



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOACILLO LUZ DANTAS

CONTRIBUIÇÕES PARA O ESTUDO DO DFIG DIANTE DE
AFUNDAMENTOS DESBALANCEADOS: DETECÇÃO E LVRT

FORTALEZA

2017

JOACILLO LUZ DANTAS

CONTRIBUIÇÕES PARA O ESTUDO DO DFIG DIANTE DE AFUNDAMENTOS
DESBALANCEADOS: DETECÇÃO E LVRT

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias renováveis e Sistemas Elétricos.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

D213c Dantas, Joacillo Luz.

Contribuições para o estudo do DFIG diante de afundamentos desbalanceados : Detecção e LVRT /
Joacillo Luz Dantas. – 2017.
148 f. : il. color.

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2017.

Orientação: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima.

1. Afundamento de tensão desbalanceado. 2. Algoritmo de detecção de afundamentos de tensão. 3.
Gerador de indução duplamente alimentado. 4. Eliminação de potência ativa oscilante. 5. Estratégia de
controle aplicada ao RSC. I. Título.

CDD 621.3

JOACILLO LUZ DANTAS

CONTRIBUIÇÕES PARA O ESTUDO DO DFIG DIANTE DE AFUNDAMENTOS
DESBALANCEADOS: DETECÇÃO E LVRT

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias renováveis e Sistemas Elétricos.

Aprovada em : 29/05/2017.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima (Orientador).
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. -Ing. Richard Magdalena Stephan (Examinador Externo).
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti (Examinador Externo).
Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)

Prof. Dr. Luciano Sales Barros (Examinador Externo).
Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

Prof. Dr. Demercil de Souza Oliveira Júnior (Examinador Interno).
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. -Ing. Sérgio Daher (Examinador Externo).
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A minha filha, Juliana Evelyn, eterna fonte de inspiração, alegria, sinceridade e amor em minha vida. A minha mãe, Maria Helena, por todo seu sacrifício, dedicação e entusiasmo com nossa educação. Ao meu pai, José Joaci Dantas de Andrade Torres (in memoriam), por ter despertado em todos os filhos o hábito da leitura, através de seu exemplo, e por batalhar, como relojoeiro, para prover nossa família. A Danielly, Ronaldo, Adriana, Beto, Corina e Herly, pelo apoio e torcida. A Denise, Leandro, Mariana, Juliana, Sofia e Miguel, por trazerem alegrias para nossa família.

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos ao professor Kleber Lima por sua valorosa orientação, disponibilidade, sincera amizade e confiança depositada em mim, para confecção de mais um título que foi inserido no, eternamente em construção, muro da ciência. Foi uma honra ter um grande amigo como orientador.

Aos estimados professores do Departamento de Engenharia da UFC, que me deram a base para vida profissional e para a pesquisa científica.

Aos membros da banca examinadora, Prof. Richard Magdalena, Prof. Luciano Sales Barros, Prof. Marcelo Cabral Cavalcanti, Prof. Demercil de Sousa Oliveira Júnior e Prof. Sergio Dahe, por suas relevantes e preciosas contribuições para engrandecimento do meu trabalho.

Ao amigo irmão João Almeida Diniz Júnior por sempre está ansioso em ajudar, e pela confecção das placas do circuito de proteção.

Ao amigo irmão José Roberto por ser um grande companheiro de jornada com quem sempre pude contar, e pelas inúmeras ajudas com o LATEX.

Aos companheiros do laboratório LAPIS, por torcerem pelo meu sucesso, em especial ao Paulo Henrique (Paulo Lapis) por ter me ajudado muito nas aquisições dos resultados experimentais.

Ao professor Josep Guerrero, da Universidade de Aalborg, por ter me recebido tão bem, e por ter disponibilizado o laboratório de *Microgrid* para realização dos experimentos referentes ao detector de afundamentos de tensão

Ao Professor Luiz Ribeiro e família, por compartilharem comigo momentos tão agradáveis em Aalborg.

As bibliotecárias do Centro de Tecnologia da UFC, em especial a Marlene Rocha, por todo suporte na adequação deste trabalho nos padrões desta universidade.

Ao Departamento de Telemática do IFCE pela liberação parcial das atividades acadêmicas.

Ao presidente Lula, por criar o programa Ciências Sem Fronteiras, que permitiu o pesquisadores brasileiros visitassem outros centros de produção científica.

A parcela do povo trabalhador brasileiro, que pagando impostos, financia uma educação da qual não teve direito.

“Não existem limites quando você está rodeado por pessoas que acreditam no seu potencial.” (Neil deGrasse Tyson)

“Na vida, não existe nada a temer, mas a entender.” (Marie Curie)

RESUMO

A preocupação com aquecimento global e com a poluição no planeta, direcionou o interesse mundial pela geração de energia elétrica a partir de fontes não poluentes, sendo os aerogeradores uma das principais fontes de energia utilizada com esses propósitos. Os aerogeradores são bastante difundidos mundialmente, e a quantidade de parques eólicos conectados a rede elétrica continua crescendo. Nesse cenário, o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) ocupa uma posição de destaque, por ser um dos mais utilizados. A principal vantagem do DFIG é operar com velocidade variável utilizando um conversor *back-to-back* de tamanho reduzido, e portanto, de baixo custo. Na verdade, o conversor só precisa ser dimensionado para processar cerca 30% da potência nominal do gerador. No entanto, os DFIGs apresentam o inconveniente de serem muito sensíveis a distúrbios na rede elétrica, principalmente afundamentos de tensão. Afundamento de tensão é um dos principais fatores responsáveis pela diminuição da qualidade de energia em qualquer sistema elétrico, e tem um efeito negativo nos geradores de indução duplamente alimentado por estes terem os enrolamentos do estator diretamente ligados à rede elétrica. Afundamentos de tensão podem ocasionar oscilações na potência ativa, no torque e na tensão do elo CC, além de poderem provocar danos, tanto na máquina quanto nos conversores, devido às elevadas correntes que surgem nesse tipo de contingência. Com isso, fica notória a importância da aplicação de estratégias de controle para ajudar o DFIG a suportar afundamentos de tensão, sem desconectar-se da rede elétrica e sem sofrer nenhum dano, como também a necessidade de detecção do afundamento para que a estratégia de controle possa atuar no momento certo. Desta forma, introduzindo o conceito de valor agregado da componente normalizada da tensão por fase, este trabalho propõe um algoritmo de detecção de afundamentos de tensão que se caracteriza por ser rápido e preciso. Ele pode detectar afundamentos de tensão simétricos e assimétricos, mesmo em sistemas com tensões distorcidas. Este trabalho também propõe uma estratégia de controle, aplicada ao conversor do lado do rotor (RSC), para proteger o gerador de indução duplamente alimentado e o conversor *back-to-back* durante afundamentos de tensão. A estratégia busca eliminar as componentes oscilantes da potência ativa instantânea que aparecem no DFIG na ocasião de um afundamento desbalanceado, possibilitando também a redução das correntes na máquina durante este evento indesejado.

Palavras-chave: Gerador de indução duplamente alimentado, DFIG, afundamento de tensão desbalanceado, algoritmo de detecção de afundamentos, eliminação da potência ativa oscilante, estratégia de controle aplicada ao RSC.

ABSTRACT

The global warming and the pollution on earth have driven the world demand for non-polluting electric power sources, and the wind turbines are one of the main sources of energy used for this purpose. The wind turbines are widespread on the world, and the number of wind farms connected to the grid is constantly increasing. In this scenario, the double fed induction generator (DFIG) plays an important role, since it is one of the most used wind generator. The main advantage of this machine is to provide variable speed using a small and economic back-to-back power converter. Actually, the converter only need to be sized to 30% of the rated power of the DFIG. However, the DFIGs are very sensitive to grid disturbances, especially to voltage sags. Voltage sag is one of the major factors that contribute to the power quality deterioration, and it has a negative influence in the DFIG because this machine has the stator circuit directly connected to the grid. The voltage sag can provoke oscillations in the active power, in the torque and in the DC link voltage, and it can also damage the machine and the *back-to-back* converter due to the high currents that arise in this type of contingency. Thus, it is mandatory to apply a control strategy to help the DFIG to stay connected to the grid during voltage sags and to overcome this stressful mishap, as well as the necessity of voltage sag detection in order to make the control strategy acts at the right time. Therefore, by introducing the concept of aggregated value of the normalized voltage per phase, this work proposes a rapid and robust voltage sag detection algorithm, named ADAMF. It is able to quickly and accurately detect symmetric and asymmetric voltage sags, even within distorted voltage systems. This work also proposes a control strategy applied to the rotor side converter (RSC) of the DFIG, in order to protect the machine and the back-to-back converter during voltage sags. The aim of the proposed strategy control is to remove the oscillating active power that raises during unbalanced voltage sags, and as consequence, the reduction of the machine currents.

Keywords: Double fed induction machine, DFIG, asymmetric voltage sag, voltage sag detection algorithm, oscillating active power elimination, control strategy applied to the RSC.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Controle de ângulo <i>pitch</i> de uma turbina eólica.	27
Figura 1.2	Gerador assíncrono conectado à rede elétrica.	28
Figura 1.3	Gerador eólico <i>FRC</i> conectado à rede elétrica.	28
Figura 1.4	Curva de MPPT para uma turbina eólica acoplada a um gerador de velocidade variável.	30
Figura 1.5	Gerador DFIG conectado à rede elétrica.	30
Figura 1.6	Curva LVRT do código de rede brasileiro.	33
Figura 2.1	Diagrama fasorial da DFIM no modo subsíncrono.	45
Figura 2.2	Fluxos de potência na DFIM.	46
Figura 2.3	Sistema de eixos estacionários $\alpha\beta$ e eixos síncronos dq	48
Figura 2.4	Circuito equivalente do DFIG.	51
Figura 2.5	Fluxo de potência no DFIG.	54
Figura 3.1	Vetor fluxo do estator alinhado com eixo d do referencial síncronos.	56
Figura 3.2	Diagrama de blocos do controle do RSC.	59

Figura 3.3	Esquema de conexão do GSC.	59
Figura 3.4	Diagrama de controle do GSC.	62
Figura 3.5	Tensão no PCC . Afundamento de tensão de 0,3 p.u. com 0,4s de duração. .	64
Figura 3.6	Correntes no estator antes, durante e após afundamento.	64
Figura 3.7	Valor agregado das correntes no rotor	64
Figura 3.8	Tensões rotóricas.	65
Figura 3.9	Potência ativa e reativa no estator.	65
Figura 3.10	Tensão no elo CC antes e durante o afundamento.	66
Figura 3.11	Velocidade do DFIG.	67
Figura 4.1	SOGI.	69
Figura 4.2	SOGI-QSG-FLL.	69
Figura 4.3	Extração das componentes normalizadas das tensões de cada fase.	72
Figura 4.4	Circuito de sinalização do afundamento.	73
Figura 4.5	Afundamento monofásico na fase A.	74
Figura 4.6	Sinal digital vsd e valor agregado das tensões normalizadas na fase A ($V_{\alpha\beta Agg}^+$).	74
Figura 4.7	Sinal vsd e valor agregado da tensões normalizadas na fase A em sistema dis-	

torcido.	75
Figura 4.8 Detalhe do afundamento monofásico (0,4 p.u.) na fase A.	75
Figura 4.9 Tensões v_{1a} e $v_{a\alpha}^+$	75
Figura 4.10 Característica de filtragem do ADAMF.	76
Figura 4.11 Primeiros instantes do afundamento bifásico.	76
Figura 4.12 valor agregado das tensões normalizadas na fase A ($V_{a\alpha\beta Agg}^+$).	77
Figura 4.13 Sinal vsd e valor agregado das tensões normalizadas na fase B ($V_{b\alpha\beta Agg}^+$). ...	77
Figura 4.14 Componentes fundamentais normalizadas da tensão na fase B.	77
Figura 4.15 Afundamento trifásico.	78
Figura 4.16 Valor agregado das tensões normalizadas na fase A ($V_{a\alpha\beta Agg}^+$).	78
Figura 4.17 Valor agregado das tensões normalizadas na fase B ($V_{a\alpha\beta Agg}^+$).	78
Figura 4.18 Sincronismo entre vsd e $V_{c\alpha\beta Agg}^+$ durante afundamento trifásico.	79
Figura 4.19 Esquema do emulador integrado ao ADAMF.	80
Figura 4.20 Plataforma experimental.	80
Figura 4.21 Afundamento monofásico de 0,4 p.u.	81
Figura 4.22 Tempo de detecção do afundamento de 0,4 p.u.	81

Figura 4.23 Sincronismo entre v_{sd} e $V_{\alpha\beta Agg}^+$ durante afundamento.	82
Figura 4.24 Afundamento monofásico de 0,4 $p.u.$ em sistema distorcido.	83
Figura 4.25 Sincronismo entre o sinal v_{sd} e tensão $V_{\alpha\beta Agg}^+$ em sistema com distorção. ..	83
Figura 4.26 Sinal v_{Ia} e tensão $V_{\alpha\alpha}^+$	83
Figura 4.27 Afundamento de 0,6 $p.u.$ nas fases B e C.	84
Figura 4.28 Tensões trifásicas geradas no referencial $\alpha\beta$	84
Figura 4.29 Valor agregado das tensões normalizadas na fase B ($V_{b\alpha\beta Agg}^+$) e sinal digital v_{sd}	84
Figura 4.30 Afundamento simétrico de 0,3 $p.u.$	85
Figura 4.31 Extração das componentes normalizadas das tensões de cada fase.	86
Figura 4.32 Afundamento balanceado de 0,3 $p.u.$ em sistema distorcido.	86
Figura 4.33 Sinal de detecção do afundamento em sistema distorcido.	87
Figura 4.34 Tensão trifásica, com conteúdo harmônico, no referencial $\alpha\beta$	87
Figura 4.35 Componentes normalizadas da Tensão na fase C.	87
Figura 4.36 Tensão no barramento CC.	87
Figura 5.1 Extração das componentes de sequências positiva e negativa da fase A.	95

Figura 5.2	Circuitos PLLs utilizados.	96
Figura 5.3	Malha de corrente de eixo em quadratura no rotor.	98
Figura 5.4	Diagrama de Bode.	99
Figura 5.5	Resposta ao degrau unitário.	99
Figura 5.6	Diagrama de blocos do controle de potência aplicado ao RSC.	99
Figura 5.7	Diagrama de blocos do controle proposto.	100
Figura 5.8	Figura representativa do circuito de potência da plataforma experimental. ..	100
Figura 5.9	Afundamento de 0.5 p.u. na fase A.	101
Figura 5.10	Correntes na máquina durante afundamento na fase A.	102
Figura 5.11	Potências ativa e reativa durante afundamento de 0.5 p.u. na fase A.	102
Figura 5.12	Valor agregado da tensão normalizada na fase A, e sinal digital de detecção.	103
Figura 5.13	Tensões do estator no referencial síncrono.	103
Figura 5.14	Redução das correntes na máquina durante afundamento na fase A.	104
Figura 5.15	Potências ativa e reativa durante afundamento de 0.5 p.u.	104
Figura 6.1	Configuração da plataforma experimental.	107
Figura 6.2	Tensões da rede elétrica	108

Figura 6.3	Tensão na fase A da rede e do gerador em um instante antes do sincronismo.	108
Figura 6.4	Conexão do DFIG com a rede elétrica	109
Figura 6.5	Correntes no rotor da máquina.	109
Figura 6.6	Corrente na fase A do rotor e do estator do DFIG, para $P_s = 2000$ W e $Q_s = 0$ var.	110
Figura 6.7	Sinal de detecção de afundamento e valor agregado das tensões normalizadas na fase A.	111
Figura 6.8	Tensões residuais no afundamento monofásico.	111
Figura 6.9	Tensões do estator nas coordenadas síncronas para afundamento monofásico.	112
Figura 6.10	Correntes no DFIG, incluindo atuação do controle proposto (afundamento monofásico).	113
Figura 6.11	Correntes no rotor durante afundamento (afundamento monofásico).	114
Figura 6.12	Correntes do estator no referencial síncrono (afundamento monofásico).	115
Figura 6.13	Potências ativa e reativa (afundamento monofásico).	115
Figura 6.14	Tensão no elo CC (afundamento monofásico).	116
Figura 6.15	Tensões residuais na rede elétrica (afundamento trifásico em rede distorcida).	116
Figura 6.16	Valor agregado das tensões normalizadas nas fases A, B e C.	116
Figura 6.17	Correntes no DFIG para injeção de 2,8 kW e 0 var.	117

Figura 6.18 Tensões no estator da máquina nas coordenadas síncronas (afundamento trifásico assimétrico e distorcido).	117
Figura 6.19 Corrente na fase A (afundamento trifásico assimétrico).	118
Figura 6.20 Correntes do estator no referencial síncrono de sequência positiva.	118
Figura 6.21 Correntes do estator no referencial síncrono de sequência negativa.	119
Figura 6.22 Comportamento das potência no estator do DFIG (afundamento trifásico desequilibrado.)	119
Figura 6.23 Tensão no elo CC (afundamento monofásico).	119
Figura 6.24 Tensões residuais no afundamento bifásico.	120
Figura 6.25 Corrente na fase A do rotor do gerador (afundamento bifásico).	120
Figura 6.26 Correntes do estator do DFIG no referencial síncrono de sequência positiva (afundamento bifásico).	121
Figura 6.27 Correntes do estator do DFIG no referencial síncrono de sequência negativa (afundamento bifásico).	121
Figura 6.28 Tensões de eixo em quadratura do estator (afundamento bifásico).	121
Figura 6.29 Potência ativa e reativa (afundamento bifásico).	122
Figura A.1 Diagramas do circuito de proteção e e auxílio ao sincronismo.	137
Figura B.1 Circuito Anjo da Guarda.	139

