada em rampa. Com isso, o gerador passa a induzir as tensões no estator, com S4 da Figura 1 aberta. A Figura 10 mostra o instante em que S4 é fechada, tem-se a tensão V_{ab} do estator (curva em azul, CH2) e a tensão V_{ab} do PAC (curva em laranja, CH1), note que inicialmente o experimento foi realizado com tensão reduzida ($120V_{rms}$), repare também que quando a conexão é realizada com o eixo do gerador girando na velocidade síncrona, não são registrados transitórios nas correntes das fases A do rotor (curva em roxo, CH3) e/ou estator (curva em verde, CH4).

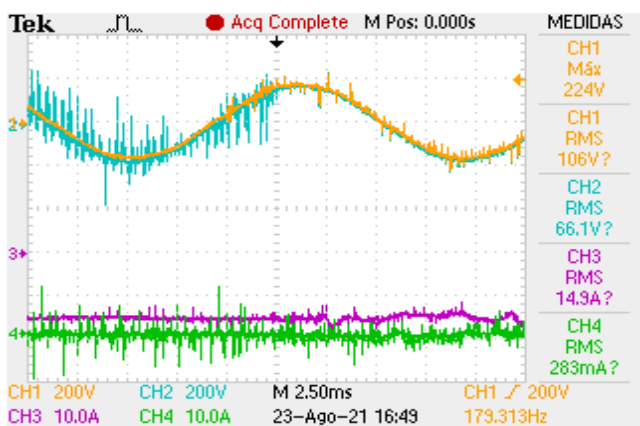


Figura 10. Conexão do estator com a rede, com DFIG na velocidade síncrona e tensão de linha igual à $120V_{rms}$.

Já na Figura 11, é demonstrado a influência da realização de um paralelismo havendo diferença entre os níveis de

tensão da rede e do gerador, causada intencionalmente através da redução na referência da corrente de eixo direto do RSC. Naquela ocasião, as amplitudes das tensões do estator correspondiam à 1/3 das tensões do PAC. Neste caso, note o surgimento da corrente de estator (curva verde, CH4), composta por uma parcela reativa correspondente ao decréscimo na magnetização da máquina devido a redução de $i_{d,rsc}^*$, e uma parcela ativa correspondente às perdas nos enrolamentos do estator.

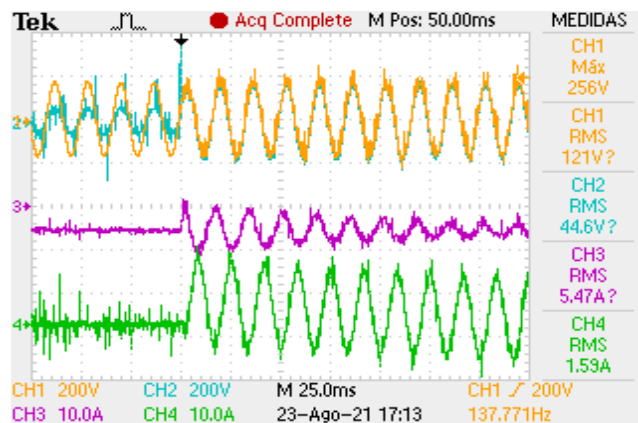


Figura 11. Conexão do estator com a rede, com DFIG na velocidade síncrona e com diferença de amplitude entre as tensões antes do paralelismo.

Note ainda na Figura 11, que o di/dt das correntes no estator induz tensões no circuito do rotor que agem como perturbação ao controle das correntes do RSC, todavia, repare que mesmo a corrente i_a do rotor (curva em roxo, CH3) apresentando comportamento oscilatório após o instante da conexão, o sistema mantém-se estável. Vale ressaltar, que como esta conexão também foi realizada com o gerador girando na velocidade síncrona, era esperado que as correntes no rotor fossem aproximadamente constantes como evidenciado na Figura 10, devido ao escorregamento aproximadamente nulo, por este motivo, o perfil oscilatório observado na corrente do canal 3 é meramente transitório.

A Figura 12 ilustra uma conexão em modo subsíncrono, mais especificamente, no limite inferior recomendado para a operação do DFIG, ou seja, 30% abaixo da sua velocidade síncrona. Note que a orientação do RSC está correta, uma vez que, mesmo havendo diferença entre as velocidades angulares dos campos magnéticos do estator ($1200rpm_{mec} \times P/2 = 3600rpm_{ele}$ ou $377rad/s$) e do rotor ($840rpm_{mec} \times P/2 = 2520rpm_{ele}$ ou $263,9rad/s$), sendo $P = 6$ polos, a tensão V_{ab} induzida no estator (curva em azul, CH2) permanece em fase com a tensão V_{ab} do PAC (curva em laranja, CH1). Repare ainda que embora as tensões induzidas sejam bastante ruidosas antes da conexão, seus valores eficazes e defasagens de fato coincidem com as tensões do PAC, haja visto que não se manifestou nenhum transitório na corrente i_a do estator (curva em verde, CH4) após a conexão. Em roxo (CH3) tem-se a corrente na fase A do rotor, o que comprova que de fato a máquina foi conectada fora da velocidade síncrona, devido a menor frequência deste sinal (18Hz).

