

## Desenvolvimento de um Protótipo de Sistema de Geração Eólica Utilizando 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 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 10kW 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 10kW 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 diferença entre as amplitudes das tensões na rede e no 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 aleatória (Rajaraman and Aravindan, 2012; Leonhard, 2000).

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* - PMSG) 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 a 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 a 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 a velocidade angular síncrona do campo magnético do estator (Umans et al., 2014), 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 10kW à rede elétrica. Foi realizado um paralelismo com condição desfavorável, mediante diferença entre as amplitudes das tensões no estator e no PAC (Ponto de Acoplamento Comum), para validar a performance do controle das correntes rotóricas. Além disso, são apresentados resultados que evidenciam o controle do gerador nos modos sub e supersíncrono.

## 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.

### 2.1 Regimes Subsíncrono e Supersíncrono

Quando a potência fornecida pela máquina primária é insuficiente para suprir a potência requerida no estator, o sistema de controle atua fazendo com que o sentido do fluxo de potência através do *back-to-back* seja do PAC para

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, $f_p=0,8$
DFIG	Máquina assíncrona de anéis, EQUACIONAL, 10kW, 220V ( $\Delta\Delta$ ), 6 polos, $f_p=0,8$ , 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 $\Omega$ , 100W
Capacitores do filtro, $C$	EPCOS B32361-A4206-J080, 20 $\mu$ F, 480V, 60Hz
Resistores de pré-carga, $R_{pc}$	ELETELE, 56 $\Omega$ , 100W
Resistor do <i>chopper</i> , $R_{ch}$	OHMTEC, 100 $\Omega$ , 300W
Capacitância do <i>link</i> c.c., $C_{bus}$	EPCOS B43303-A0687-M90, 3060 $\mu$ F, 750V
Res. interna de $L$ , $R_L$	0, 2 $\Omega$

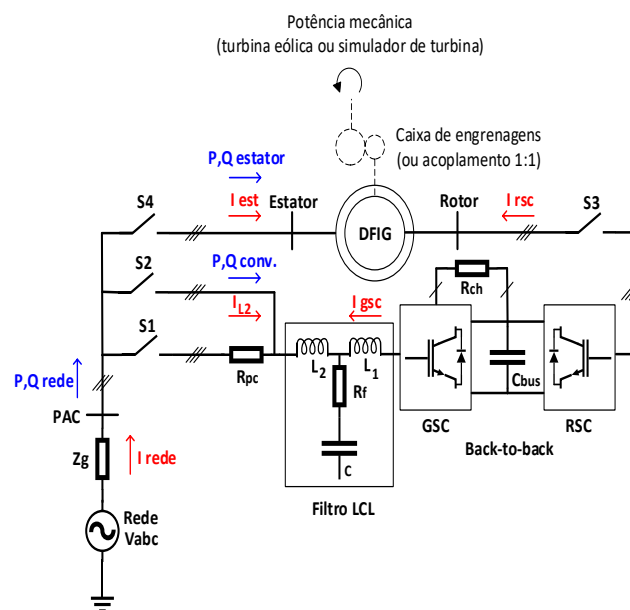


Figura 1. Sistema de geração eólica utilizando gerador de indução duplamente alimentado.

o rotor. Nesta condição, a velocidade do rotor é menor que a velocidade síncrona da máquina, caracterizando o regime ou modo de operação subsíncrono do DFIG. Neste caso, a potência injetada na rede é a diferença entre a potência fornecida pelo estator e a potência absorvida pelo rotor

Já quando a potência fornecida pela máquina primária é superior a potência 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 a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona da máquina, o