Figura B.2 Placa do circuito Anjo da Guarda.	139
---	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Requisitos técnicos gerais.	32
Tabela 3.1	Especificações do gerador eólico.	62
Tabela 3.2	Especificações do conversor do lado da rede.	63
Tabela 3.3	Especificações do conversor do lado da máquina.	63
Tabela 4.1	Características das simulações.	73
Tabela 6.1	Especificações do DFIG.	106
Tabela 6.2	Especificações do MIT.	107
Tabela A.1	Legenda.	136

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADAMF	Algoritmo de Detecção de Afundamentos de tensão;
CC	Corrente Contínua;
Cx. Engr.	Caixa de Engrenagens;
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator;</i>
DFIM	<i>Doubly Fed Induction Machine;</i>
DFT	<i>Discrete Fourier Transform;</i>
DPC	Controle Direto de Potência;
<i>fem</i>	Força Eletromotriz;
FLL	<i>Frequency Locked Loop;</i>
<i>fmm</i>	Força Magnetomotriz;
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga;
FRC	<i>Fully Rated Converter;</i>
FRT	<i>Fault Ride Through;</i>
GSC	<i>Grid Side Converter;</i>
LES	<i>Least Erro Squares;</i>
LVRT	<i>Low-Voltage Ride Through;</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking;</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema;
PCC	Ponto de Conexão Comum;
PGSC	<i>Parallel Grid Side Converter;</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop;</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
QSG	<i>Quadrature-Signals Generator;</i>
RSC	<i>Rotor Side Converter;</i>
SEP	Sistema elétrico de potência;
SFLL	<i>Soft Phase-Locked Loop;</i>
SGSC	<i>Serie Grid Side Converter;</i>
SFO	<i>Stator Flux Orientation;</i>
SVO	<i>Stator Voltage Orientation;</i>
SVODPC	<i>Stator Voltage Oriented Direct Power Control</i>
WHLLSE	<i>Weighted Least-Square;</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking;</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator;</i>
<i>vsd</i>	<i>Voltage sag detection.</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

C	Capacitor do barramento CC;
C_p	Coefficiente de potência da turbina eólica;
C_p^{opt}	Coefficiente de potência que leva a extração da potência mecânica máxima;
d	Eixo direto do sistema de coordenadas síncronas;
dq	Eixos de coordenadas síncronas;
f_{rsc}	Frequência de chaveamento do conversor do lado do da máquina;
fem	Força eletromotriz;
fmm	Força magneto motriz;
f_r	Frequência das grandezas elétricas no rotor;
f_s	frequência das grandezas elétricas no estator;
I^+	Valor eficaz da corrente de sequência positiva;
I^-	Valor eficaz da corrente de sequência negativa;
I_c	Corrente no capacitor do conversor <i>back-to-back</i>
I_{cc}	Corrente do conversor GSC no lado do elo CC;
i_m	Corrente de magnetização da máquina;
i_{md}	Componente da corrente de magnetização da máquina no eixo diretor d;
i_{mq}	Componente da corrente de magnetização da máquina no eixo em quadratura q;
$i_{r_{abc}}$	Corrente elétrica no rotor nas fases a, b e c;
$I_{r_{agreg}}$	Valor agregado das correntes do rotor;
\vec{i}_r	Vetor corrente do rotor no referencial síncrono;
i_{rd}^*	Referência de corrente do rotor no eixo direto durante afundamento de tensão;
i_{rd}^{+*}	Referência de corrente de sequência positiva do rotor no eixo d, durante afundamento de tensão;
i_{rd}^{-*}	Referência de corrente de sequência negativa do rotor no eixo d, durante afundamento de tensão;
i_{rq}^*	Referência de corrente do rotor no eixo q, durante afundamento de tensão;
i_{rq}^{+*}	Referência de corrente de sequência positiva do rotor no q, durante afundamento de tensão;
i_{rq}^{-*}	Referência de corrente de sequência negativa do rotor no eixo em quadratura;
\vec{i}_r	Vetor corrente do rotor no referencial do rotor;
$\vec{i}_{ra}(t)$	Vetor corrente instantânea do rotor na fase a;
$\vec{i}_{rb}(t)$	Vetor corrente instantânea do rotor na fase b;
$\vec{i}_{rc}(t)$	Vetor corrente instantânea do rotor na fase c;
i_{rd}	Componente da corrente do rotor no eixo direto do sistema de coordenadas síncronas;
i_{rq}	Componente da corrente do rotor no eixo em quadratura do sistema de coordenadas síncronas;
I_{rsc}	Corrente no conversor RSC no lado do elo CC;

\vec{i}_s	Vetor corrente do estator no referencial síncrono;
\vec{i}_s^s	Vetor corrente do estator no referencial do estator;
$\vec{i}_{sa}(t)$	Vetor corrente instantânea do estator na fase a;
$\vec{i}_{sb}(t)$	Vetor corrente instantânea do estator na fase b;
$\vec{i}_{sc}(t)$	Vetor corrente instantânea do estator na fase c;
i_{sd}	Componente de eixo direto da corrente do estator nas coordenadas síncronas;
i_{sq}	Componente da corrente do estator no eixo em quadratura nas coordenadas síncronas;
J	Momento de inércia do gerador eólico juntamente com a turbina;
K_{pi}	Ganho proporcional do controlador de corrente;
K_{ii}	Ganho integral do controlador de corrente;
L_{lr}	Indutância de dispersão do rotor;
L_r	Indutância própria do rotor;
L_{ls}	Indutância de dispersão do estator;
L_s	Indutância própria do estator;
\bar{p}	Potência ativa média;
\bar{p}_{af}	Potência ativa ofertada pelo <i>DFIG</i> durante afundamento de tensão;
p	Número de pares de pólos;
P_{c2}	Valor de pico da potência ativa oscilante em cosseno;
P_{ent}	Potência de entrada no <i>DFIG</i> ;
P_{pcc}	Potência entregue ao PCC pelo gerador <i>DFIG</i> ;
P_g	Potência transferida pelo entreferro da máquina;
P_{Jr}	Potência dissipada em forma de calor pelo circuito do rotor;
P_{Js}	Potência dissipada em forma de calor pelo circuito do estator;
P_{mec}	Potência mecânica da máquina;
P_r	Parcela da potência de saída referente ao rotor;
P_{sai}	Potência de saída no <i>DFIG</i> ;
P_s	Parcela da potência de saída referente o estator;
P_{s2}	Valor de pico da potência ativa oscilante em seno;
q	Eixo em quadratura do sistema de coordenadas síncronas;
\bar{q}	Potência reativa média;
\bar{q}_{inj}	Potência reativa média injetada na rede durante afundamento de tensão no PCC;
Q_t	Potência reativa total;
Q_{c2}	Valor de pico da potência reativa oscilante em seno;
Q_{s2}	Valor de pico da potência reativa oscilante em seno;
R	Raio da circunferência varrida pelas hélices da turbina eólica;
R_{ra}	Resistência do enrolamento da fase a do rotor do <i>DFIG</i> ;
R_{rb}	Resistência do enrolamento da fase b do rotor do <i>DFIG</i> ;
R_{sc}	Resistência do enrolamento da fase c do estator do <i>DFIG</i> ;

R_{sb}	Resistência do enrolamento da fase b do estator do <i>DFIG</i> ;
R_{sc}	Resistência do enrolamento da fase c do estator do <i>DFIG</i> ;
S	Escorregamento da máquina;
$Trafo$	Transformador trifásico;
$Trafo - 3w$	Transformador trifásico de três enrolamentos;
T_{em}	Torque eletromagnético;
T_m	Torque mecânico;
T_{rsc}	Período do sinal chaveamento do conversor do lado da máquina;
V^+	Valor eficaz da tensão de sequência positiva;
V^-	Valor eficaz da tensão de sequência negativa;
V_a	Tensão na fase A;
$v_{a\alpha}^+$	Componente fundamental normalizado da tensão na fase A;
$v_{a\beta}^+$	Componente fundamental normalizado em quadratura da tensão na fase B;
$V_{\alpha\beta Agg}^+$	Valor agregado normalizado das tensões na fase A no referencial $\alpha\beta$;
V_b	Tensão na fase B;
$v_{b\alpha}^+$	Componente fundamental normalizado da tensão na fase A;
$v_{b\beta}^+$	Componente fundamental normalizado em quadratura da tensão na fase B;
$V_{b\alpha\beta Agg}^+$	Valor agregado normalizado das tensões na fase B no referencial $\alpha\beta$;
V_c	Tensão na fase C;
$v_{c\alpha}^+$	Componente fundamental normalizado da tensão na fase C;
$v_{c\beta}^+$	Componente fundamental normalizado em quadratura da tensão na fase C;
$V_{c\alpha\beta Agg}^+$	Valor agregado normalizado das tensões na fase C no referencial $\alpha\beta$;
v_{rabc}	Tensão no rotor nas fases a, b e c;
V_{pico}	Tensão de pico de um sistema trifásico qualquer;
\vec{V}_r	Vetor tensão do rotor no referencial síncrono;
\vec{V}_r^r	Vetor tensão do rotor no referencial do rotor;
V_{rd}	Componente da tensão do rotor no eixo direto do sistema de coordenadas síncronas;
V_{rq}	Componente da tensão do rotor no eixo em quadratura do sistema de coordenadas síncronas;
$v_{s(abc)}$	Tensões trifásicas no estator;
v_{sa}^+	Componente de sequência positiva da tensão na fase a do estator;
v_{sa}^-	Componente de sequência negativa da tensão na fase a do estator;
v_{sb}^+	Componente de sequência positiva da tensão na fase b do estator;
v_{sb}^-	Componente de sequência negativa da tensão na fase b do estator;
v_{sc}^+	Componente de sequência positiva da tensão na fase c do estator;
v_{sc}^-	Componente de sequência negativa da tensão na fase c do estator;
\vec{V}_s	Vetor tensão do estator no referencial síncrono;
\vec{V}_s^s	Vetor tensão do estator no referencial do estator;
$\vec{V}_{sa}(t)$	Vetor tensão instantânea do estator na fase a;

$\vec{V}_{sb}(t)$	Vetor tensão instantânea do estator na fase b;
$\vec{V}_{sc}(t)$	Vetor tensão instantânea do estator na fase c;
v_{sd}	Sinal digital de detecção de afundamento de tensão;
v_{sd}	Componente da tensão do estator no eixo direto do sistema de coordenadas síncronas;
v_{sd}^+	Componente da tensão do estator de sequência positiva no eixo direto;
v_{sd}^-	Componente da tensão do estator de sequência negativa no eixo direto;
v_{sq}	Componente da tensão do estator no eixo em quadratura do sistema de coordenadas síncronas;
v_{sq}^+	Componente da tensão de sequência positiva no eixo em quadratura;
v_{sq}^-	Componente da tensão de sequência negativa no eixo em quadratura;
$v_{s\alpha}^+$	Componente α das tensões trifásicas de sequência positiva no estator;
$v_{s\alpha}^-$	Componente α das tensões trifásicas de sequência negativa no estator;
$v_{s\beta}^+$	Componente β das tensões trifásicas de sequência positiva no estator;
$v_{s\beta}^-$	Componente β das tensões trifásicas de sequência negativa no estator;
β	Ângulo de inclinação da hélice (<i>Pitch angle</i>);
δ	Ângulo entre o eixo d do sistema de coordenadas síncronas e o eixo do estator;
λ	Velocidade específica da turbina;
λ_{opt}	Velocidade específica correspondente à C_p^{opt} ;
Ω	Velocidade angular do eixo do rotor;
ω_e	Velocidade angular do vetor girante;
ω_m	Velocidade angular do campo do rotor (rad/s);
ω_r	Velocidade angular das tensões e correntes no rotor (rad/s);
ω_s	Velocidade angular das tensões e correntes no estator ou velocidade angular síncrona (rad/s);
ω_{slip}	Velocidade angular de escorregamento (rad/s);
ω_T	velocidade angular da turbina (rad/s);
ω_0	Frequência angular estipulada para o SOGI;
ω'	Frequência angular rastreada pelo FLL;
ρ_{ar}	Densidade relativa do ar;
θ	Ângulo entre o eixo do rotor e o eixo do estator do <i>DFIG</i> ;
θ_e	Ângulo do vetor girante da rede elétrica;
θ_{i+}	Ângulo do fasor corrente de sequência positiva;
θ_{i-}	Ângulo do fasor corrente de sequência negativa;
θ_{slip}	Ângulo de deslocamento entre o referencial do rotor e do estator;
θ_{v+}	Ângulo do fasor tensão de sequência positiva;
θ_{v-}	Ângulo do fasor tensão de sequência negativa;
v	Velocidade do vento incidindo sobre a turbina eólica;
σ	Fator de dispersão da máquina;
$\vec{\Psi}_r$	Fluxo magnético do rotor no referencial do rotor;
Ψ_{rabc}	Fluxos do rotor nas fases a, b e c;

- $\vec{\Psi}_s$ Fluxo magnético do estator no referencial síncrono;
- $\vec{\Psi}_s^s$ Vetor Fluxo magnético do estator no referencial do estator;
- $\vec{\Psi}_{sa}(t)$ Vetor fluxo magnético instantâneo do estator na fase a;
- $\vec{\Psi}_{sb}(t)$ Vetor fluxo magnético instantâneo do estator na fase b;
- $\vec{\Psi}_{sc}(t)$ Vetor fluxo magnético instantâneo do estator na fase c.

SUMÁRIO

1	CONTEXTUALIZAÇÃO DA PESQUISA	25
1.1	Introdução	25
1.2	Tipos de aerogeradores	27
<i>1.2.1</i>	<i>Aerogerador de velocidade constante</i>	<i>27</i>
<i>1.2.2</i>	<i>Aerogerador de velocidade variável</i>	<i>28</i>
<i>1.2.3</i>	<i>Gerador de indução duplamente alimentado</i>	<i>29</i>
1.3	O código de rede brasileiro	30
1.4	Revisão bibliográfica	33
<i>1.4.1</i>	<i>Algoritmos de detecção de afundamentos de tensão</i>	<i>33</i>
<i>1.4.2</i>	<i>Gerador de indução duplamente alimentado em rede desbalanceada e diante de afundamento de tensão</i>	<i>35</i>
1.5	Identificação do problema	41
1.6	Contribuições do trabalho	41
1.7	Lista de trabalhos publicados	41
2	MODELAGEM DINÂMICA DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO	43
2.1	Introdução	43
2.2	Modelo adotado para a máquina de indução duplamente alimentada (DFIM)	44
2.3	Potência ativa no DFIG	51
2.4	Conclusões	54
3	CONTROLE VETORIAL APLICADO AO DFIG	55
3.1	Introdução	55
3.2	Controle do conversor do lado do rotor (RSC)	55
<i>3.2.1</i>	<i>Desacoplamento dos eixos síncronos dq no controle do RSC</i>	<i>57</i>
3.3	Controle do conversor do lado da rede (GSC)	59

3.4	Simulação do controle clássico sob afundamento balanceado	62
3.5	Conclusões	67
4	ALGORITMO GENÉRICO PARA DETECÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	68
4.1	Introdução	68
4.2	SOGI-QSG-FLL	69
4.3	Descrição do algoritmo ADAMF	70
4.4	Resultados de simulação	73
4.4.1	<i>Afundamento monofásico</i>	73
4.4.2	<i>Afundamento monofásico em um sistema distorcido</i>	74
4.4.3	<i>Afundamento bifásico</i>	75
4.4.4	<i>Afundamento trifásico</i>	77
4.5	Resultados experimentais	79
4.5.1	<i>Emulador de rede</i>	79
4.5.2	<i>Afundamento monofásico</i>	81
4.5.3	<i>Afundamento monofásico em sistema distorcido</i>	82
4.5.4	<i>Afundamento bifásico</i>	83
4.5.5	<i>Afundamento trifásico balanceado</i>	84
4.5.6	<i>Afundamento trifásico balanceado em sistema distorcido</i>	85
4.5.7	<i>Elo CC</i>	85
4.6	Conclusão	88
5	ESTRATÉGIA DE CONTROLE APLICADA AO RSC PARA ELIMINAR AS OSCILAÇÕES NA POTÊNCIA ATIVA E MELHORAR A CAPACIDADE LVRT DO DFIG	89
5.1	Introdução	89
5.2	Potência instantânea em sistema trifásico com tensões desbalanceadas	89
5.3	Gerador de indução duplamente alimentado em condições de tensões desbalanceadas	91

de tensão assimétrico	93
5.4.1 <i>Correntes de referências no estator</i>	94
5.5 Tensões de sequências positiva e negativa	94
5.6 PLL utilizado.....	96
5.7 Cálculo das correntes de referência do rotor	96
5.8 Desenvolvimento do controle	97
5.8.1 <i>Malha de corrente do rotor</i>	97
5.8.2 <i>Mudança do controle clássico para o controle proposto.</i>	98
5.9 Resultados de simulação	100
5.9.1 <i>Simulação de afundamento monofásico sem o controle proposto</i>	101
5.9.2 <i>Simulação do controle proposta: afundamento monofásico</i>	101
5.10 Conclusões	105
6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS.....	106
6.1 Introdução	106
6.2 Sincronismo e conexão com a rede	108
6.3 Validação experimental da estratégia proposta	109
6.3.1 <i>Afundamento monofásico</i>	110
6.3.2 <i>Afundamento trifásico desbalanceado em rede distorcida</i>	113
6.3.3 <i>Afundamento bifásico</i>	118
6.4 Conclusões	123
7 CONCLUSÃO GERAL	124
7.1 Primeira contribuição	124
7.2 Segunda contribuição	124
7.3 Trabalhos futuros.....	125
REFERÊNCIAS	127
APÊNDICE A – Circuito auxiliar de conexão e proteção	135
A.1 Introdução	135
A.2 Resistores e Contactador de Sincronismo.....	135

A.3	Circuito Crowbar.....	135
A.4	Descarga do Elo CC.....	136
A.5	Diagramas do Circuito Auxiliar.....	136
A.6	Diagramas de força e comando.....	136
	APÊNDICE B – Sistema Anjo da Guarda.....	138
B.1	Introdução.....	138
B.2	Descrição do Sistema Anjo da Guarda.....	138
	APÊNDICE C – Script de Inicialização no MATLAB/Simulink.....	140
C.1	Introdução.....	140
C.2	Script de Inicialização para Primeira Proposta.....	140
C.3	Script de Inicialização para Primeira Proposta.....	141

1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA PESQUISA

1.1 Introdução

O aproveitamento da energia oriunda dos ventos já vem ocorrendo há muito tempo. Os primeiros cataventos surgiram no oriente, com eixo vertical, visando principalmente a moagem de grãos [1]. Outras aplicações, do aproveitamento da energia dos ventos, eram bombeamento de água e navegação. Já o uso da energia dos ventos para geração de energia elétrica só foi efetivamente incentivada após a crise do petróleo na década de 70, e o primeiro gerador eólico comercial, ligado a uma rede pública, só foi instalado em 1976 na Dinamarca.