Na Figura 13 é mostrado a operação do DFIG com fator de potência unitário, conectado com tensão reduzida. Neste caso, toda potência reativa necessária para magnetização

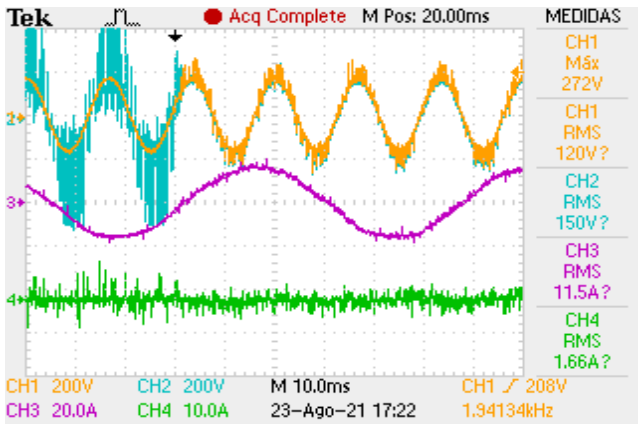


Figura 12. Conexão do estator com a rede em regime subsíncrono, $n = 840\text{rpm}$ e tensão de linha igual a $120V_{rms}$.

da máquina foi fornecida através do rotor (controle de $i_{d,rsc}$). A justificativa para aquisição deste resultado em regime supersíncrono é que, quando a máquina está gerando neste modo, a injeção de potência ativa através do rotor é menor para se alcançar P_{est}^* , e devido ao fornecimento da potência reativa através do RSC, a capacidade do mesmo torna-se reduzida para o fornecimento de potência ativa, tendo em vista o limite das correntes eficazes nas chaves. Em laranja (CH1) e verde (CH4), tem-se respectivamente a tensão e a corrente na fase A do estator, em roxo (CH3) a corrente na fase A do rotor.

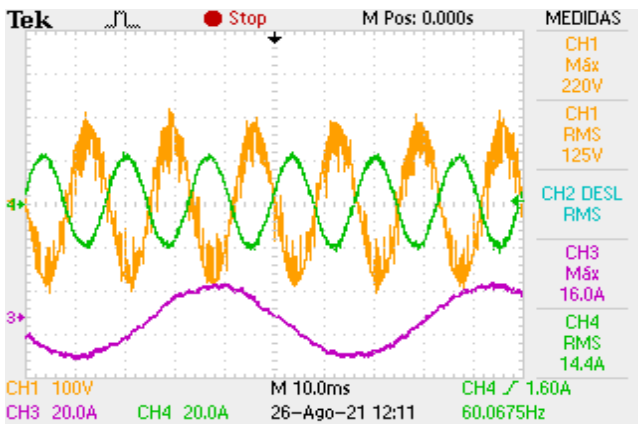


Figura 13. Geração com fator de potência unitário em regime supersíncrono, $n = 1560\text{rpm}$. Magnetização da máquina através do RSC.

Um resultado semelhante ao exposto na Figura 10 é apresentado na Figura 14, entretanto, realizando a conexão do gerador com tensão de estator igual a 90% da nominal.

A demonstração da operação do DFIG com tensão nominal em regime permanente é apresentada na Figura 15. Vale ressaltar que neste caso, o fornecimento da potência reativa necessária para sintetizar as tensões de estator mostradas na Figura 14 (curva em azul, CH2), foi completamente cessado após a conexão ($i_{d,rsc}^* = 0$). Deste modo, a máquina passa automaticamente a absorver potência reativa do PAC para suprir a magnetização do estator. Isto foi necessário para aumentar a capacidade de extração de potência ativa através do RSC (aumento de $i_{q,rsc}^*$),