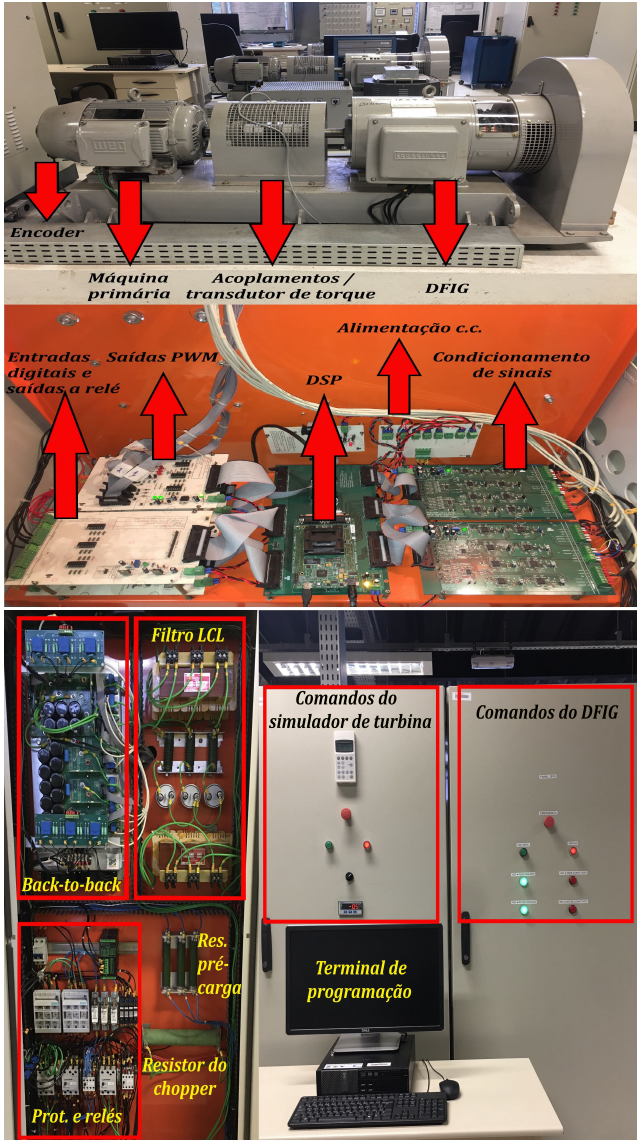


Figura 2. Bancada experimental para estudos de sistemas de geração eólica baseados em DFIG.

gerador opera em regime ou modo supersíncrono, e a potência injetada na rede é igual a soma entre a potência fornecida pelo estator e a potência fornecida pelo rotor.

### 3. MODELAGEM E CONTROLE

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

Conforme mostrado na Figura 3, ambos conversores utilizam controladores clássicos do tipo PI em cascata. No RSC foram implementadas malhas externas para controle das potências ativa e reativa no estator, e internas de corrente no referencial síncrono com orientação pelo ângulo de escorregamento. Já no GSC, malhas externas controlam a tensão no barramento c.c. e a potência reativa trocada entre o conversor e o PAC, gerando as referências para malhas internas de corrente implementadas no referencial síncrono com orientação pelo ângulo das tensões de estator.

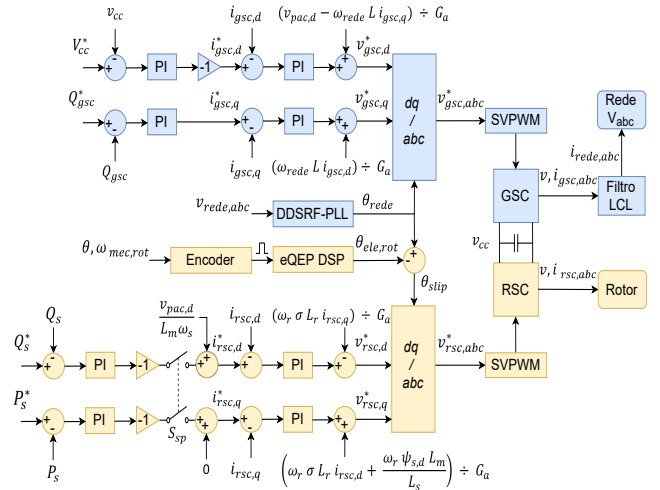


Figura 3. Estratégia de controle do protótipo de sistema de geração eólica utilizando DFIG.