A produção de energia elétrica, através de aerogeradores, está cada vez mais popular. Em 2010, mais de 10% da energia elétrica da Europa provinha deste tipo de fonte [2]. Atualmente a indústria produtora de energia eólica da Europa tem como meta atingir 180 GW em 2020 e 300 GW no final de 2030. Os aerogeradores se caracterizam por serem fontes de energia elétrica renovável e limpa, e a preocupação mundial com os fatores ambientais é uma das principais causas de seu grande e constante crescimento. Existe uma esperança de que as energias renováveis venham, em um futuro próximo, eliminar o uso de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica, bem como, diminuir a necessidade de construção de usinas nucleares. Parques eólicos, tanto *Onshore* quanto *Offshore*, estão sendo cada vez mais difundidos mundialmente [3]. Os parques eólicos *Offshore* são construídos dentro do mar em distâncias maiores que 5 km da costa, e os *Onshore* são construídos em terra firme, preferencialmente em litorais e lugares elevados, onde existem ventos de altas velocidades. Os parques eólicos *Onshore* constituem a maioria das instalações existentes [3].

Em países como a Dinamarca, Alemanha e Espanha, a energia eólica já representa uma fatia respeitável da energia elétrica total produzida, e os códigos de rede (*Grid Codes*) estão cada vez mais exigentes[4]. Os novos códigos de rede exigem que os aerogeradores suportem afundamentos de tensão por um período determinado. Esse requisito é conhecido como suportabilidade a afundamento de tensão ou LVRT (*Low-Voltage Ride Through*). Além disso, eles também determinam que os parques eólicos tenham capacidade de controle de potências reativa e ativa em sua saída. Na verdade, os novos códigos de rede apresentam um conjunto de exigências e sugestões para a adequação da conexão de um parque eólico com a rede elétrica.

A participação da energia eólica na produção de energia elétrica no Brasil ainda representa uma fatia muito pequena. Mesmo assim, o Brasil é o país da América latina que mais investe em geração eólica, inclusive instituiu em abril de 2002 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Para se ter uma idéia da evolução desse tipo de geração no Brasil, podemos destacar que ela só contribuía com 0,03% da geração de energia elétrica brasileira em 2001 [5], sendo que em 2013 a contribuição da energia eólica

era 1,6%, em 2016 atingiu 5,22%, e atualmente esse tipo de geração representa 6,15% da matriz energética brasileira, a qual é parcialmente limpa, pois é composta de 61,64% de geração hidrelétrica, 17,52% de geração termoeétrica, 5,22% de geração eólica, 8,89% de biomassa, 1,33% de geração nuclear e 5,48% de energia importada. Portanto, o crescimento da geração eólica em nosso país está relacionado principalmente com o aumento da confiabilidade do sistema elétrico através da inclusão de parques eólicos, e não com a necessidade da geração de energia elétrica a partir de fontes limpas. Na matriz energética brasileira, a potência total gerada pelos parques eólicos soma aproximadamente 7,8 GW distribuídos em trezentos e vinte e quatro parques eólicos. No estado do Ceará podem ser citados como exemplos os parques eólicos da Prainha, de Beberibe e o de Icaraizinho, que têm capacidade de gerar 10 MW, 25,6 MW e 54,6 MW, respectivamente [5].

As tecnologias relacionadas com energia eólica desenvolveram-se muito na última década juntamente com o crescimento da potência gerada [3, 5, 6]. Turbinas eólicas usam a energia dos ventos para movimentarem suas hélices e produzem movimento rotatório, o qual é transmitido ao eixo de um gerador através de uma caixa de engrenagens. A função da caixa de engrenagens é fazer o acoplamento entre dois eixos que operaram com velocidades diferentes, o eixo da turbina que é de baixa rotação e o do gerador que tem rotação elevada. Vale a pena ressaltar que existem várias arquiteturas disponíveis para um gerador eólico, porém os modelos comerciais convergem para turbina de eixo horizontal com três hélices [6], [7]. As turbinas de duas hélices e até mesmo de uma hélice já foram produzidas comercialmente, mas as de três hélices, além de apresentarem melhor rendimento, são visualmente mais agradáveis devido a disposição simétrica das mesmas [3].

De acordo com [8] e [9], a potência mecânica extraída da turbina pode ser determinada por sua equação característica, dada por:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho_{ar} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3, \quad (1.1)$$

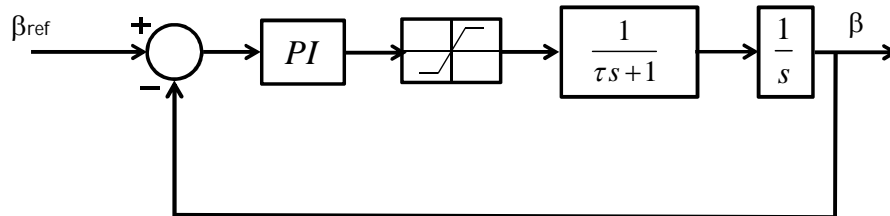
sendo a velocidade específica, que é a relação entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento incidente, dada por

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_T}{v}. \quad (1.2)$$

O coeficiente de potência (C_p) é função do ângulo de inclinação da hélice (β) e da velocidade específica da turbina (λ). Como os mesmos não são constantes, o valor do coeficiente de potência é variável. Na verdade, o ângulo β tem uma influência significativa no valor do coeficiente de potência, e existe um controle apropriado para o mesmo, como mostra a Figura 1.1. Para valores baixos da velocidade do vento, o controle do ângulo de inclinação da hélice β (*pitch control*) raramente atua em casos de parques eólicos *onshore*, onde apenas configura um valor ótimo para o ângulo, e atua em alguns casos de parque eólicos *offshore* [10]. Já em casos de velocidades

maiores, o controle *pitch* deve atuar, tanto para controlar quanto limitar a potência mecânica extraída pela turbina, quanto para não permitir que a turbina atinja velocidades destrutivas [11].

Figura 1.1: Controle de ângulo *pitch* de uma turbina eólica.



Fonte: Modificada de [11].

Quando as hélices da turbina captam o vento, no processo de conversão de energia, provocam uma redução na velocidade da massa de ar. Porém, a mesma não consegue extrair toda potência fornecida pelo vento. Betz descobriu, em 1926, que o máximo valor que o coeficiente de potência pode atingir é 0,59 [1],[7].

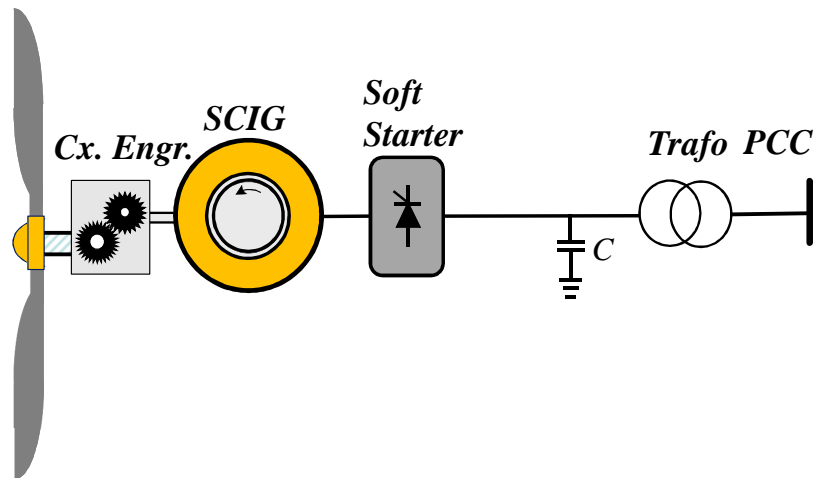
1.2 Tipos de aerogeradores

Existe um grande número de classificações disponíveis para se designar um aerogerador, entre elas pode-se destacar a classificação quanto à velocidade do rotor do aerogerador, que no caso, divide-se entre geradores eólicos de velocidade constante e geradores eólicos de velocidade variável.

1.2.1 Aerogerador de velocidade constante

Os primeiros geradores eólicos acoplados à rede elétrica eram de velocidade constante [1]. Esses tipos de aerogeradores são constituídos por máquinas síncronas ou máquinas assíncronas com rotor gaiola de esquilo e conectados diretamente à rede elétrica. As turbinas eólicas de velocidade constante que utilizam máquinas de indução baseiam-se no princípio de que essas máquinas apresentam velocidade quase constante quando conectadas a um sistema de frequência fixa [12]. Essas turbinas foram as pioneiras e muito utilizadas nas décadas de 1980 e 1990 [13]. A Figura 1.2 mostra um aerogerador, baseado em gerador assíncrono, conectado à rede elétrica. Máquinas de indução necessitam de energia reativa, então é comum o uso de banco de capacitores para fazerem a correção do fator de potência. A função do conversor é permitir um crescimento gradual do fluxo magnético durante a energização de forma que a mesma ocorra de modo suave.

Figura 1.2: Gerador assíncrono conectado à rede elétrica.

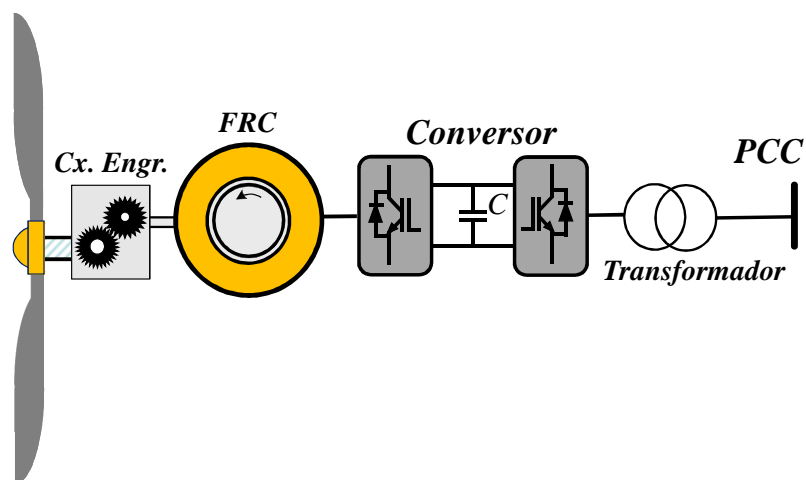


Fonte: Próprio autor.

1.2.2 Aerogerador de velocidade variável

Com o aumento da potência das turbinas eólicas, houve uma mudança gradativa dos geradores eólicos de velocidade fixa para os de velocidade variável. Essa mudança foi acompanhada pela evolução tecnológica no controle e no acionamento dos aerogeradores. Para os aerogeradores de velocidade variável, é possível a operação com toda a potência gerada processada no conversor, como no caso de aerogeradores equipados com conversor pleno (*Fully Rated Converter* - FRC), ou com o conversor processando apenas uma parcela da energia gerada, como no caso dos aerogeradores baseados em máquina de indução de rotor bobinado. Uma configuração típica para aerogeradores com conversor pleno é mostrada na Figura 1.3. Este tipo de aerogerador pode utilizar ou não uma caixa de engrenagens.

Figura 1.3: Gerador eólico FRC conectado à rede elétrica.



Fonte: Próprio autor.

Nos aerogeradores de velocidade variável, é importante que haja um controle atuando

de forma a extrair a máxima potência possível para a velocidade de vento ofertada, o qual é conhecido por MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Em (1.1) e (1.2) mostra-se que o coeficiente de potência C_p e a velocidade específica λ são adimensionais e podem descrever o desempenho de uma turbina eólica de qualquer dimensão. O valor de C_p que leva ao valor máximo de potência mecânica extraída da turbina, para cada velocidade de vento disponível, só pode ser obtido para um único valor da velocidade específica [8], assim podemos encontrar a curva de MPPT através de

$$P_{mec}^{max} = \frac{1}{2} \frac{C_p^{opt}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho_{ar} \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \omega_T^3. \quad (1.3)$$

Considerando que

$$k_{opt} = \frac{1}{2} \frac{C_p^{opt}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho_{ar} \cdot \pi \cdot R^5, \quad (1.4)$$

pode-se escrever

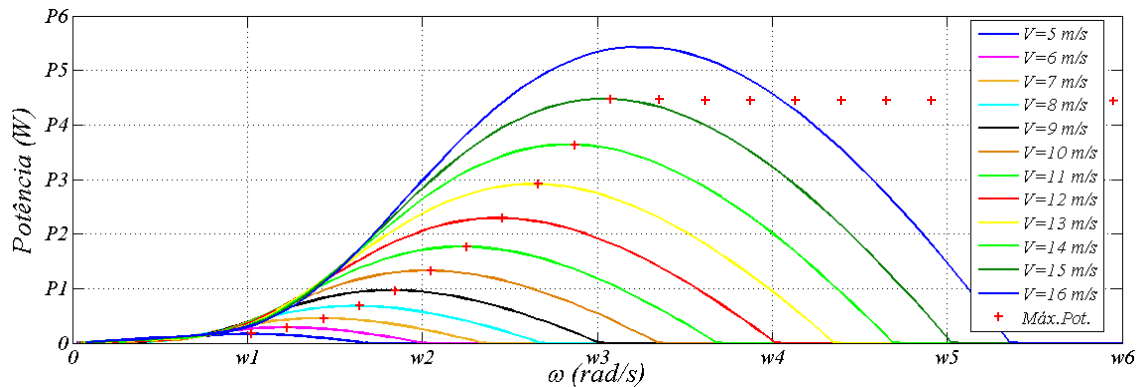
$$P_{mec}^{max} = K_{opt} \omega_T^3. \quad (1.5)$$

Dessa maneira, é possível concluir que para cada valor de K_{opt} a potência mecânica extraída da turbina varia com o cubo da velocidade angular do eixo da mesma. A Figura 1.4 mostra a curva de *MPPT*, sendo que a partir de (1.5) obtém-se a curva tracejada formada por cruzes vermelhas (+ + +), a qual representa os pontos de máxima potência para cada velocidade de vento disponível. A partir da velocidade de vento igual a $15m/s$ a potência fica constante, isso porque a turbina atingiu a velocidade de corte, que é a máxima velocidade de vento que a turbina eólica suporta sem sofrer danos nas engrenagens mecânicas. Essa velocidade, para turbinas comerciais, geralmente é em torno de $25m/s$.

1.2.3 Gerador de indução duplamente alimentado

Devido a existência de contatos deslizantes, atualmente a máquina de indução de rotor bobinado é raramente utilizada como motor [14]. Na operação como gerador seu funcionamento está associado a um conversor bidirecional formado por dois conversores em topologia *back-to-back*, e a máquina é conhecida como gerador de indução duplamente alimentado, cujo termo correspondente em inglês é *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG). O DFIG é um gerador de velocidade variável e sua configuração típica é mostrada na Figura 1.5. Nessa configuração os enrolamentos do estator são ligados diretamente à rede elétrica enquanto o conversor é conec-

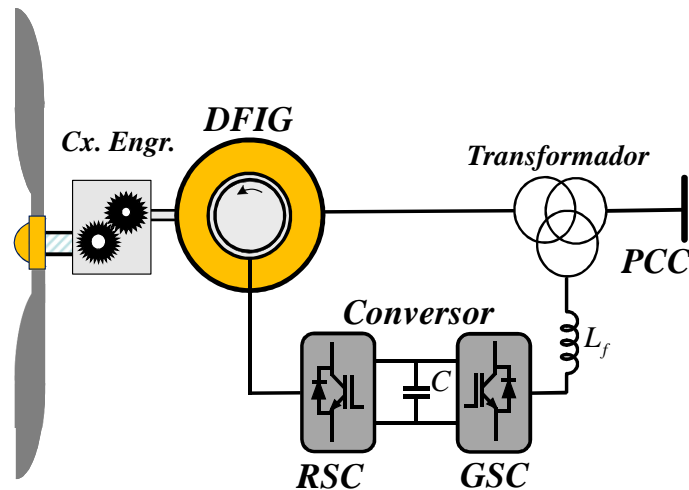
Figura 1.4: Curva de MPPT para uma turbina eólica acoplada a um gerador de velocidade variável.



Fonte: Próprio autor.

tado entre os enrolamentos do rotor e a rede elétrica. O conversor ligado à rede é o GSC (*Grid Side Converter*) enquanto que o conversor ligado ao rotor, via anéis coletores, é o RSC (*Rotor Side Converter*). A desconexão do rotor à rede elétrica permite que a operação com velocidade variável seja obtida através do controle de tensão do enrolamento do rotor na frequência de escorregamento [15]. Uma das principais vantagens do DFIG é o dimensionamento do conversor *back-to-back*, pois o mesmo processa, no máximo, cerca de 30% da potência nominal do gerador [8].

Figura 1.5: Gerador DFIG conectado à rede elétrica.



Fonte: Próprio autor.