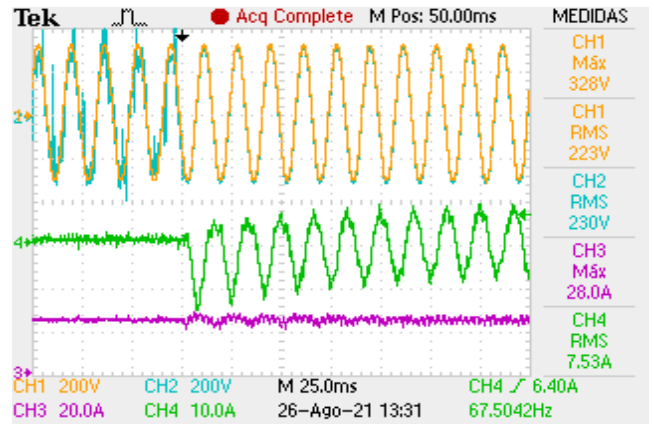


Figura 14. Conexão do estator à rede, com DFIG na velocidade síncrona, $V_{PAC} = 220V_{rms}$ e $V_{est} = 200V_{rms}$.

alcançando assim pontos de operação mais próximos da capacidade nominal do gerador.

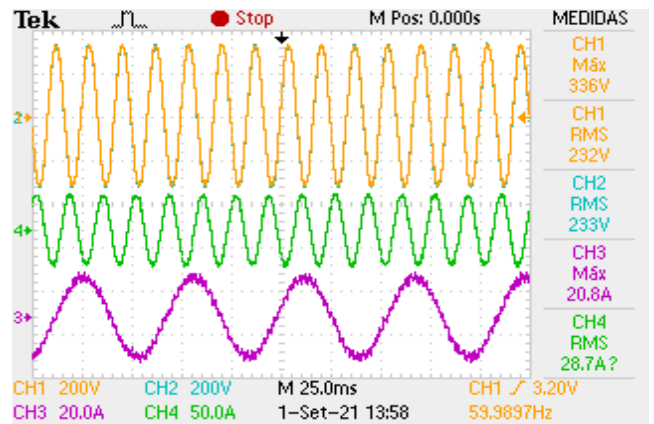


Figura 15. Geração de 3,45kW com tensão nominal em regime supersíncrono, $n = 1560\text{rpm}$, processando apenas potência ativa através do RSC.

Devido a baixa impedância do circuito rotórico na frequência de escorregamento, tensões com baixas amplitudes sintetizadas pelo RSC no lado c.a., são suficientes para se alcançar o limite de corrente dos IGBTs do *back-to-back*. Com isso, aproveita-se pouco da capacidade de tensão do conversor (projetado para operar com até $380V_{rms}$) e toda sua capacidade de corrente ($20A_{rms}$). Por este motivo, embora a máquina seja de 10kW, a capacidade máxima de geração da bancada é de 4,5kW em regime supersíncrono.

Experimentos com duração prolongada também foram realizados para verificar o comportamento da planta. Na Figura 16 por exemplo, tem-se a demonstração do aumento progressivo da extração de potência ativa do gerador. Note que inicialmente (até 5 minutos), o mesmo estava consumindo potência ativa ($\approx 1\text{kW}$) correspondente às perdas Joule nos enrolamentos do estator, devido ao valor eficaz da corrente de magnetização após a conexão com a rede. Entretanto, após este intervalo, P_{est}^* passou a ser incrementada em rampas sucessivas, de modo que a partir de 7,2 minutos a máquina passou a fornecer potência ativa à rede. Vale lembrar que conforme as convenções das direções dos fluxos de potência estabelecidas na Figura 1, $P_{estator} < 0$ significa geração de energia.

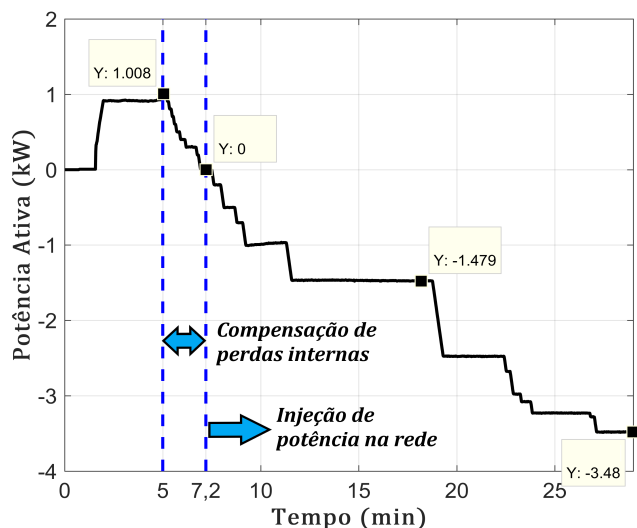


Figura 16. Dados do analisador de energia Fluke 437, variação da potência ativa gerada no estator.