#### 3.1 Conversor do Lado da Rede - GSC

Um filtro LCL foi instalado para mitigar os harmônicos em altas frequências no PAC. Utilizando (1) obtida de Liserre et al. (2005) e os parâmetros especificados na Tabela 1, tem-se que a frequência de corte do LCL é dada por:

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

$f_{cf}$  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  $f_{sw} = 5,7\text{kHz}$ .

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 e da tensão no barramento c.c., escritas no referencial síncrono, são dadas por (2) e (3), respectivamente. Mais detalhes sobre estes modelos são encontrados em Mendes (2013).

$$G_{igsc}(s) = \frac{I_{gsc,dq}(s)}{V_{gsc,dq}(s)} = \frac{1}{2R_L + 2Ls} \quad (2)$$

$$G_{vcc}(s) = \frac{\tilde{V}_{cc}(s)}{\tilde{I}_{gsc,d}(s)} = \frac{3}{2} \frac{\tilde{V}_{pac,d}(s)}{\tilde{V}_{cc}(s)} \frac{1}{s C_{bus}} \quad (3)$$

#### 3.2 Conversor do Lado do Rotor - RSC

A dedução das equações da máquina de indução são apresentadas com detalhes nos trabalhos de Rocha (2018), Mendes (2013), Abad et al. (2011) e Krause et al. (2002). De onde pode-se afirmar que as funções de transferência para controle das correntes no rotor são dadas por (4), cujos parâmetros são mostrados na Tabela 2.

$$G_{irsc}(s) = \frac{I_{rsc,dq}(s)}{V_{rsc,dq}(s)} = \frac{1}{R_r + \sigma L_r s}, \quad \sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad (4)$$

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

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

### 3.3 Sincronização do Ângulo Elétrico do Rotor

Durante o comissionamento do protótipo, o ângulo inicial do rotor proveniente do encoder foi ajustado de maneira empírica. Para isto, aplicou-se uma referência fixa para a corrente de eixo direto ( $i_{rsc,d}^* = cte$ ) e referência nula para a corrente de eixo em quadratura ( $i_{rsc,q}^* = 0$ ), com o estator desligado. Posteriormente, o eixo da máquina foi girado manualmente, enquanto a defasagem entre as tensões induzidas no estator e as tensões no PAC eram monitoradas. Quando as tensões ficaram em fase, observou-se o ângulo fornecido pelo módulo e-QEP do microcontrolador nesta condição, e este foi tomado como o ângulo inicial do rotor.

### 3.4 Projeto dos Controladores

A Tabela 3 resume os critérios de projeto e as sintonias obtidas para os controladores do sistema.  $\omega_c$  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  $f_s = 2f_{sw}$ . 5,7kHz foi o maior múltiplo inteiro e ímpar de 60Hz, alcançado empiricamente sem que houvesse *overrun* do tempo de amostragem ( $t_s = 1/f_s$ ) do microcontrolador, quando o controle dos conversores é executado simultaneamente.

Tabela 3. Ganhos dos controladores PI.

Malha(s)	Conversor	$\omega_c$	$MF$	$K_p$	$K_i$
$i_d, i_q$	GSC	7162,8rad/s	60°	0,2132	910,1
$V_{cc}$	GSC	71,628rad/s	60°	0,2812	11,63
$Q_{gsc}$	GSC	71,628rad/s	60°	0	0,2297
$i_d, i_q$	RSC	7162,8rad/s	60°	0,3751	1582
$P_s, Q_s$	RSC	71,628rad/s	60°	0	0,2471

## 4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesta seção são apresentados resultados simulados sobre a sincronização do estator com a rede, controle da geração, e inversão entre os modos de operação do DFIG.

### 4.1 Inicialização do Sistema

A seguir estão enumerados os passos para inicialização da planta de geração, baseado no diagrama da Figura 1.