1.3 O código de rede brasileiro

O aumento do número de parques eólicos conectados à rede elétrica, bem como as modernas técnicas de controle dessas máquinas, levaram aos atuais e exigentes códigos de rede. Esses códigos, existentes em vários países, apresentam diferenças inerentes às determinações do órgão regulador do sistema elétrico de cada nação. No Brasil, o submódulo 3.6, per-

tendente ao Módulo 3 dos procedimentos de redes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), determina os requisitos técnicos mínimos necessários para conexão de uma unidade geradora à rede elétrica básica. Este submódulo também tem o propósito de:

- a) Balizar as ações do ONS relativas à proposição das ampliações, reforços e melhorias na rede básica e à coordenação de acesso à rede básica;
- b) Fornecer, aos novos usuários da rede básica, as informações necessárias para elaboração do projeto do ponto de conexão e das instalações de uso exclusivo/restrito;
- c) Fornecer aos usuários já conectados à rede básica, que a ela requeiram acesso e contratação, as informações necessárias para atualização ou adequação do projeto do ponto de conexão e das instalações de transmissão de uso exclusivo/restrito;

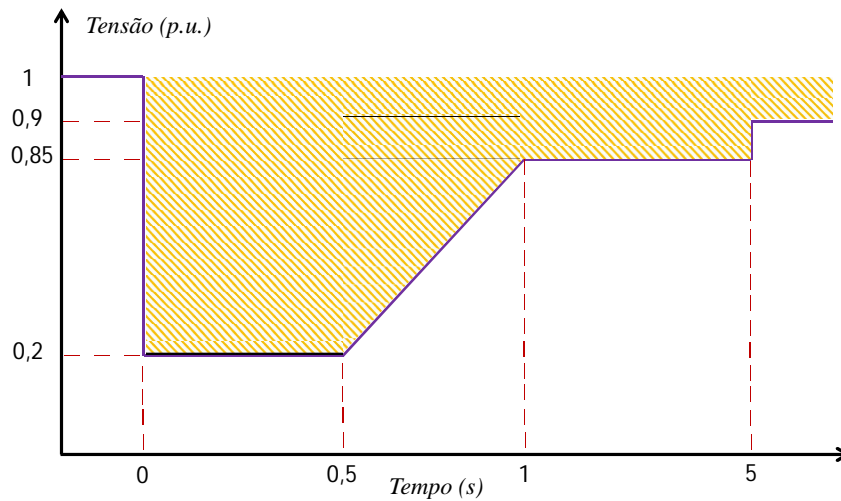
O tópico 8 do submódulo citado trata dos requisitos mínimos para conexão de geradores eólicos à rede elétrica, e seus aspectos gerais estão indicados na Tabela 1.1.

Tabela 1.1: Requisitos técnicos gerais.

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	a) Operação entre 56,5 a 63Hz sem atuação dos relés de sub-frequência e sobrefrequência instantâneos. b) Operação abaixo de 58,5Hz por até 10s. c) Operação entre 58,5 e 61,5Hz sem atuação dos relés de sub-frequência e sobrefrequência temporizado.	Evitar o desligamento dos geradores quando houver necessidade de geração, antes que o sistema de alívio de carga atue.
2. Geração/Absorção de reativos.	No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência nominal e quando solicitado pela ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo entre 0,95 e 1.	Participação efetiva no controle da tensão, de forma a aumentar a margem de estabilidade.
3. Operação em regime de tensão nominal	No ponto de conexão da central geradora: a) A operação entre 0,9 e 1,1 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados. b) Operação entre 0,85 a 0,9 p.u. da tensão nominal por até 5s.	Evitar o desligamento da usina quando houver variações de tensão no sistema.
4. Participação em SEP.	Possibilidade de desconexão automática mediante controle de <i>e/ou stall</i> das pás.	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.
5. Potência ativa de saída	Nas condições de tensões no ponto de conexão entre 0,9 e 1,1 p.u., para a central geradora eólica, não será permitido a redução da potência de saída, na faixa de frequência entre 58,5 a 60Hz. Para frequências entre 57 e 58,5Hz é admitida a redução de até 10% na potência de saída da unidade geradora. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estática.	Garantir a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência, de modo a evitar ou minimizar dos cortes de carga por atuação do ERAC.

O requisito de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede básica (LVRT) afirma que caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da rede básica da central de geração eólica, a central deve continuar operando, se a tensão em seus terminais permanecer dentro da área hachurada, conforme Figura 1.6. Percebe-se que caso o afundamento leve a tensão para 0,2 p.u. o parque eólico deverá permanecer conectado deste que esse afundamento severo não dure mais que 500 ms.

Figura 1.6: Curva LVRT do código de rede brasileiro.



Fonte: Próprio autor.

1.4 Revisão bibliográfica

Nesta seção, será apresentada uma revisão bibliográfica com o intuito de mostrar o estado da arte dos assuntos de interesse desse trabalho, que consistem em uma estratégia de controle para aumentar a capacidade do gerador de indução duplamente alimentado de suportar afundamentos de tensão desbalanceados; e da elaboração de um algoritmo de detecção de afundamentos de tensão. Serão mostrados vários trabalhos, bem como suas respectivas referências.

1.4.1 Algoritmos de detecção de afundamentos de tensão

Afundamento de tensão é um problema recorrente em sistemas elétricos, sendo o mesmo considerado um dos mais relevantes fatores que contribuem para a deterioração da qualidade de energia elétrica. Vários trabalhos abordando técnicas e algoritmos de detecção de afundamentos de tensão já foram publicados, conforme indica a revisão bibliográfica sobre esse importante tema.

Um referencial síncrono, combinado com um diferenciador e um filtro passa baixa foi usado em [16] para obtenção de um detector de afundamentos. Porém, o diferenciador sofria influência de harmônicas em sistemas com distorções. O tempo de detecção foi de $7,23m/s$. Os autores somente mostraram resultados de simulação. Em [17] os mesmos autores apresentaram um aperfeiçoamento do trabalho anterior, mas fizeram a tensão cair para 0 V durante os resultados experimentais, o que na verdade está fora do intervalo considerado como afundamento de tensão [18].

Diferentes métodos de identificação da origem de afundamentos de tensão foram discutidos em [19], bem como um método generalizado de identificação de afundamentos, baseado

em monitoramento de corrente, foi proposto.

Um algoritmo para rastreamento da profundidade do afundamento foi apresentado em [20]. Foram realizadas comparações com o método de detecção do valor eficaz e com o algoritmo DFT (*Discrete Fourier Transform*) para avaliação de seu desempenho. O tempo de detecção ficou acima de 105 ms, mostrando que o algoritmo é lento.

Monitorando o valor de pico da tensão da rede elétrica, o detector de afundamento estudado em [21] usou a transformada de Park para esse propósito. Todavia, as derivadas de tensão, contidas no algoritmo, foram problemáticas durante oscilações grandes de tensão. A necessidade de incluir um filtro na saída da função derivativa acrescentou um atraso no tempo de detecção.

O trabalho desenvolvido em [22] combina linearmente, a partir de um sistema trifásico, componentes de sequência positiva e negativa no referencial síncrono dq . A transformada recursiva de Fourier, no domínio discreto, foi utilizada para extrair a magnitude das componentes de sequências positiva e negativa, como também eliminar os efeitos das harmônicas. Em simulação, os tempos de detecção para afundamentos simétricos e assimétricos foram 6,6 e 4 ms respectivamente.

Um novo SPLL (*Soft Phase-Locked Loop*) e um método para detecção de afundamento chamado de , baseado no filtro LES (*Least Error Squares*), foi discutido em [23]. Em condições de tensões distorcidas o algoritmo proposto não apresentou oscilações de dados. O tempo necessário para detecção em simulação, para o método proposto, foi de 3 ms.

Já o algoritmo WHLSE (*Weighted Least-Square*), apresentado em [24], usava a técnica de inicialização da covariância para detecção de afundamentos de tensão monofásicos. A inicialização da covariância necessitava de meio ciclo para ser atingida. Em casos de afundamentos severos, essa inicialização ocorria inúmeras vezes, provocando atrasos relevantes na detecção do afundamento.

Adotando como critério mudanças na magnitude e na fase das componentes de sequência positiva, o estudo feito em [25] apresentou um método de identificação das fontes de afundamento de tensão, em uma rede elétrica, a partir de medições das correntes de linha.

No trabalho desenvolvido em [26] foi apresentado um algoritmo gerador de referência de tensão, que pode ser usado para regular a tensão no ponto de conexão comum (PCC), a fim de alimentar cargas sensíveis. Os autores utilizaram o detector de amplitude de sequência positiva proposto em [27] para identificar o afundamento de tensão. Já em [28] os autores usaram uma nova metodologia para determinação dos coeficientes de Wavelet, na transformada de mesmo nome, como uma ferramenta eficiente para caracterização de afundamentos de tensão.

1.4.2 Gerador de indução duplamente alimentado em rede desbalanceada e diante de afundamento de tensão

O Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG) foi apresentado em [15] como uma alternativa de aerogerador de velocidade variável, pois elimina o inconveniente da velocidade constante e tem custo mínimo em relação aos outros aerogeradores de velocidade variável, mesmo levando-se em conta a manutenção com caixa de engrenagens e anéis coletores. Foi proposto um modelo dinâmico para o DFIG e desenvolvido um controle vetorial que possibilitava o controle da potência ativa e reativa de forma desacoplada. Destacou-se o crescente uso deste tipo de gerador eólico e seu potencial para parques eólicos *off-shore*. Os resultados de simulação e os resultados experimentais, feitos em um gerador de 1,5MW, corroboraram com a teoria apresentada.

Dois esquemas de controle adequados para o estudo do comportamento do DFIG durante uma falta na rede elétrica são propostas em [29]. Ambas as estratégias, SFO (*Stator Flux Orientation*) e SVO (*Stator Voltage Orientation*), se aplicam para condições de regime da máquina. Os novos modelos de controle (SFO) e (SVO) propostos são adequados para o estudo do gerador (DFIG) em condições de falta na rede. O desacoplamento propiciado pelo controle é principalmente aplicado nas equações de controle do rotor. Para validação da capacidade do novo controle de prever o comportamento dinâmico da máquina nas condições de afundamento de tensão, foi realizada em um gerador (DFIG) de 2MW em condições normais e em condições de contingência. Embora as correntes do rotor sofram uma redução relevante no intervalo do afundamento, em relação à estratégia convencional, as tensões no mesmo não diferiram muito. Não foram apresentados resultados experimentais.

Uma estratégia de controle que possibilitava que geradores eólicos equipados com DFIG continuassem ligados à rede elétrica durante um afundamento de tensão foi apresentada em [30]. Os autores inseriram resistores no circuito do rotor, durante a contingência, a fim de manter as correntes rotóricas em níveis seguros durante a falta na rede elétrica. Os resistores oferecem um caminho alternativo para estas correntes. Os autores afirmam que o sistema contribui para a restauração do sistema através da injeção de energia reativa. No entanto, nos resultados de simulação mostrados, a mesma só ocorre logo após o fim do afundamento.

No trabalho apresentado em [31], foi feita uma análise sobre o comportamento de um Gerador de Indução Duplamente Alimentado quando ocorre uma falta na rede elétrica conectada ao mesmo. O trabalho apresentou um novo método de controle do conversor do lado da máquina que possibilitava a neutralização do fluxo concatenado do estator de sequência zero e 60% do fluxo concatenado de sequência negativa. Essa estratégia possibilitou o enquadramento do gerador na curva de LVRT. Contudo, o método depende fortemente da estimação do fluxo no estator. Além disso, o mesmo foi validado por simulação e experimentalmente apenas para

casos de faltas simétricas, sendo os casos de faltas assimétricas uma lacuna desta pesquisa.

Um novo algoritmo de controle para eliminar as oscilações de torque no DFIG nos casos de rede desbalanceada é apresentado em [32]. Para atenuar o efeito da tensão desbalanceada na rede a estratégia apresentada busca eliminar a componente de frequência duplicada da potência ativa, ou eliminar a componente de potência reativa. Resultados de simulação aplicados em um DFIG de 2MW através do software PSCAD/EMTDC comprovaram a eficiência do algoritmo. Esses resultados mostraram que o controle da parte oscilante da potência reativa é mais eficiente para eliminar a componente de sequência negativa da corrente do rotor e oscilações no torque da máquina.

Uma nova técnica de controle para o circuito *crowbar* e um controle direto de potência orientado pela tensão do estator, batizado de SVODPC, aplicados a um gerador de indução duplamente alimentado foram apresentados em [33]. A técnica proposta tem capacidade de atenuar as oscilações transientes que ocorrem nas correntes e no torque da máquina durante um afundamento balanceado, enquanto que o circuito *crowbar* limitar os picos na corrente do rotor. A deficiência do trabalho proposta é sua não validação para faltas desbalanceadas. Além das grandes oscilações de potência ativa e reativa nos instantes iniciais de término do afundamento.

Uma abordagem para determinar a resistência ótima de um circuito *crowbar* foi apresentada em [34]. A escolha da resistência é baseada na melhor resposta para a FRT desejada. Porém o sistema foi simulado apenas para falta de duração 100 ms, e também não foram considerados os casos assimétricos. A simulação foi executada no PSCAD/EMTDC.

Em [35] foi proposta uma estratégia de controle coordenado entre o conversor do lado da máquina (RSC) e o conversor do lado da rede (GSC) que formam o conversor back-to-back do gerador DFIG, com o intuito de melhoraumentar o desempenho da máquina em situações de desequilíbrio da tensão da rede elétrica. O RSC foi controlado de forma a eliminar as oscilações de torque no dobro da frequência nas condições de rede desbalanceada. A potência oscilante no estator foi cancelada pela potência ativa de saída do conversor do lado da rede (GSC).

No trabalho apresentado em [36] os autores afirmam que a principal desvantagem do DFIG é sua alta sensibilidade à distúrbios na rede elétrica, especialmente os afundamentos de tensão, e que, devido a grande penetração da geração eólica, tornou-se imprescindível a compreensão desse tipo de máquina em condição de falta. Os autores analisaram o DFIG sob condição de afundamento assimétrico de tensão, e explicaram porque esses tipos de afundamentos são mais prejudiciais do que os afundamentos simétricos. Uma discussão sobre a influência do tipo de afundamento e o instante no qual ele ocorre também foi apresentado nesse trabalho.

No entanto em afundamentos de tensão na rede o gerador DFIG opera em regime transiente. O trabalho elaborado em [37] propôs um modelo matemático modificado para o esse tipo de aerogerador, e o esquema de um controlador de corrente adequado para o estudo de

situações de tensões distorcida e desbalanceadas. Os autores usam uma estrutura modificada nos controladores PI do conversor do lado da máquina. E utilizam referenciais dq de sequência positiva e de sequência negativa, obtendo assim as tensões de compensação para as tensões de sequências diferentes. O sistema foi simulado para os caso de afundamento de tensão balanceado e para o caso desbalanceado, o que validou o modelo proposto, no entanto é notória a necessidade de diminuição das oscilações no barramento CC.

Uma revisão do estado da arte da eletrônica de potência aplicada a geração eólica foi feita em [38]. Várias turbinas eólicas com diferentes tipos de geradores e conversores de potência foram analisadas, e as diferentes características foram comparadas. Possíveis métodos de uso das tecnologias de eletrônica de potência para melhoria do desempenho das turbinas eólicas conectadas a rede elétrica de forma a se adequarem melhor aos novos códigos de rede foram discutidos.

O objetivo da pesquisa apresentada em [39] foi propor uma nova estratégia de controle para o RSC que possibilitasse que as correntes elevadas que aparecem durante os afundamentos de tensão fossem reduzidas a níveis seguros. Durante a contingência o controle usava as correntes do estator como referência para que fossem geradas no rotor correntes em oposição de fase de forma a neutralizar o crescimento do fluxo magnético que aparece durante os afundamentos de tensão. Os autores também apresentaram estudo sobre estimação da tensão no rotor de forma a se garantir que a mesma não se eleve a um valor danoso para o enrolamento do mesmo. A estratégia proposta foi validada através de simulações e resultados experimentais, porém só para afundamentos balanceados.

O modelo simplificado do DFIG, apresentado em [40], foi apresentado como uma ferramenta para análise do desempenho desta máquina. A simplificação é feita a partir do modelo de 5ª ordem. O modelo foi validado através de simulações em uma falta simétrica, uma fase Fase-Terra (FT) e uma falta Fase-Fase-Terra (FFT). Resultados experimentais foram obtidos em um protótipo de pequena escala, inclusive para um afundamento desbalanceado. Todavia o modelo proposto desconsidera transientes no estator, e devido as simplificações não é válido para estudar a FTR no DFIG.

No trabalho feito em [41] analisou-se o comportamento do DFIG quando submetido à falhas simétricas e assimétricas. Os autores separaram os fluxos de sequência positiva e negativa no referencial estacionário dq , e então determinaram as tensões de sequências positiva e negativa do rotor e do estator. Mostrou-se também que as falhas Fase-Fase (FF) dão origem a maiores sobrecorrentes do que as falhas Fase-Terra (FT) e do que as falhas Fase-Fase-Terra (FFT). Durante a falta os autores optaram pelo uso do circuito *crowbar* para limitação das correntes de curto circuito, com o intuito de proteger o RSC e o enrolamento do rotor.

Uma grande força eletromotriz (fem) é induzida no circuito do rotor do gerador de indução duplamente alimentado quando o mesmo é submetido a um afundamento de tensão.

Sem uma proteção adequada o circuito do rotor estará sujeito a sobrecorrentes elevadas, o que pode levar à destruição do RSC. Para atenuar este problema [42] propôs uma estratégia de controle baseada no rastreamento do fluxo concatenado do rotor que possibilita a redução das correntes de curto circuito. Nessa estratégia o fluxo concatenado do rotor é controlado de forma a compensar uma fração da variação do fluxo do estator durante falhas na rede. Para validar a estratégia proposta foi feito um estudo de simulação em um DFIG de 1,5MW, usando-se o SIMULINK/SimPowerSystem. A parte experimental foi realizada em escala reduzida.

O artigo [43] apresentou o estudo da capacidade de parque eólicos equipados com DFIG a se adequarem ao LVRT em condições de faltas assimétricas. Ele também abordou os principais problemas de conexão de parques eólicos à rede elétrica e as exigências dos códigos de rede. O artigo apresenta uma visão geral entre parques eólicos equipados com gerador de velocidade variável tipo DFIG e o sistema de potência sujeito a distúrbios. Ele simulou e avaliou o comportamento dinâmico desses parques eólicos durante falhas assimétricas na rede elétrica.