6. CONCLUSÃO

Com base nos resultados apresentados, comprovou-se que o controle do DFIG foi realizado de forma satisfatória, garantindo sua operação com rotação desde -30% (840rpm) até +30% (1560rpm) da sua velocidade síncrona, ou seja, tanto em regime subsíncrono quanto supersíncrono. Os detalhes sobre as especificações técnicas dos ativos utilizados no protótipo, assim como os procedimentos adotados para a inicialização e operacionalização da planta, são de grande contribuição para estudos de sistemas de geração eólica baseados em DFIG realizados em laboratório. Testes isolados com carga resistiva foram apresentados para validar a performance do controle da tensão c.c. através do GSC. Quanto ao controle das correntes do RSC, foi comprovado que o sistema manteve-se estável mesmo mediante uma conexão intencional com diferença de amplitude igual a 66% entre as tensões do PAC e do estator. Por fim, a demonstração de uma conexão suave com a rede, realizada em regime subsíncrono, comprovou a estabilidade do sistema quanto à orientação do controle do RSC através do cálculo do ângulo de escorregamento θ_{slip} .

REFERÊNCIAS

Abad, G., Lopez, J., Rodriguez, M., Marroyo, L., and Iwanski, G. (2011). *Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation*, volume 85. John Wiley & Sons.

Bedoud, K., Ali-rachedi, M., Bahi, T., and Lakel, R. (2015). Robust control of doubly fed induction generator for wind turbine under sub-synchronous operation mode. *Energy Procedia*, 74, 886–899.

Cai, L.J. and Erlich, I. (2015). Doubly fed induction generator controller design for the stable operation in weak grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3), 1078–1084. doi:10.1109/TSTE.2014.2338492.

da Silva, J.L. (2009). *Estratégia de Controle e Supervisão de um Gerador de Indução Duplamente Excitado para Turbinas Eólicas*. Master's thesis, Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG.

Du, W., Wang, Y., Wang, H., Xiao, X., Wang, X., and Xie, X. (2020). Analytical examination on the amplifying effect of weak grid connection for the dfigs to induce torsional sub-synchronous oscillations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 35(4), 1928–1938. doi:10.1109/TPWRD.2019.2957005.

Firouzi, M. and Gharehpetian, G.B. (2018). LVRT performance enhancement of dfig-based wind farms by capacitive bridge-type fault current limiter. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(3), 1118–1125. doi:10.1109/TSTE.2017.2771321.

Gallardo, S., Carrasco, J., Galvan, E., and Franquelo, L. (2004). DSP-based doubly fed induction generator test bench using a back-to-back PWM converter. In *30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004*, volume 2, 1411–1416 Vol. 2. doi:10.1109/IECON.2004.1431785.

Krause, P.C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S.D., and Pekarek, S. (2002). *Analysis of electric machinery and drive systems*, volume 2. Wiley Online Library.

Leonhard, W. (2000). *Control of Electrical Drives, 3rd ed.* Berlin, Germany: Springer-Verlag, 2000.

Mendes, V.F. (2009). *Avaliação do Comportamento de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado Durante Afundamentos de Tensão Equilibrados e Desequilibrados*. Master's thesis, Universidade Federal de Minas Gerais.

Mendes, V.F. (2013). *Ride-Through Fault Capability Improvement Through Novel Control Strategies Applied for Doubly-fed Induction Wind Generators*. Ph.D. thesis, Universidade Federal de Minas Gerais.

Pettersson, A., Lundberg, S., and Thiringer, T. (2005). A dfig wind turbine ride-through system. influence on the energy production. *Wind Energy*, 8(3), 251–263.

Rabelo, B., Hofmann, W., da Silva, J., de Oliveira, R., and Silva, S. (2009). Reactive power control design in doubly fed induction generators for wind turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(10), 4154–4162. doi:10.1109/tie.2009.2028355.

Rajarajan, R. and Aravindan, P. (2012). Maximum power extraction in grid connected dfig using 3 level diode clamped inverter. In *2012 international conference on computing, electronics and electrical technologies (IC-CEET)*, 319–324. IEEE.

Rocha, M.A. (2018). *Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado para Estudo de Sistema de Geração Eólica*. Master's thesis, Universidade Estadual Paulista.

Rodriguez, P., Pou, J., Bergas, J., Candela, J.I., Burgos, R.P., and Boroyevich, D. (2007). Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters control. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(2), 584–592. doi:10.1109/tpele.2006.8900000.

Song, Y., Wang, X., and Blaabjerg, F. (2017). Impedance-based high-frequency resonance analysis of dfig system in weak grids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32(5), 3536–3548. doi:10.1109/TPEL.2016.2584118.

Teodorescu, R., Liserre, M., and Rodriguez, P. (2011). *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*, volume 29. John Wiley & Sons.