*Passo 1:* Inicialização do algoritmo DDSRF-PLL conforme Rodriguez et al. (2007), para sincronizar a orientação do controle do GSC com o vetor de tensão no PAC. *Passo 2:* Fechamento de S1 para pré-carga do barramento c.c.

através dos diodos 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 da malha de 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 DFIG. *Passo 6:* Fechamento de S3 para inicialização do controle de  $i_{rsc,d}$  e indução das tensões no estator, sincronizadas com as tensões no PAC. *Passo 7:* Fechamento de S4 para conexão do estator à rede (paralelismo do gerador). *Passo 8:* Controle das potências ativa e reativa no estator, utilizando a variação da velocidade do eixo como perturbação para o controle da potência ativa, alternando entre os regimes sub e supersíncrono.

Antes do paralelismo, as correntes no rotor devem ser controladas 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 (5). Este efeito pode ser observado na Figura 4, com aplicação de  $i_{rsc,d}^*$  em rampa.

$$v_{s,d} = i_{rsc,d} \omega_{rede} L_m \quad (5)$$

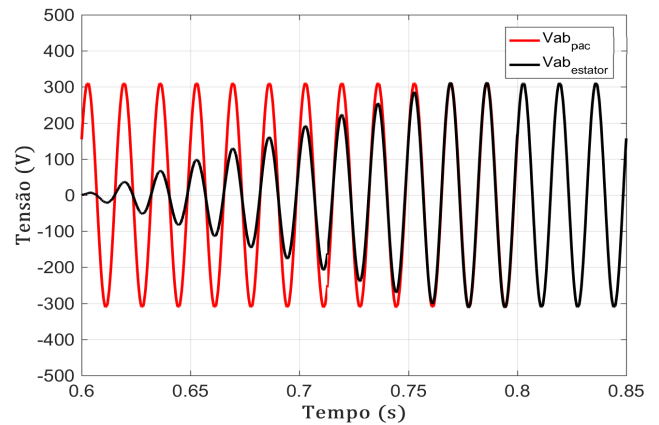


Figura 4. Controle das tensões no estator em malha aberta.

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  $P_s^* = -10kW$ , neste intervalo o gerador opera no modo subsíncrono, uma vez que a potência mecânica de entrada é inferior a  $P_s^*$ . Com isso, o conversor 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  $P_s^* = -5kW$ , a parcela adicional da potência ativa de entrada flui para o PAC através do *back-to-back*.

A Figura 6 ilustra este fenômeno através da inversão na fase da corrente  $I_{L2}$  da Figura 1.

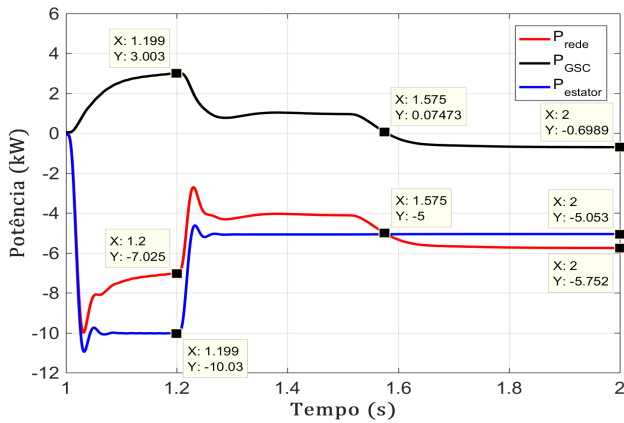


Figura 5. Geração nos modos sub e supersíncrono.

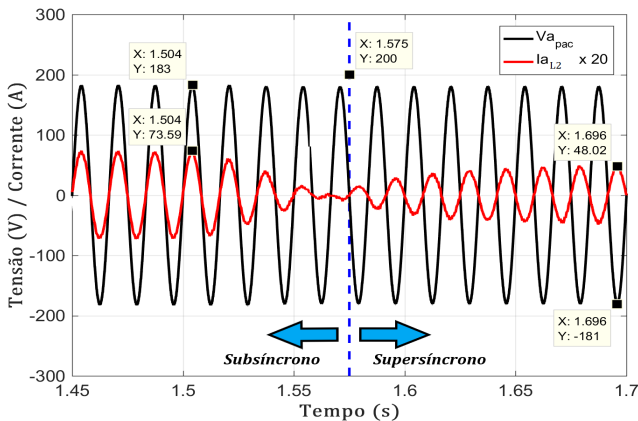


Figura 6. Inversão no fluxo de potência através do *back-to-back* em 1,575 segundos.