No trabalho apresentado em [4] discutiu-se uma importante questão que ainda não é levada em conta nos códigos de rede do Brasil, que consiste na injeção de energia reativa na rede elétrica, através do gerador eólico, quando a mesma se encontra sob condições de afundamento de tensão. A injeção de energia reativa visa regular a tensão no PCC. Os autores analisaram as vantagens do uso desse procedimento na condição de contingência especificada, e também comprovaram o estudo teórico através de simulação.

O trabalho realizado em [44] abordou uma estratégia de controle baseada no amortecimento de fluxo magnético. Uma componente CC do fluxo transiente aparece no estator de um gerador eólico DFIG devido a mudança na tensão durante o afundamento. Essa componente produz oscilações na potência e vibrações no torque da máquina. A função da estratégia de controle de amortecimento de fluxo é eliminar a componente CC do fluxo magnético do estator. Essa componente pode ser facilmente eliminada e a estabilidade do sistema melhorada. Essa estratégia ajuda o DFIG a se enquadrar na curva LVRT. O artigo também analisa a estabilidade da tensão no PCC pela estratégia de controle vetorial.

Uma estratégia de controle para melhorar o comportamento de um DFIG em uma rede desbalanceada e distorcida foi proposta em [45]. O controle foi desenvolvido usando-se uma realimentação linearizada operando junto com um filtro ressonante. A estratégia de controle é capaz de controlar com precisão as potências ativa e reativa entregues pelo gerador, e preencher os exigentes requisitos de FRT (*Fault Ride Through*) e os critérios dos códigos de rede. Os testes com distúrbios mostraram que as oscilações no torque da máquina foram reduzidas sensivelmente para condições de rede desbalanceada.

Na pesquisa desenvolvida em [46] os autores investigaram as perturbações e influências que ocorrem no barramento CC de um conversor *back-to-back* conectado a um DFIG, quando esta máquina opera a vazio e quando sofre um afundamento de tensão. O comportamento do

barramento CC, logo após o término da falta, também foi analisado. A adequação da geração eólica com DFIG para diferentes códigos de rede, como da Dinamarca, Espanha e Suécia, também foi investigada nesse trabalho. Os autores acreditam que esse estudo colabora com a busca técnica de melhorar o comportamento do elo CC do conversor do DFIG durante afundamentos de tensão.

Uma estratégia de controle usando um esquema de proteção para melhorar a capacidade de um parque eólico, baseado em DFIG, a se manter dentro da curva LVRT é abordada em [47]. Como o gerador sofre perturbações e sobrecargas durante o processo de estabilização durante uma falta na rede, é importante considerar um esquema de proteção no sentido de resguardar os conversores de potência. O método proposto consiste de uma estratégia para o *chopper* do barramento CC, combinado com duas estratégias de proteção propostas. A SRC no RSC e a SDBR para o GSC. Ambos esquemas apresentaram desempenho melhor do que a estratégia convencional, porém os autores recomendam o uso do esquema SDRB pois a melhoria no sistema foi mais significativa.

Devido a necessidade de se manter o gerador eólico conectado à rede elétrica durante diferentes tipos de distúrbios, [48] usou um SFCL (*Superconducting Fault Current Limiter*) para obter a redução do nível da corrente de falta no lado do estator, e melhorar a capacidade do sistema de se enquadrar à curva FRT. Para destacar a técnica proposta, os autores simularam um sistema de geração eólica, tipo DFIG, com e sem o uso do SFCL, evidenciando que o mesmo foi capaz de limitar eficientemente as correntes no estator, o que se refletiu nas correntes rotóricas.

Uma nova estratégia de controle para melhorar a capacidade do DFIG de gerar energia reativa durante um afundamento severo de tensão é abordado em [49]. A estratégia proposta constava de um controle avançado para adequar o aerogerador à curva LVRT. Parte da energia eólica captada durante a falta é armazenada temporariamente no rotor devido à sua inércia, e o restante é disponibilizado para a rede elétrica. A tensão no barramento CC e as correntes no rotor devem permanecer abaixo de valores destrutivos. Após a falta cessar a estratégia de controle garante a liberação suave do excesso de energia no rotor. Os resultados de simulação foram apresentados e analisados.

A principal desvantagem dos geradores eólicos baseados em DFIG é o fato deles serem muito sensíveis a curto circuitos na rede elétrica devido, principalmente, as altas correntes induzidas no rotor da máquina. O circuito *crowbar* é muito utilizado para proteção do RSC, no entanto o uso deste circuito não garante o enquadramento do gerador à curva LVRT. O trabalho apresentado em [50] utiliza um conversor CC/CC no barramento CC para auxiliar o circuito de *crowbar* a adequar o DFIG as exigências da curva citada. A função do conversor CC/CC é manter pequeno o ripple de tensão no elo CC.

Recorrendo a equações de tensões e fluxos magnéticos, o artigo [51] descreve as expressões das correntes de curto circuito em um DFIG, com base em equações de transientes

dos fluxos do estator e do rotor da máquina. Essas equações de fluxos, durante o transiente, são funções dos valores iniciais desses fluxos e das características elétricas dos enrolamentos da máquina. Esses fluxos foram analisados durante uma falta simétrica nos terminais do gerador e juntamente com as características da máquina pode-se obter a expressão da corrente de curto circuito do aerogerador. Simulações realizadas com o software DIGSILENT/PowerFactory comprovaram a eficiência do método de cálculo das correntes de curto circuito, bem como a necessidade de uma estratégia de proteção para o sistema.

Um controle adequado para um DFIG com SGSC (*Serie Grid Side Converter*) em condições de rede desbalanceada foi investigado por [52]. O comportamento do DFIG sob influência do SGSC, nas condições mencionadas, foi estudado e exposto. Através de um controle de tensão série, gerado pelo SGSC, equilibrou-se as tensões do estator do DFIG, e pode-se eliminar os efeitos adversos das tensões desbalanceadas, tais como correntes desbalanceadas no rotor, potência e torque pulsantes. Uma estratégia de geração de correntes de referências para o PGSC (*Parallel Grid Side Converter*) foi discutido, e um controle coordenado para o SGSC, PGSC e RSC foi analisado e validado através de simulação em um DFIG de 2MW. Resultados experimentais foram obtidos em escala reduzida. O uso de três conversores e de um transformador, bem como o controle adicional, são desvantagem desta pesquisa.

Um modelo genérico para o DFIG, capaz de representar o funcionamento padrão do gerador, e em condição de afundamentos, foi apresentado em [53]. No artigo também discutiu-se a seleção de parâmetros dos controladores do sistema estudado. No final, comparou-se os resultados de simulações com os experimentais obtidos de um gerador eólico de 2MW submetido a um afundamento severo. Vale apenas salientar que o artigo não propôs uma estratégia para ajudar a máquina na curva LVRT, e por conseguinte usou um circuito *Crowbar* nesses momentos.

O trabalho apresentado em [54] faz uma análise de um gerador eólico baseado em DFIG sob condições de falta. O gerador DFIG foi modelado através da análise de elementos finitos, usando-se o software Ansoft-Maxwell e simulado no software MATLAB/SIMULINK. Os autores concluíram ser importante desenvolver uma proteção para o conversor do lado da máquina, já que o efeito do afundamento é mais proeminente neste conversor. Os resultados de simulação e experimentais mostraram que os efeitos das faltas são mais acentuado nas correntes do rotor do que nas correntes do estator, logo é importante desenvolver uma estratégia de proteção para o RSC. A simulação durante a falta indicou resultados notáveis nos fluxos do estator e do rotor. Os autores afirmam que o trabalho será expandido no sentido de estimar o fluxo do rotor durante a falta para aperfeiçoar o algoritmo de controle.

1.5 Identificação do problema

A revisão bibliográfica mostra, de maneira cabal, a importância que deve ser dada à busca de estratégias de controle eficientes que possibilitem a adequação da máquina de indução duplamente alimentada (DFIG) à curva LVRT, principalmente em condições de afundamentos de tensão assimétricos. Afundamentos assimétricos originam correntes estatóricas e rotóricas de sequências positiva e negativa, bem como fluxos magnéticos de sequência positiva, negativa e zero. Além disso, esses afundamentos provocam oscilações nas potências ativa e reativas, como também oscilações no torque da máquina.

Considerando uma estratégia de controle que busca proteger algum tipo de máquina ou equipamento de potência contra as consequências maléficas de um afundamento de tensão, é necessário que essa estratégia atue o mais rápido possível. Portanto, como também evidenciado na revisão bibliográfica, é extrema necessidade a elaboração e utilização de um algoritmo rápido e preciso para detecção de todo tipo de afundamento de tensão.

1.6 Contribuições do trabalho

Este trabalho propõe:

a) A elaboração de um novo algoritmo de detecção de afundamentos de tensão simétricos e assimétricos. O algoritmo é rápido, preciso, e também adequado para detecção de afundamentos em rede elétrica que apresentam distorções harmônicas.

b) Uma nova estratégia de controle, aplicada ao conversor do lado do rotor (RSC) de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), que reduza as correntes da máquina durante afundamentos balanceados e desbalanceados, através da eliminação das componentes em seno e em cosseno da potência ativa oscilante.

1.7 Lista de trabalhos publicados

Abaixo estão listados os trabalhos publicados, realizados a partir do curso de doutorado, Revista e anais de congresso. Todos os trabalhos estão relacionados com o tema Gerador de Indução Duplamente Alimentado e afundamentos de tensão.

1. J. L. Dantas, F. K. A. Lima, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez and C. G. C. Branco, "Um Algoritmo Robusto e Rápido para Detecção de Afundamentos de Tensão", *Eletrônica de Potência-SOBRAEP*, vol. 21, no. 1, pp. 24-31, Fevereiro, 2016.

2. J. L. Dantas, F. K. A. Lima, C. G. C. Branco, J. M. Guerrero and J. C. Vasquez, "A robust and fast generic voltage sag detection technique", *IEEE 13th Brazilian Power Electronics*

Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Fortaleza 2015.

3. J. L. Dantas, F. K. A. Lima, E. E. C. Morais, M. A. N. Nunes and C. G. C. Branco, "A Comparison Between a Single and a Double Tuned Hybrid Power Filter Under Power Quality Analysis". IEEE 12th Brazilian Power Electronics Conf (COBEP), Gramado, 2013.

4. F. K. A. Lima, E. E. C. Morais, M. A. N. Nunes, J. L. Dantas and C. G. C. Branco, "Harmonic Compensation Applied to a Particular Generation System". X CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2013, Araxá. X CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2013.

5. J. L. Dantas, F. K. A. Lima, M. A. N. Nunes, E. E. C. Morais and C. G. C. A. Branco, "New Proposal for DFIG Grid-Side Converter as Double-Tuned Hybrid Filter to Improve the Power Quality". 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2013, Viena, 2013.

6. F. K. A. Lima, J. L. Dantas, J. B. Almada, H.M.O. Filho, D.V.P. Shimoda and M.I.B.V. Silvia, "DFIG using its FACTs Features through the Grid Side Converter in Grid-Connected Wind Power Application". International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Santiago de Compostela, 2012

7. F. K. A. Lima, J. L. Dantas, J. B. Almada, H.M.O. Filho and D.V.P Shimoda, "Wind Turbines under Power-Grid Partial Islanding". International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Santiago de Compostela, 2012.

8. J. L. Dantas, F. K. A Lima, and C. G. C Branco, Reactive power control of DFIG-based wind turbine during voltage sag. 38th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics (IECON), Montreal, 2012.

2 MODELAGEM DINÂMICA DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

2.1 Introdução

Dentro do contexto internacional de ênfase em energias renováveis, podemos destacar o crescente uso de aerogeradores equipados com Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG). A grande quantidade desse tipo de máquina, compondo parques eólicos difundidos mundialmente, pode ser atribuído ao fato de que aerogeradores de velocidade variável apresentam melhor desempenho em relação aos de velocidade fixas e também porque o DFIG possui um conversor bidirecional utilizado para acionamento da máquina, o qual pode fazer a mesma operar sempre no ponto de potência máxima, de acordo com a velocidade de vento ofertada. Ele é adequado para aplicações onde o escorregamento é limitado, como nas turbinas eólicas [13]. Além disso, o conversor só precisa ser dimensionado para processar cerca 30% da potência nominal do gerador, como já mencionado no Capítulo 1, possibilitando uma redução de custos relevante para esse sistema de geração. Evidentemente, temos que levar em conta a necessidade de uma caixa de engrenagens para compatibilidade entre a baixa velocidade da turbina e a alta velocidade do gerador. Essas caixas de engrenagens representam um custo adicional de instalação e manutenção para os sistemas que as utilizam.

Em resposta aos novos códigos de rede, que impõem obrigações para geradores eólicos conectados à rede elétrica, vários modelos para o DFIG foram propostos, como também técnicas de controle que buscam melhorar o desempenho da máquina em condições de contingência [29, 31, 55, 56, 57, 58]. Na subseção 1.3, foram mostrados alguns requisitos mínimos, bem como a curva LVRT do código de rede brasileiro determinado pelo ONS.

Neste capítulo, será apresentado um modelo dinâmico para a máquina de indução de rotor bobinado (DFIM) [8, 9, 59], a qual pode operar como motor ou gerador. O modelo é relevante para uma compreensão mais aprofundada do comportamento da mesma. Usando-se as informações provenientes do modelo dinâmico, é possível prever a reação da máquina quando ela passa de um ponto de operação para outro e, inclusive, detectar situações inseguras, instabilidades e transitórios. O modelo dinâmico pode ser utilizado para a adequação de um sistema de controle mais eficiente para a máquina. Será adotado o modelo de 5ª ordem nas coordenadas síncronas de Park, que, apesar de ser simplificado e não conseguir abranger toda complexidade de uma máquina de indução de rotor bobinado, tem sido satisfatório para estudos referentes à máquina de indução duplamente alimentada quando o interesse é sua relação com a rede, na qual está inserida, como mostraram [60, 13, 8]. A vantagem desse modelo simplificado reside na diminuição dos esforços matemáticos e computacionais em relação a um modelo complexo do sistema. No entanto, é importante que a simplificação do modelo não acarrete prejuízos para a análise desejada.

2.2 Modelo adotado para a máquina de indução duplamente alimentada (DFIM)

A máquina de indução duplamente alimentada é, geralmente, usada como um gerador de velocidade variável conectado à rede elétrica. O estator dessa máquina é composto por três grupos de bobinas, fixadas uniformemente em ranhuras semelhantes, defasadas espacialmente de 120° . No rotor, também existem ranhuras idênticas nas quais os enrolamentos estão fixados e também defasados de 120° . No entanto, os enrolamentos do rotor são conectados a anéis coletores feitos de cobre. Os enrolamentos da máquina produzem um fluxo magnético de distribuição senoidal em torno do entreferro e, por essa razão, são representados por vetores, assim como também ocorre para as correntes e para as forças magnetomotrizes *fmm*s [8, 59, 61]. As tensões induzidas dependem da relação entre a velocidade do fluxo do estator e a velocidade mecânica do rotor. A frequência angular das tensões e correntes rotóricas são dadas por:

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m, \quad (2.1)$$

e

$$\omega_m = p \cdot \Omega_m. \quad (2.2)$$

Sendo ω_r e ω_s as frequências angulares das tensões no rotor e no estator respectivamente, ω_m a frequência angular do campo magnético do rotor, Ω_m a frequência angular do eixo do rotor e p o número de pares de pólos da máquina. A frequência angular ω_s também é conhecida como frequência síncrona. O escorregamento da máquina é obtido através da relação entre a velocidade síncrona da máquina e a velocidade angular do rotor, como indicado em (2.3).

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s}. \quad (2.3)$$

Assim, obtém-se as relações que mostram as dependências entre as frequências angulares e frequências das tensões, e correntes, no rotor em relação as do estator:

$$\omega_r = s\omega_s, \quad (2.4)$$

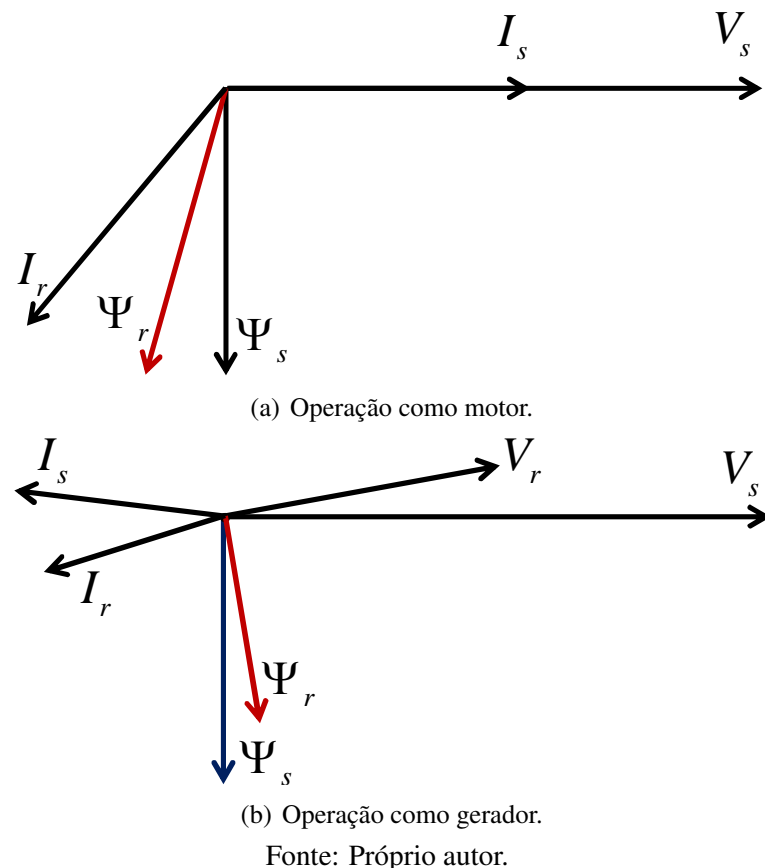
e

$$f_r = sf_s. \quad (2.5)$$

É importante ressaltar que, de acordo com o escorregamento, classifica-se três modos de operação da máquina: subsíncrono ($s > 0$), super síncrono ($s < 0$) e síncrono ($s = 0$). A Figura mostra o diagrama fasorial desta máquina operando como motor e como gerador, ambos no modo subsíncrono. Os fluxos de potência na DFIM, para cada tipo de operação, estão indicados na Figura, para a qual os símbolos estão descritos abaixo:

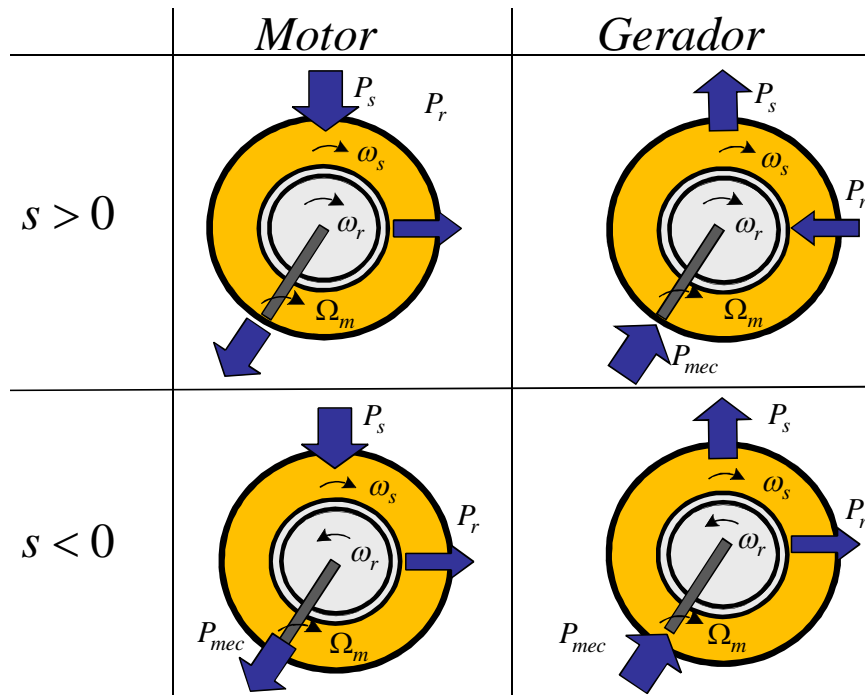
- a) P_s é a potência no circuito do estator;
- b) P_r é a potência no circuito do rotor;
- c) P_{mec} é a potência mecânica no eixo da máquina.

Figura 2.1: Diagrama fasorial da DFIM no modo subsíncrono.



As equações das tensões no estator da máquina de indução duplamente alimentada, por fase e em coordenadas estacionárias, são dadas por:

Figura 2.2: Fluxos de potência na DFIM.



Fonte: Modificada de [62].

$$\begin{aligned}
 \vec{v}_{sa}(t) &= R_s \vec{i}_{sa}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{sa}(t)}{dt}, \\
 \vec{v}_{sb}(t) &= R_s \vec{i}_{sb}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{sb}(t)}{dt}, \\
 \vec{v}_{sc}(t) &= R_s \vec{i}_{sc}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{sc}(t)}{dt}.
 \end{aligned} \tag{2.6}$$

Sendo $\vec{v}_{sa}(t)$, $\vec{v}_{sb}(t)$, $\vec{v}_{sc}(t)$, $\vec{i}_{sa}(t)$, $\vec{i}_{sc}(t)$, $\vec{\Psi}_{sa}(t)$, $\vec{\Psi}_{sb}(t)$, $\vec{\Psi}_{sc}(t)$ os vetores tensão instantânea no estator, corrente instantânea no estator e fluxo magnético instantâneo no estator, respectivamente nas fases A, B e C. Mas, segundo [63], três vetores de um sistema trifásico senoidal podem ser representados por um vetor único que gira na mesma frequência angular da rede dos vetores originais. Esse vetor girante é determinado pela expressão

$$\vec{v} = \vec{v}_a e^{j0} + \vec{v}_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + \vec{v}_c e^{j\frac{4\pi}{3}}, \tag{2.7}$$

Resultando

$$\vec{v} = \frac{3}{2} V_{pico} e^{j\omega t}. \tag{2.8}$$

Neste caso, V_{pico} é o valor máximo da tensão de fase do sistema senoidal considerado, e ω é a frequência angular do mesmo sistema. Da mesma forma, existe um vetor girante que representa as tensões do estator, descrito pela equação

$$\vec{v}_s = \vec{v}_{sa}e^{j0} + \vec{v}_{sb}e^{j\frac{2\pi}{3}} + \vec{v}_{sc}e^{j\frac{4\pi}{3}}, \quad (2.9)$$

e

$$\vec{v}_s = \frac{3}{2}V_{s_{pico}}e^{j\omega t}. \quad (2.10)$$

O mesmo raciocínio vale para as correntes e fluxos do estator, bem como para as tensões, correntes e fluxos do rotor da máquina de indução duplamente alimentado. Utilizaremos referências para melhor descrever as grandezas elétricas da máquina de indução, os sobrescritos s e r representarão as grandezas nos referenciais do estator e do rotor respectivamente, e as grandezas sem sobrescrito estarão no referencial síncrono. Assim, podemos escrever a equação da tensão no estator no referencial estacionário do estator como

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt}. \quad (2.11)$$

Onde \vec{v}_s^s , R_s , \vec{i}_s^s e $\vec{\Psi}_s^s$ representam respectivamente a tensão do estator, a resistência do enrolamento do estator por fase, a corrente no estator e o fluxo magnético no estator, todos no referencial do estator. As equações diferenciais que representam o modelo dinâmico da máquina serão obtidas a partir do sistema de eixo mostrados na Figura 2.3. Os eixos de coordenadas R_α e R_β são estacionários e perpendiculares entre si. Os eixos S_α e S_β giram na velocidade do rotor. Já os eixo direto d e o eixo em quadratura q são perpendiculares, mas giram com velocidade síncrona, por isso são conhecidos como sistema de referência síncrono. As componentes das grandezas elétricas no referencial síncrono são valores CC, o que torna esse referencial adequado para controladores clássicos, como abordado em [8, 14, 64].

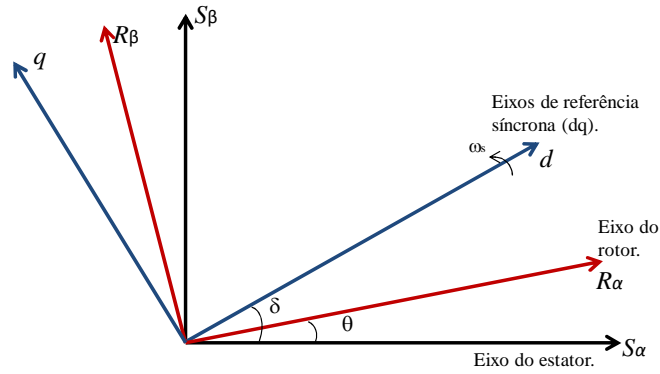
Serão determinadas, no referencial síncrono, as grandezas elétricas que estão referenciadas aos eixos estacionários do estator e do rotor. Para se escrever a equação fasorial do estator, nesse referencial, é necessário multiplicar (2.11) por $e^{-j\delta}$, sendo δ a diferença angular entre o sistema de coordenadas síncronas e o estacionário:

$$\vec{v}_s^s e^{-j\delta} = R_s \vec{i}_s^s e^{-j\delta} + \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt} e^{-j\delta}. \quad (2.12)$$

Assim

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt} e^{-j\delta}. \quad (2.13)$$

Figura 2.3: Sistema de eixos estacionários $\alpha\beta$ e eixos síncronos dq .



Fonte: Próprio autor.

Porém

$$\frac{d(\vec{\Psi}_s^s e^{-j\delta})}{dt} = \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt} e^{-j\delta} - j\omega_s \vec{\Psi}_s^s e^{-j\delta}. \quad (2.14)$$

Substituindo-se (2.14) em (2.13), obtém-se:

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\Psi}_s}{dt} + j\omega_s \vec{\Psi}_s, \quad (2.15)$$

Sabendo-se que:

$$\begin{aligned} \vec{v}_s &= v_{sd} + jv_{sq}, \\ \vec{i}_s &= i_{sd} + ji_{sq}, \\ \vec{\Psi}_s &= \Psi_{sd} + j\Psi_{sq}. \end{aligned} \quad (2.16)$$

então

$$\vec{v}_s = R(i_{sd} + ji_{sq}) + \frac{d\Psi_{sd}}{dt} + j\frac{d\Psi_{sq}}{dt} + j\omega_s(\Psi_{sd} + j\Psi_{sq}). \quad (2.17)$$

assim,

$$\vec{v}_s = (Ri_{sd} + \frac{d\Psi_{sd}}{dt} - \Psi_{sq}) + j(Ri_{sq} \frac{d\Psi_{sq}}{dt} + j\omega_s\Psi_{sd}). \quad (2.18)$$

Logo, as equações das componentes da tensão do estator nos eixos direto e em quadratura no referencial síncrono são dadas por

$$v_{sd} = Ri_{sd} + \frac{d\Psi_{sd}}{dt} - \omega_s\Psi_{sq}, \quad (2.19)$$

$$v_{sq} = Ri_{sq} + \frac{d\Psi_{sq}}{dt} + \omega_s\Psi_{sd}, \quad (2.20)$$

Adotando que os subscritos sd e sq referem-se às componentes das grandezas do estator nos eixos direto e em quadratura respectivamente.

As componentes do fluxo magnético do estator nas coordenadas síncronas dq podem ser calculadas pelas expressões abaixo, como mencionado em [3, 8, 14, 64, 65]. Nelas, L_s é a indutância própria do estator, L_m é a indutância de magnetização da máquina, i_{rd} é a corrente do rotor no eixo direto do referencial síncrono e i_{rq} é a corrente do rotor no eixo em quadratura, também no referencial síncrono.

$$\Psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd}, \quad (2.21)$$

e

$$\Psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq}. \quad (2.22)$$

Da mesma forma, como foi feito para representar a tensão do estator no referencial do estator, podemos escrever a equação de tensão do rotor no referencial do rotor.

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt}, \quad (2.23)$$

onde \vec{v}_r^r , \vec{i}_r^r e $\vec{\Psi}_r^r$ são respectivamente os vetores tensão do rotor, corrente no rotor e fluxo magnético no rotor, todos no referencial do rotor. Para se fazer a conversão do referencial do rotor para o referencial síncrono devemos rotacionar de $(\delta - \theta)$ as grandezas desejadas.

$$\vec{v}_r^r e^{-j(\delta-\theta)} = R_r \vec{i}_r^r e^{-j(\delta-\theta)} - \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} e^{-j(\delta-\theta)}. \quad (2.24)$$

Contudo, $(\delta - \theta)$ é o deslocamento angular entre o vetor fluxo magnético do estator e o eixo do rotor, que chamaremos de θ_{slip} . Com isso, a equação passa a ser

$$\vec{v}_r^r e^{-j\theta_{slip}} = R_r \vec{i}_r^r e^{-j\theta_{slip}} - \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} e^{-j\theta_{slip}}. \quad (2.25)$$

De maneira análoga ao processo feito para o vetor tensão do estator, obtem-se a expressão do vetor tensão no rotor do referencial síncrono como

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\Psi}_r}{dt} + j\omega_{slip} \vec{\Psi}_r, \quad (2.26)$$

onde $\omega_{slip} = \frac{d\theta_{slip}}{dt}$ é a velocidade angular de escorregamento da máquina ($\omega_s - \omega_m$). As gran-

dezas elétricas do rotor podem ser representadas em suas componentes nas coordenadas dq .

$$\begin{aligned}\vec{v}_r &= v_{rd} + jv_{rq}, \\ \vec{i}_r &= i_{rd} + ji_{rq}, \\ \vec{\Psi}_s &= \Psi_{rd} + j\Psi_{rq}.\end{aligned}\tag{2.27}$$

De maneira semelhante ao procedimento feito no estator, quando se substitui as expressões de (2.27) em (2.26), chegamos as equações

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\Psi_{rd}}{dt} - \omega_{slip} \Psi_{rq}\tag{2.28}$$

e

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\Psi_{rq}}{dt} + \omega_{slip} \Psi_{rd}.\tag{2.29}$$

Sendo que os subscritos rd e rq referem-se às componentes das grandezas do rotor nos eixos direto e em quadratura respectivamente. Os fluxos rotóricos são determinados por (2.30) e (2.31), como indicado em [8], [65], sendo L_r a indutância própria do rotor.

$$\Psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd},\tag{2.30}$$

e

$$\Psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq}.\tag{2.31}$$

Para a modelagem da máquina de indução é preciso, também, incluir a equação que descreva o torque eletromagnético da máquina. As deduções feitas em [8, 13, 65] concluem que o torque eletromagnético gerado na máquina é um produto de componentes de fluxos e componentes de correntes em eixos direto e em quadratura, conforme indicado em (2.32).

$$T_{em} = \frac{3}{2}p(\Psi_{sq}i_{rd} - \Psi_{sd}i_{rq}),\tag{2.32}$$

que no caso, devido a orientação pelo campo do estator, reduz-se a:

$$T_{em} = -\frac{3}{2}p(\Psi_{sd}i_{rq}).\tag{2.33}$$

sendo p o número de pares de pólos da máquina.

Finalmente, para completar o modelo de 5ª ordem da DFIM, falta a expressão que relaciona a velocidade do rotor da máquina com a resultante do torque, que segundo [65], pode

ser dado por

$$J \frac{d\Omega_m}{dt} = T_m - T_{em}, \quad (2.34)$$

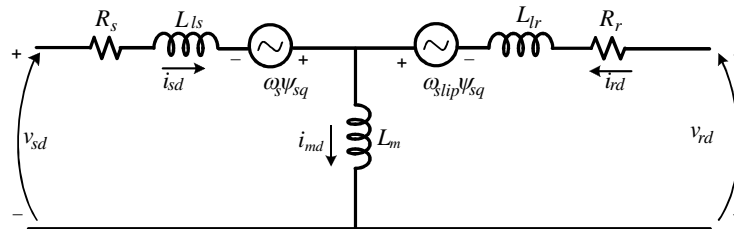
onde J é o momento de inércia do gerador eólico juntamente com a turbina. T_m e T_{em} são respectivamente o torque mecânico e o torque eletromagnético. O torque mecânico, segundo [8, 13, 59, 61], pode ser dado pela expressão

$$T_m = \frac{P_{mec}}{\Omega_m}. \quad (2.35)$$

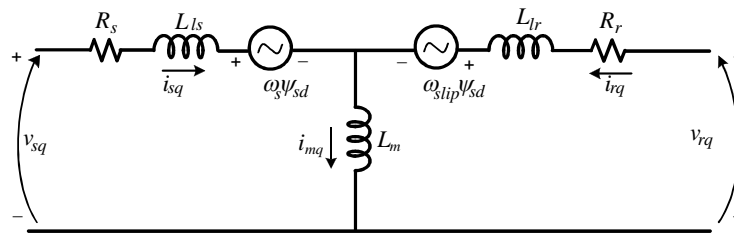
Ressaltando que, em (2.34), as perdas por atrito estão inclusas em T_m .

Após o levantamento das equações que descrevem o comportamento da máquina de indução duplamente alimentada, pode-se agora desenhar os circuitos equivalentes da máquina, como feito por [8, 13, 65]. A Figura 2.4 representa o circuito equivalente da máquina nos eixos girantes d e q , na qual L_{ls} e L_{lr} representam, respectivamente, a indutância de dispersão do estator e do rotor. A partir de agora será abordado somente a máquina de indução duplamente alimentada operando como gerador (DFIG).

Figura 2.4: Circuito equivalente do DFIG.



(a) No eixo síncrono d.



(b) No eixo síncrono q.

Fonte: Modificada de [13].

2.3 Potência ativa no DFIG

A máquina de indução, que é um conversor eletromecânico de energia, pode operar como gerador elétrico ou como motor. Em ambos os casos há processamento de energia ativa e energia reativa. A energia ativa corresponde à parcela da energia mecânica convertida em

energia elétrica, no caso do gerador, ou à parcela da energia elétrica convertida em mecânica, no caso do motor. A energia reativa está relacionada com o fluxo magnético de dispersão e com o fluxo magnético de magnetização da máquina.