## 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.

### 5.1 Controle do GSC

Além do inversor trifásico *full-bridge*, o GSC do *back-to-back* utilizado dispõe de um IGBT (do inglês, *Insulated-gate Bipolar Transistor*) adicional, que quando ativado conecta um resistor  $R_{ch}$  ao barramento c.c.. 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 limitar as correntes nos diodos do GSC durante a partida.

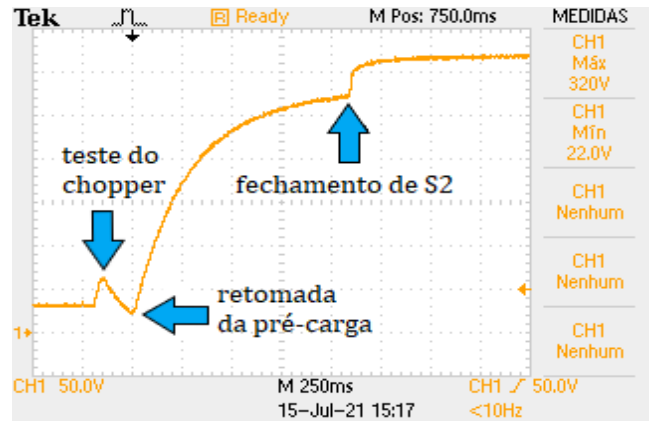


Figura 7. Pré-carga do barramento c.c..

Finalizada a pré-carga, o próximo passo é a habilitação do controle do GSC. Posteriormente, este opera como retificador ativo, elevando a tensão do barramento para o valor de referência, que foi mantido em 400V.

Além da tensão c.c., as Figuras 8 e 9 mostram o correspondente comportamento da corrente trifásica medida entre o PAC e o filtro LCL. Repare que o sistema apresenta resposta rápida frente às perturbações aplicadas, tanto na inserção quanto na retirada de carga do barramento c.c.. Vale ressaltar que os testes apresentados foram realizados com perturbações de carga correspondentes a 32% da potência ativa nominal do DFIG.

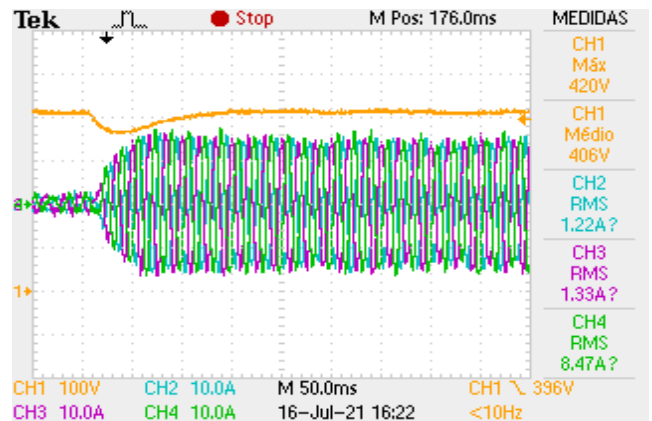


Figura 8. Controle da tensão c.c., inserção de carga em degrau igual a 3,2kW no barramento.

### 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  $i_{rsc,q}^*$ , enquanto que uma malha externa de potência reativa, gera a referência do controle interno da corrente de eixo direto  $i_{rsc,d}^*$ . As malhas internas foram implementadas no referencial síncrono, com orientação dada pelo ângulo de escorregamento  $\theta_{slip}$ .

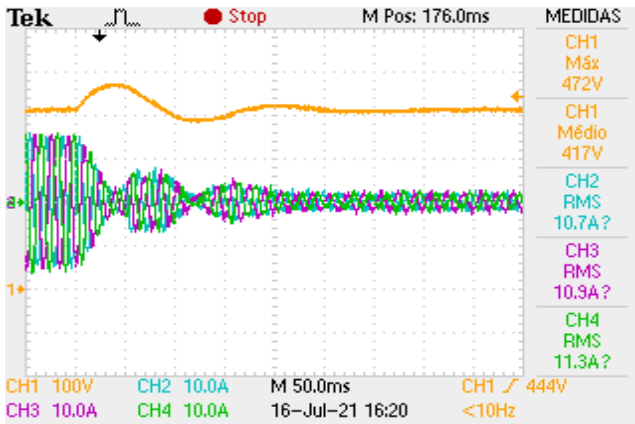


Figura 9. Controle da tensão c.c., retirada de carga em degrau igual a 3,2kW do barramento.

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.

Após constatar a correta orientação do controle do RSC através do  $\theta_{slip}$ , 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  $V_{ab}$  no estator (curva em azul, CH2) e a tensão  $V_{ab}$  no 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 girando na velocidade síncrona, não são registrados transitórios nas correntes no rotor (curva em roxo, CH3) e/ou estator (curva em verde, CH4).

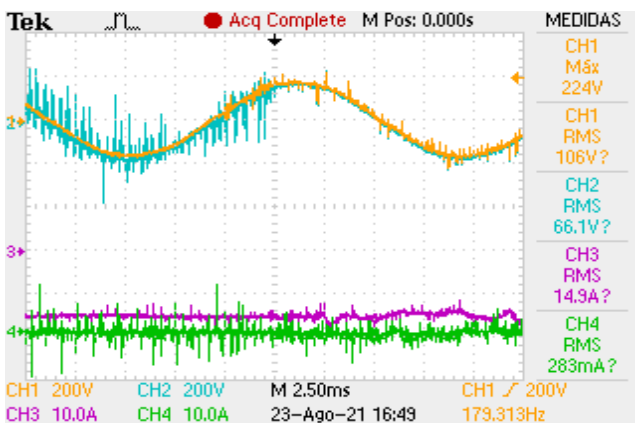


Figura 10. Conexão do estator à rede, com rotor girando na velocidade síncrona e tensão de linha igual a  $120V_{rms}$ .

Já na Figura 11, é demonstrado a influência da realização de um paralelismo havendo diferença entre os níveis de tensão na rede e no gerador, causada intencionalmente através da redução na referência da corrente de eixo direto do RSC. Naquela ocasião, as amplitudes das tensões no estator correspondiam a 1/3 das tensões no 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  $i_{rsc,d}^*$ , e uma parcela ativa correspondente às perdas nos enrolamentos do estator.

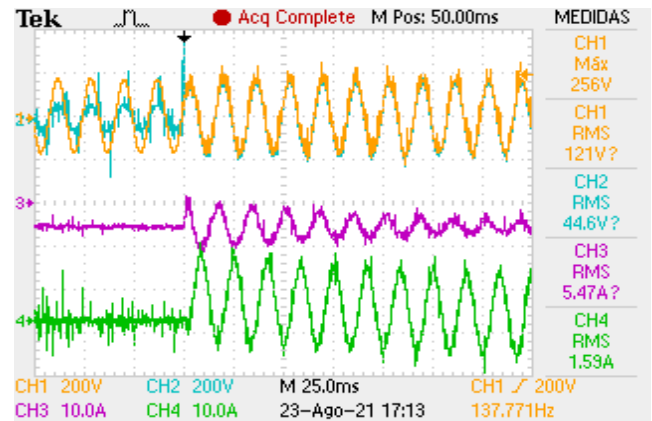


Figura 11. Conexão do estator à rede, com rotor girando na velocidade síncrona e com diferença de amplitude entre as tensões antes do paralelismo.

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.

A Figura 12 ilustra uma conexão em modo subsíncrono, mais especificamente, no limite inferior recomendado para a operação dos DFIGs, 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 sinais elétricos no estator e no rotor, a tensão induzida no estator (curva em azul, CH2) permanece em fase com a tensão  $V_{ab}$  no 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 na rede, haja vista 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 da máquina foi fornecida através do rotor (controle de  $i_{rsc,d}$ ). 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  $P_s^*$ , 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. O ruído observado na tensão do canal CH3 se deve à impedância da fonte c.a. variável utilizada durante o comissionamento da bancada.