No gerador de indução, a potência transferida pelo entreferro P_g tem origem no rotor [59]. A potência mecânica convertida em elétrica é dada por:

$$P_{mec} = (1 - s)P_g, \quad (2.36)$$

e a potência dissipada em forma de calor pelo circuito do rotor é P_{Jr} . A potência transferida pelo entreferro referente ao rotor pode fluir nos dois sentidos, pois a velocidade da máquina pode ser controlada pelo conversor bidirecional existente no circuito do rotor [59], o qual permite que a DFIM seja capaz de atuar como gerador, tanto em operação super síncrona, quanto em operação subsíncrona [14]. Em ambos os casos, o gerador fornece energia para a rede elétrica, enquanto o fluxo de energia do rotor depende do escorregamento da máquina. Para escorregamento negativo, o circuito do rotor fornece energia e, para escorregamento positivo, o circuito do rotor absorve energia. O conversor conectado aos enrolamentos do rotor, no caso clássico, tratá-se de um conversor fonte de tensão em configuração *back-to-back*, possibilita o controle da magnitude, fase e frequência das tensões e correntes geradas, bem como dos fluxos magnéticos e das potências ativa e reativa. Podemos então fazer a análise de potências para o gerador DFIG:

$$P_{ent} - P_{Jr} = P_g, \quad (2.37)$$

e

$$P_g - P_{Js} = P_{sai}, \quad (2.38)$$

sendo P_{ent} a potência de entrada no DFIG, P_{Js} a potência dissipada na resistência do enrolamento do estator e P_{sai} a potência de saída no gerador. A potência que flui pelo entreferro P_g é composta por duas parcelas, a potência de entreferro devido ao rotor (P_{rg}) e a potência de entreferro devido ao estator (P_{sg}). Podemos então escrever as equações

$$P_g = P_{sg} + P_{rg}. \quad (2.39)$$

Mas a potência que flui no entreferro devido ao rotor da máquina é proporcional à potência que flui devido ao estator, e o escorregamento é a constante de proporcionalidade.

$$P_{rg} = sP_{sg}. \quad (2.40)$$

A potência de saída pode ainda ser decomposta em duas parcelas, uma devido a contribuição

do estator (P_s), e a outra devido a contribuição do rotor (P_r). Ficando então

$$P_{sai} = P_r + P_s. \quad (2.41)$$

Desprezando-se as perdas nos enrolamentos do rotor e do estator, chega-se às expressões aproximadas das potências na máquina, dadas em (2.42) e (2.43). Doravante, as perdas P_{J_r} e P_{J_s} serão desprezadas.

$$P_r = sP_s, \quad (2.42)$$

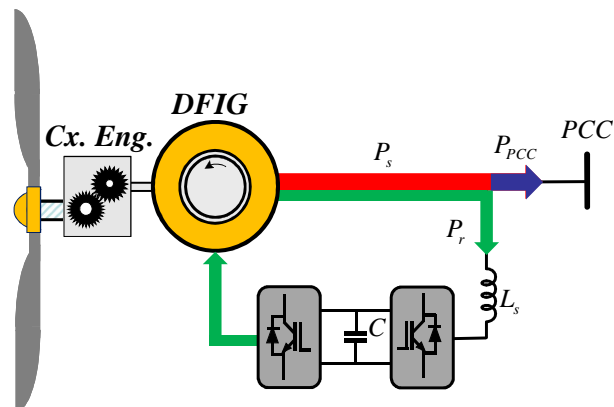
e

$$P_{mec} = (1 - s)P_s. \quad (2.43)$$

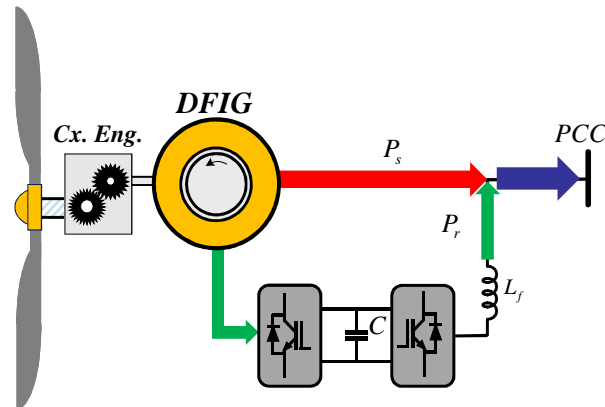
A Figura 2.5 mostra o fluxo de potência no gerador DFIG para os casos de operação em modo subsíncrono e super síncrono. Pode-se observar que a potência entregue ao PCC (P_{pcc}) pelo gerador é igual a potência P_s no caso subsíncrono, e igual a soma de P_s e P_r no caso de operação em regime super síncrono.

As potências ativa e reativa, processadas no DFIG, são variáveis controláveis, cujo circuito de controle do sistema busca atingir seus valores desejados.

Figura 2.5: Fluxo de potência no DFIG.



(a) Operação subsíncrona.



(b) Operação supersíncrona.

Fonte: Próprio autor.

2.4 Conclusões

Neste capítulo, foi elaborado um modelo matemático de 5ª ordem para o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG). A partir do modelo obtido, analisou-se o comportamento do fluxo de potência ativa em regime subsíncrono e super síncrono. As equações diferenciais que representam o modelo da máquina foram obtidas usando-se a notação vetorial em um referencial síncrono.

3 CONTROLE VETORIAL APLICADO AO DFIG

3.1 Introdução

Após apresentada a modelagem dinâmica do gerador de indução duplamente alimentado, no Capítulo 2, faz-se necessário a implementação de uma estratégia de controle a ser aplicada aos conversores que acionam a máquina. Grandezas como torque, velocidade, potência ativa e reativa podem ser escolhidas como saídas a serem controladas [13, 8].

O controle vetorial por orientação do fluxo magnético aplicado à máquina de indução duplamente alimentada, funcionando como gerador de energia elétrica, será apresentado nesta seção. A maioria dos modelos usados para o controle vetorial adota a orientação do fluxo do estator (SFO), mas o controle baseado na orientação da tensão do estator (SVO), também tem sido muito utilizado [29].

A estratégia de controle é muito importante para o desempenho de aerogeradores, e é essencial para garantir a estabilidade de velocidade, tensão e corrente durante mudanças nas potências ativas e reativas, bem como durante transitórios [8]. Quando o DFIG está conectado à rede elétrica, deseja-se que o controle das potências ativa e reativa do estator sejam realizadas de maneira independente [59]. Na Seção 2 foi apresentada a modelagem matemática de 5ª ordem para o DFIG no referencial síncrono dq . Partindo deste modelo matemático controlasse as potências ativa e reativa, através do SFO.

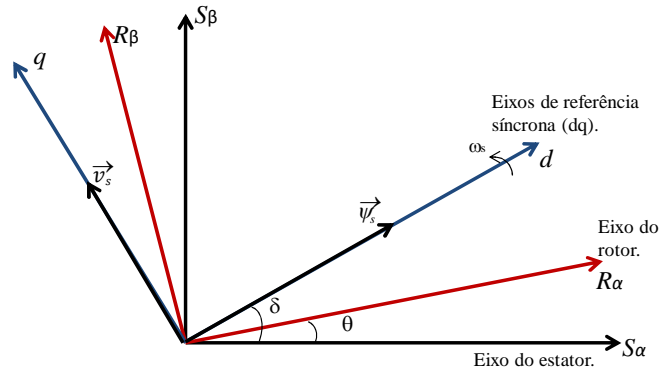
3.2 Controle do conversor do lado do rotor (RSC)

O principal propósito do conversor do lado do rotor (RSC) é controlar as potências ativa e reativa no estator. Evidentemente, controlar a tensão do estator, durante o processo de sincronismo do gerador e a rede elétrica, está entre as tarefas realizadas pelo sistema de controle deste conversor. Será utilizado, para o RSC, o controle vetorial orientado pelo fluxo magnético do estator, como abordado em [8, 14, 59, 13, 64]. Nesse caso, o vetor fluxo magnético será alinhado com o eixo direto d do referencial síncrono dq , como mostra a Figura 3.1.

Levando-se em conta que a resistência do enrolamento do estator da máquina é muito baixa, e analisando-se (2.11), considera-se que o vetor tensão no estator está adiantado 90° em relação ao fluxo magnético. A partir de (2.21) e (2.22), e de acordo com o referencial síncrono adotado, no qual $\psi_{sd} = |\vec{\Psi}_s|$ e $\psi_{sq} = 0$, tem-se que:

$$i_{sd} = \frac{\Psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd}, \quad (3.1)$$

Figura 3.1: Vetor fluxo do estator alinhado com eixo d do referencial síncronos.



Fonte: Próprio autor.

e

$$i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i_{rq}. \quad (3.2)$$

A potência ativa instantânea de saída no estator, que segundo [66] é dada por

$$p_s = \frac{3}{2} (v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}), \quad (3.3)$$

passa a ser

$$p_s = \frac{3}{2} v_{sq} i_{sq}. \quad (3.4)$$

Substituindo-se (3.2) em (3.3), tem-se

$$p_s = -\frac{3 L_m}{2 L_s} v_{sq} i_{rq}. \quad (3.5)$$

Com a qual conclui-se que é possível controlar a potência ativa de saída no estator a partir da componente da corrente do rotor de eixo em quadratura, desde que a tensão no PCC permaneça constante.

Já a potência reativa instantânea do estator é dada por:

$$q_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}). \quad (3.6)$$

Mas pela aproximação feita, ao considerar-se desprezível a resistência do estator, a componente da tensão de eixo direto é nula, logo a potência reativa instantânea reduz-se à:

$$q_s = \frac{3}{2} v_{sq} i_{sd}. \quad (3.7)$$

Substituindo-se (3.1) em (3.7), e sabendo-se $\psi_s = v_{sq}/\omega_s$, chega-se a expressão para a potência reativa instantânea do estator:

$$q_s = \frac{3}{2} \left(\frac{v_{sq}^2}{\omega_s L_s} - \frac{L_m}{L_s} v_{sq} i_{rd} \right). \quad (3.8)$$

Considerando-se que a tensão no estator tem amplitude e frequência constantes, o controle da potência reativa do estator pode ser feito através do controle da corrente de eixo direto do rotor. Com a manipulação adequada de (3.8), como feito por [60], tem-se que

$$q_s = \frac{3 L_m}{2 L_s} \left(\frac{v_{sq}^2}{\omega_s L_m} - v_{sq} i_{rd} \right). \quad (3.9)$$

O primeiro termo dentro do parêntese, na equação (3.9), é a parcela relativa a potência reativa de magnetização da máquina $\left(\frac{v_{sq}^2}{\omega_s L_m} \right)$.

3.2.1 Desacoplamento dos eixos síncronos dq no controle do RSC

Para iniciar o processo de desacoplamento do controle do conversor do lado da máquina substitui-se (2.30) e (2.31) em (2.28) e (2.29):

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d}{dt} (L_r i_{rd} + L_m i_{sd}) - \omega_{slip} (L_r i_{rq} + L_m i_{sq}). \quad (3.10)$$

Considerando que as indutâncias não variam, e substituindo-se as correntes i_{sd} e i_{sq} respectivamente pelas expressões dada em (3.1) e (3.2), chega-se a

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + L_r \frac{di_{rd}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} (\psi_s - L_m i_{rd}) - \omega_{slip} \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{rq}. \quad (3.11)$$

Como o fluxo do estator está alinhado com o eixo direto do sistema de coordenadas síncronas, $\psi_s = \psi_{sd}$, e sua derivada é nula, então:

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_{slip} \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{rq}. \quad (3.12)$$

Aplicando-se a transformada de Laplace e sabendo-se que o fator de dispersão da máquina é dado por

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s}, \quad (3.13)$$

obtem-se à (3.14), sendo que as letras maiúsculas indicam as grandezas após aplicação da Transformada de Laplace.

$$V_{rd} = (R_r + \sigma L_r S)I_{rd} - \omega_{slip} \sigma L_r I_{rq}. \quad (3.14)$$

Seguindo a mesma linha de raciocínio, a expressão em Laplace para a tensão de eixo em quadratura do rotor passa a ser dada por:

$$V_{rq} = (R_r + \sigma L_r S)I_{rq} - \sigma L_r \omega_{slip} I_{rd} + (1 - \sigma) L_r \omega_{slip} \frac{\Psi_{sd}}{L_m}, \quad (3.15)$$

sendo que a transformada de Laplace da corrente de magnetização da máquina corresponde a fração indicada no último termo de (3.15), e explicitada a seguir:

$$I_{ms} = \frac{\Psi_{ms}}{L_m}. \quad (3.16)$$

As equações (3.14) e (3.15) indicam que para a modelagem do DFIG, em coordenadas dq síncronas, existe acoplamento entre os eixos d e q . De forma que a corrente de eixo em quadratura I_{rq} interfere na referência de tensão de eixo direto V_{rd} , e a corrente de eixo direto I_{rd} interfere na referência de tensão de eixo em quadratura V_{rq} . É interessante, e usual, compensar a parcela da tensão que gera o acoplamento entre os eixos, com o intuito de se obter o desacoplamento. As tensões de compensação são dadas por

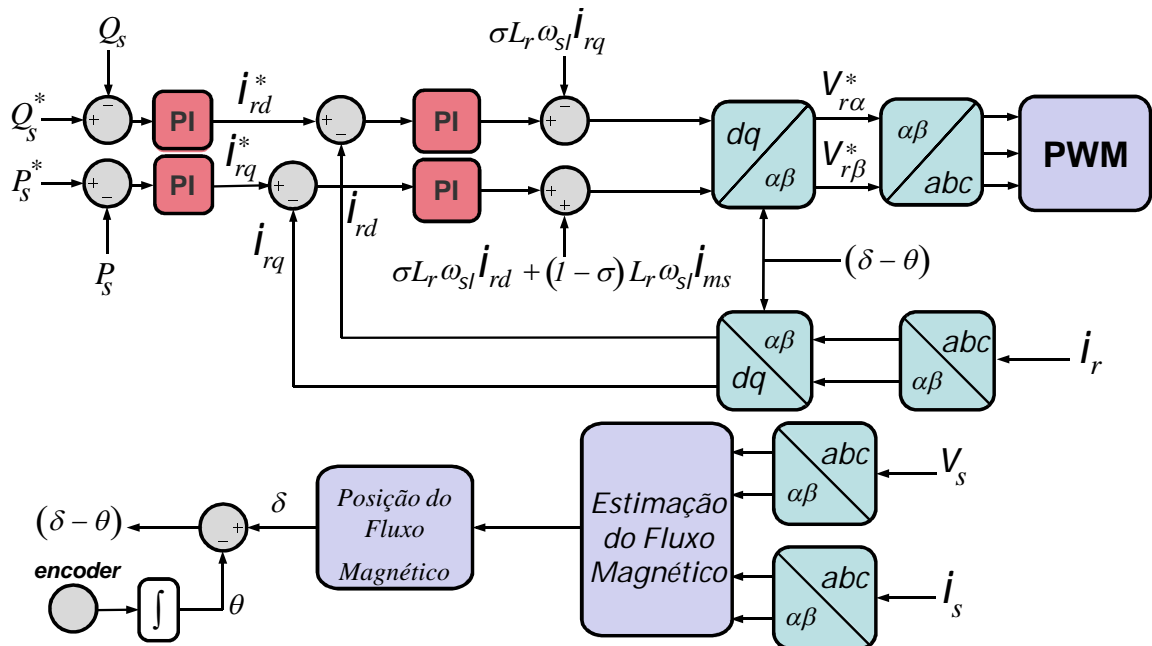
$$V_{comp_d} = \sigma L_r \omega_{slip} I_{rq}. \quad (3.17)$$

e

$$V_{comp_q} = -\sigma L_r \omega_{slip} I_{rd} - (1 - \sigma) L_r \omega_{slip} I_{ms}. \quad (3.18)$$

A Figura 3.2 mostra o diagrama de blocos do sistema de controle aplicado ao conversor do lado do rotor. As grandezas que apresentam (*), como sobrescrito, são consideradas valores de referências. As tensões de compensação mencionadas podem ser observadas em (3.17) e (3.18).

Figura 3.2: Diagrama de blocos do controle do RSC.

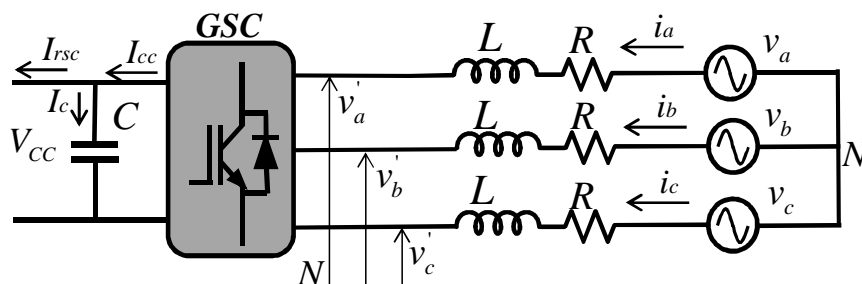


Fonte: Modificada de [60].

3.3 Controle do conversor do lado da rede (GSC)

O objetivo do conversor do lado da rede é, principalmente, regular a tensão no elo CC. Geralmente ele é conectado à rede elétrica através de um transformador elevador, no entanto, esse transformador pode ser eliminado se na construção da máquina a relação entre o número de espiras do rotor e do estator K_{rs} for maior que a unidade [8]. É usual a presença de um filtro LC série de potência para reduzir as harmônicas de corrente para a fonte. O GSC normalmente trabalha com fator de potência unitário, mas pode ser utilizado para injetar energia reativa no barramento. A Figura 3.3 mostra o desenho esquemático do conversor do lado da rede conectado à mesma.

Figura 3.3: Esquema de conexão do GSC.



Fonte: Modificada de [8]

Através da lei das malhas de Kirchoff, no circuito da Figura 3.3, chega-se as equações

abaixo:

$$\begin{aligned}
 v_a &= Ri_a + L \frac{di_a}{dt} + v'_a, \\
 v_b &= Ri_b + L \frac{di_b}{dt} + v'_b, \\
 v_c &= Ri_c + L \frac{di_c}{dt} + v'_c.
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

onde v_a , v_b e v_c são tensões senoidais que compõem um sistema trifásico equilibrado. São também as tensões da rede elétrica no ponto de conexão comum. Mas como já foi dito, três tensões que formam um sistema trifásico podem ser representado por um único vetor que gira na mesma frequência angular das tensões do sistema trifásico de origem [63], cuja representação é dada em (2.8). No sistema completo do DFIG conectado à rede elétrica, a tensão do estator coincide com a tensão da rede elétrica. Para o sistema adotado v_s é o vetor de Kovacs.

$$\vec{v}_s = \frac{2}{3}(v_a e^{j0} + v_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_c e^{-j\frac{2\pi}{3}}). \tag{3.20}$$

Na estratégia de controle do conversor do lado da rede adotar-se-á o controle vetorial baseado no vetor tensão da rede elétrica (*Voltage Oriented Control - VOC*). O vetor \vec{v}_s será alinhado com o eixo direto do referencial síncrono. Desta forma $v_s = v_{sd} + jv_{sq}$. Usando o mesmo raciocínio aplicado no circuito do rotor, escreve-se para o circuito do estator que

$$v_{sd} = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega_e Li_q + v'_d \tag{3.21}$$

e

$$v_{sq} = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega_e Li_d + v'_q \tag{3.22}$$

Sendo que ω_e é a velocidade angular do vetor girante ou da rede elétrica. A aplicação de Laplace em (3.21) e (3.22), produz as expressões para as tensões de referências no conversor do lado da rede, lembrando-se que $v_{sq} = 0$.

$$V_d^* = V_{sd} - (R + sL)I_d + \omega_e LI_q, \tag{3.23}$$

e

$$V_q^* = -(R + sL)I_q - \omega_e LI_d. \tag{3.24}$$

Desprezando-se as distorções geradas pelo processo de chaveamento dos interruptores do conversor, como também as perdas no filtro e as perdas no conversor, conclui-se, a partir do balanço de energia do sistema, que

$$V_{cc}I_{cc} = \frac{3}{2}v_{sd}i_d. \quad (3.25)$$

Considerando que v_{sd} é igual ao valor eficaz da tensão da rede, e que m_1 é o índice de modulação dado por

$$m_1 = \frac{2\sqrt{2}v_{sd}}{V_{cc}}, \quad (3.26)$$

chega-se a

$$I_{cc} = \frac{3m_1i_d}{4\sqrt{2}}. \quad (3.27)$$

A partir da lei dos nós no circuito da Figura 3.3, obtém-se :

$$C\frac{dV_{cc}}{dt} = I_c, \quad (3.28)$$

$$C\frac{dV_{cc}}{dt} = I_{cc} - I_{rsc} = \frac{3m_1i_d}{4\sqrt{2}} - I_{rsc}. \quad (3.29)$$

Com a transformada de Laplace determina-se V_{cc} .