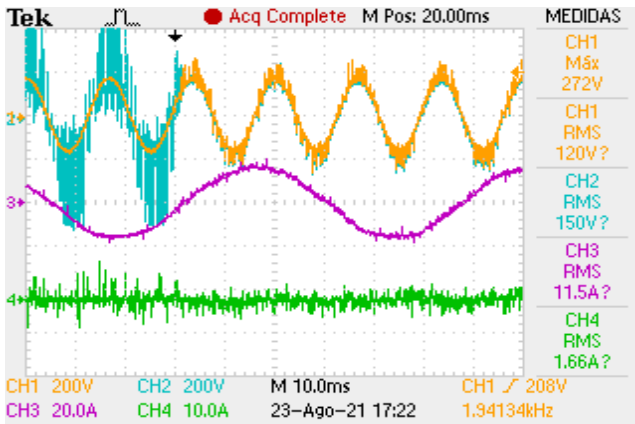


Figura 12. Conexão do estator à rede em regime subsíncrono, com rotor a 840rpm e tensão de linha igual a  $120V_{rms}$ .

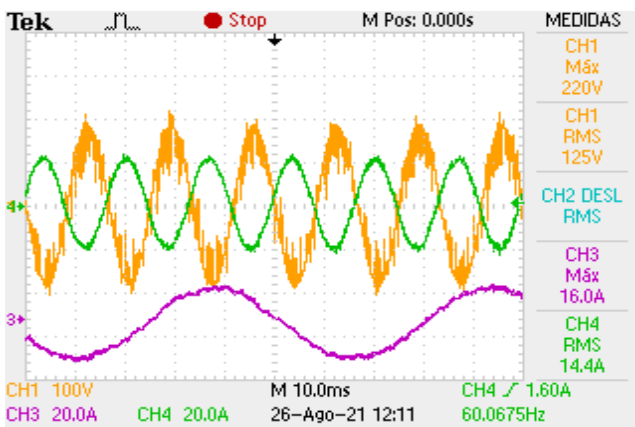


Figura 13. Geração em regime supersíncrono com rotor a 1560rpm, magnetização total da máquina através do rotor.

Um resultado semelhante ao exposto na Figura 10 é apresentado na Figura 14, entretanto, realizando a conexão do gerador com a tensão no estator igual a 90% da nominal.

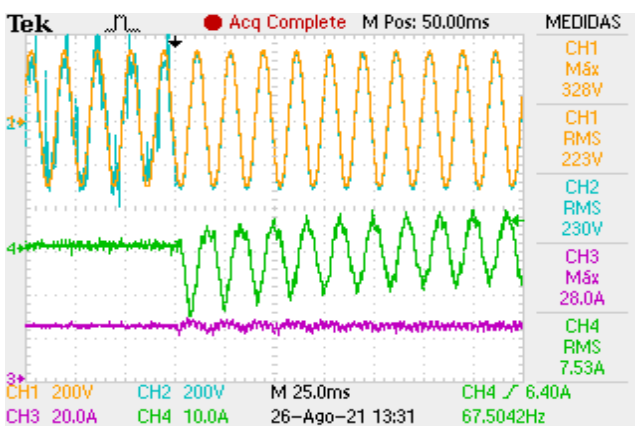


Figura 14. Conexão do estator à rede, com rotor girando na velocidade síncrona,  $V_{pac} = 220V_{rms}$  e  $V_s = 200V_{rms}$ .

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 mostra-

das na Figura 14 (curva em azul, CH2), foi completamente cessado após a conexão ( $i_{rsc,d}^* = 0$ ). 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  $i_{rsc,q}^*$ ), alcançando assim pontos de operação mais próximos da capacidade nominal do gerador.

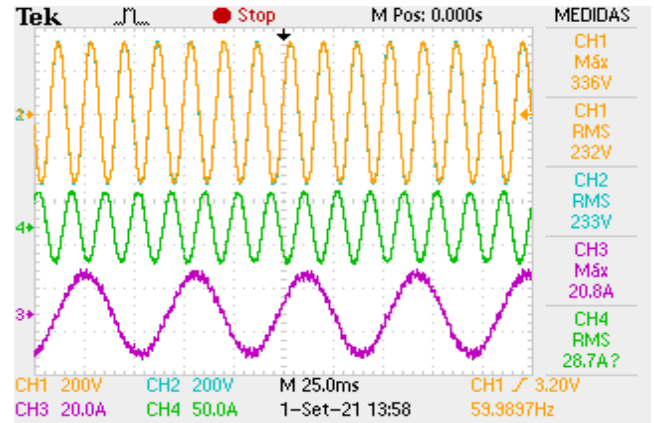


Figura 15. Geração com tensão nominal em regime supersíncrono, com rotor a 1560rpm e processamento apenas de potência ativa através do RSC.

Devido a baixa impedância do circuito rotórico em função do escorregamento, tensões com baixas amplitudes sintetizadas pelo RSC no lado c.a., são suficientes para se alcançar o limite de corrente dos IGBTs deste conversor. Com isso, aproveita-se pouco da sua capacidade de tensão (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 de geração da bancada é de aproximadamente 5kW em regime supersíncrono.

Também foram realizados experimentos com duração prolongada. Na Figura 16 por exemplo, tem-se a demonstração do aumento progressivo da extração de potência ativa do gerador. Note que até 5 minutos o mesmo estava consumindo aproximadamente 1kW, correspondente às perdas nos enrolamentos do estator, devido ao valor eficaz da corrente de magnetização após a conexão. Entretanto, após este intervalo,  $P_s^*$  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 relembrar que conforme as medições das potências estabelecidas na Figura 1, Potência < 0 significa geração de energia.

## 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

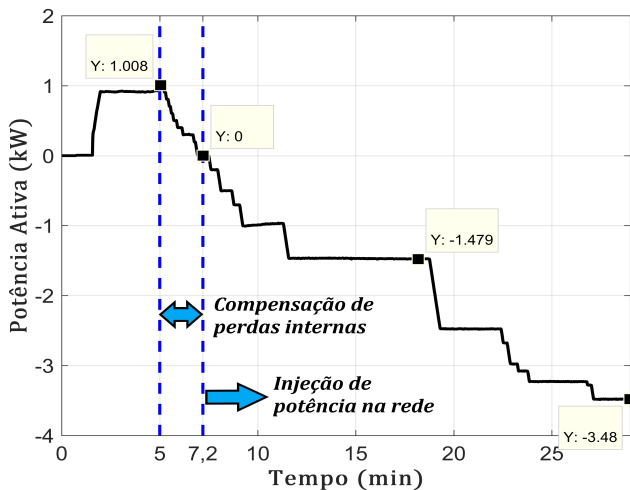


Figura 16. Dados do analisador de energia Fluke 437, variação da potência ativa gerada no estator.

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 no RSC, foi comprovado que o sistema manteve-se estável mesmo mediante uma conexão intencional com diferença de amplitude igual a 66% entre as tensões no PAC e no estator. Por fim, a demonstração de uma conexão suave com a rede, realizada em regime subsíncrono, comprovou a estabilidade do sistema quanto a orientação do controle do RSC através do cálculo do ângulo de escorregamento  $\theta_{slip}$ .

#### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) - Brasil - Código de Financiamento 001 e da Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG), Processo: APQ-02359-21. Agradecemos também a UFMG e a UNIFEI pelo apoio institucional e financeiro.

#### 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 Transacti-*

*ons 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.

Liserre, M., Blaabjerg, F., and Hansen, S. (2005). Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5), 1281–1291. doi:10.1109/tia.2005.853373.

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.

Rajaraman, 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.2006.890000.

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.

Umans, S.D., Fitzgerald, A.E., and Kingsley, C. (2014). *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley*. Bookman and McGraw Hill Education.