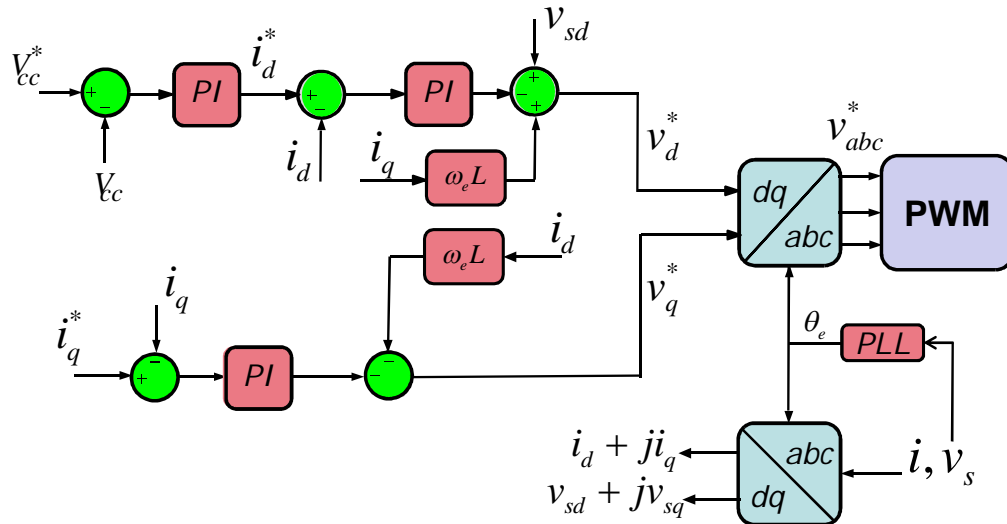
$$V_{cc} = \frac{3m_1I_d}{4\sqrt{2}sC} - I_{rsc}, \quad (3.30)$$

indicando que a tensão no elo CC pode ser controlada através da componente de eixo direto da corrente no conversor do lado da rede I_d . A Figura 3.4 mostra o diagrama de blocos do controle vetorial, adotando a tensão do estator alinhada com o eixo direto do referencial síncrono, aplicado ao conversor do lado da rede. Os valores de referências da grandeza são especificados por (*) como sobrescrito.

Uma consideração importante, quando se deseja conectar um gerador eólico à rede elétrica, é o sincronismo entre os dois sistemas. Um circuito conhecido como *Phase-Locked Loop* ou simplesmente PLL é, geralmente, usado para esse fim [67, 68]. No controle do GSC o PLL adotado, no caso o q-PLL, informa a posição precisa do vetor girante da rede elétrica

para que se faça o sincronismo com a mesma. Essa informação é de suma importância para o controle adotado.

Figura 3.4: Diagrama de controle do GSC.



Fonte: Modificada de [60].

3.4 Simulação do controle clássico sob afundamento balanceado

Buscando mostrar o comportamento do controle clássico em regime permanente, e sua ineficiência durante um afundamento balanceado, serão apresentados resultados de simulação de um aerogerador baseado em DFIG conectado à rede elétrica. A simulação foi desenvolvida no PSCAD/EMTDC. As características do gerador eólico estão na Tabela 3.1, enquanto as Tabelas 3.2 e 3.3 mostram as características do conversor do lado da rede e do conversor do lado da máquina respectivamente. Na simulação, um DFIG de potência nominal 100kW está conectado a uma rede elétrica com tensão nominal no PCC de 220V. O tempo total de simulação é de quinze segundos (15 s), e após seis segundos do início da mesma ocorre um afundamento de tensão de 0,4 s de duração. Os gráficos obtidos mostram os efeitos da citada contingência em um DFIG sem qualquer tipo de estratégia de controle específico para a condição de afundamento. A simulação não conta também com dispositivos de proteção.

Tabela 3.1: Especificações do gerador eólico.

Características do DFIG	Valores
Potência nominal	0,1MVA
Tensão nominal	220V
Frequência nominal	60Hz
Resistência do estator	2,60mΩ
Resistência do rotor	2,78mΩ
Indutância de dispersão do estator	0,14mH
Indutância de dispersão do rotor	0,13mH
Indutância de magnetização	5,30mH
Momento de inércia (J = 2H)	0,85

Tabela 3.2: Especificações do conversor do lado da rede.

Características do GSC	Valores
Indutância do filtro	1,7mH
Frequência de comutação	10kHz
Controlador elo CC	
k_p	1
K_i	10
Controlador corrente reativa i_q	
k_p	0.5
K_i	100
Controlador corrente reativa i_d	
k_p	2
K_i	100
Características do elo CC	
Capacitância	4700 μ F
Tensão barramento CC	500V

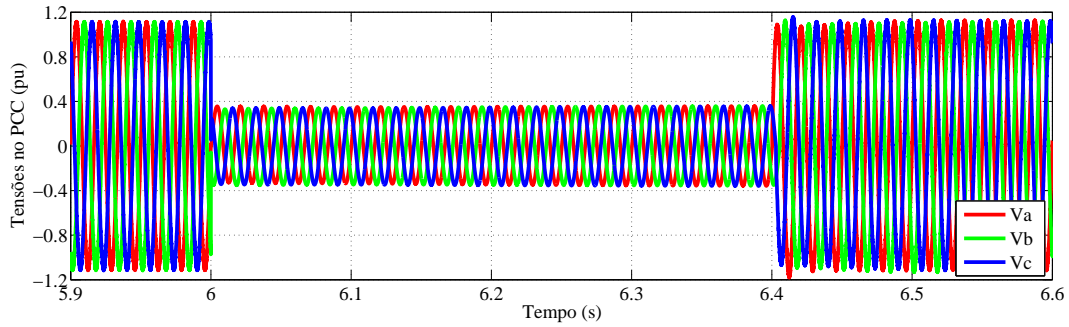
Tabela 3.3: Especificações do conversor do lado da máquina.

Características do RSC	Valores
Indutância do filtro	2mH
Frequência de comutação	10kHz
Controlador potência ativa P_s	
k_p	20
K_i	100
Controlador potência reativa Q_s	
k_p	20
K_i	100
Controlador corrente i_{rd}	
k_p	3
K_i	0.01
Controlador de corrente i_{rq}	
k_p	3
K_i	0.01

Quando as tensões da rede caem profundamente causam sobrecorrentes no estator e no rotor do DFIG, que podem danificar tanto a máquina como os conversores [69]. A Figura 3.5 mostra o comportamento das tensões no PCC durante o afundamento. A tensão remanescente é 0,3 p.u., e essa redução provoca uma diminuição do fluxo magnético da máquina. A corrente do estator, para tentar compensar esse decremento no fluxo, sofre um incremento e pode atingir valores elevados. O valor da corrente de afundamento depende da severidade do mesmo. Observa-se pela Figura 3.6 que é necessário fazer um controle de corrente para proteger o gerador e os conversores, bem como para adequar o DFIG aos códigos de rede atuais.

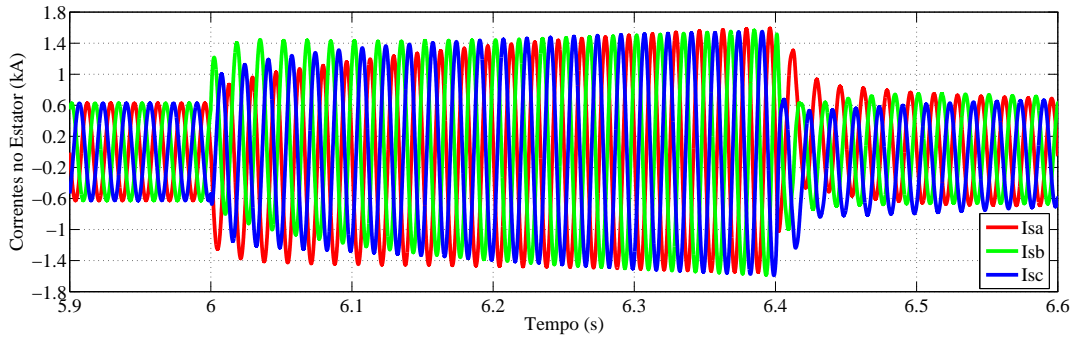
As corrente no rotor se comportam de maneira semelhante as correntes no estator, porém apresentam frequência correspondente ao escorregamento da máquina ($f_r = sf_s$). A Figura 3.7 mostra o valor agregado das correntes do rotor, dada pela equação (3.31). O valor agregado mostra instantaneamente as variações da grandeza trifásica considerada, por essa razão será utilizado na detecção de afundamentos de tensão neste trabalho, em detrimento do valor eficaz, que varia de maneira bem mais lenta, dado que o valor agregado é definido em função do tempo (variável instantânea), enquanto que o valor eficaz depende de uma janela de tempo para seu cálculo. Nota-se o aumento excessivo das correntes no rotor devido ao afundamento.

Figura 3.5: Tensão no PCC . Afundamento de tensão de 0,3 p.u. com 0,4s de duração.



Fonte: Próprio autor.

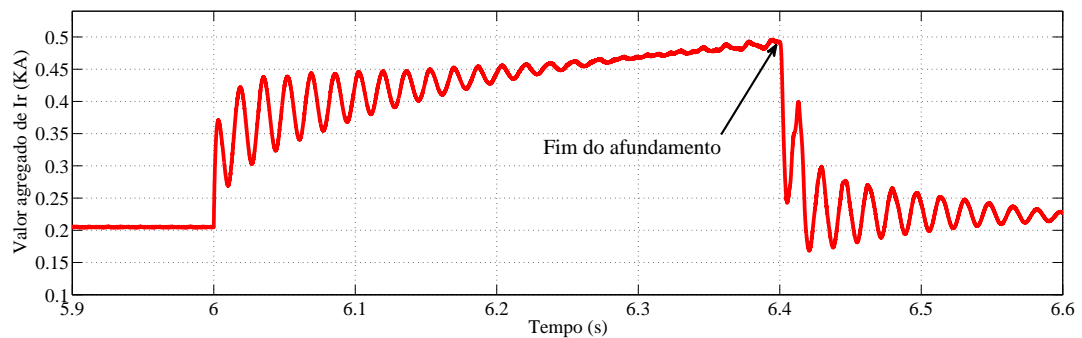
Figura 3.6: Correntes no estator antes, durante e após afundamento.



Fonte: Próprio autor.

$$I_{r_{agreg}} = \sqrt{i_{ra}^2 + i_{rb}^2 + i_{rc}^2}. \quad (3.31)$$

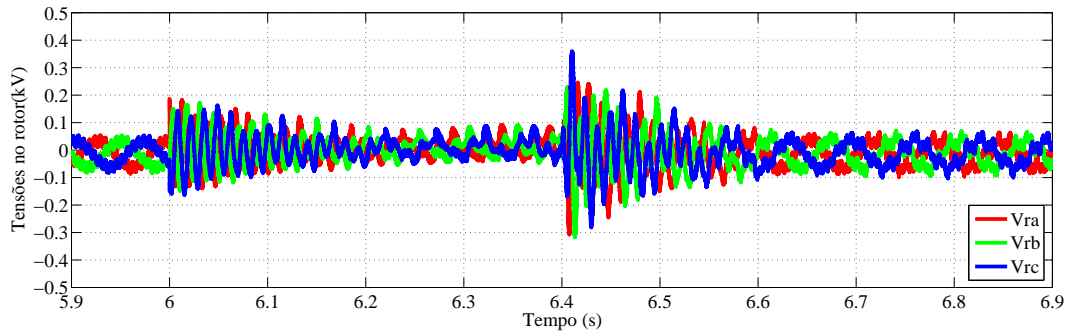
Figura 3.7: Valor agregado das correntes no rotor



Fonte: Próprio autor.

Durante o afundamento aparecem sobretensões rotóricas, como mostra a Figura 3.8, principalmente nos instantes iniciais após o fim da contingência. É necessário que se tomem medidas para combater as elevadas sobretensões que surgem nos enrolamentos do rotor do DFIG devido a um afundamento de tensão severo.

Figura 3.8: Tensões rotóricas.



Fonte: Próprio autor.

O controle foi configurado para extrair do estator da máquina uma potência ativa de 80kW e potência reativa de 0kvar. Podemos observar pela Figura 3.9 que o controle atua convenientemente em condições de regime. Durante o afundamento de tensão, de acordo com a equação (3.5), a potência ativa instantânea cai rapidamente. Nota-se também que surge uma oscilação tanto no período de contingência quanto após o término do mesmo. A potência reativa instantânea também apresenta oscilação. Sabe-se que de acordo com [66] as potências instantâneas são compostas por uma componente média e uma componente oscilante, descritas por

$$p = \bar{p} + \tilde{p}, \quad (3.32)$$

e

$$q = \bar{q} + \tilde{q}. \quad (3.33)$$

As potências oscilantes surgem devido ao produto de tensões e correntes de frequências e sequências diferentes. As correntes de falta apresentam componentes harmônicas, bem como desbalanço, por isso o surgimento de potências oscilantes. Mas aproximadamente no instante $t = 6,9s$ as potências ativa e reativa já encontram-se com seus valores de referência.

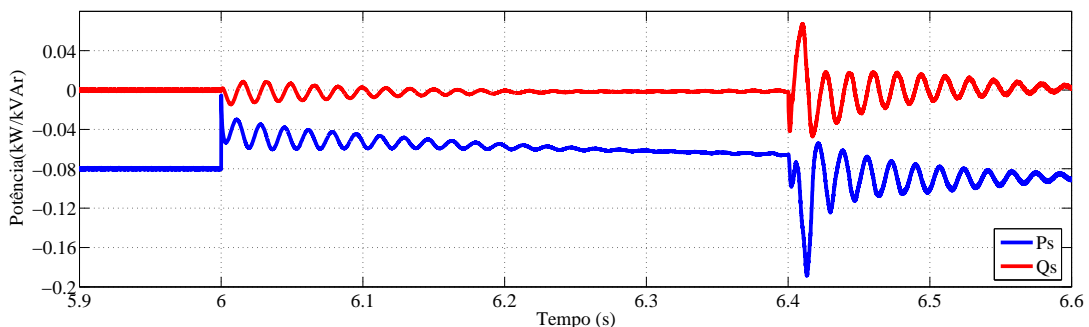


Figura 3.9: Potência ativa e reativa no estator.

Outra grandeza interessante a ser analisada é a tensão no elo CC do conversor *back-to-back*. Existe uma correspondência direta entre a variação da potência ativa e a variação na tensão no barramento CC, a qual pode ser comprovada por (3.22). Como já foi dito, no instante seguinte à falta a corrente no rotor cresce, mas devido a tensão reduzida nos terminais do DFIG, ocasionado pelo afundamento de tensão, o GSC não consegue liberar essa corrente extra para a rede, o que leva ao carregamento do capacitor do conversor *back-to-back* e o aumento da tensão no elo CC. A Figura 3.10 evidencia a eficiência do controle convencional do conversor do lado da rede, quando a máquina opera em estado permanente. Durante e imediatamente após a contingência surgem oscilações no barramento CC. As oscilações são oriundas da potência real oscilante. É notória a correspondência entre a forma de onda da tensão V_{cc} e a forma de onda da potência ativa instantânea no estator P_s , indicada na Figura 3.9.

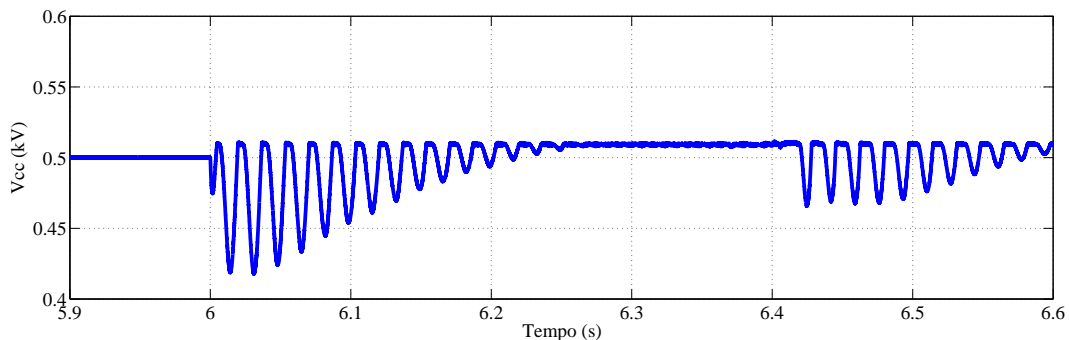


Figura 3.10: Tensão no elo CC antes e durante o afundamento.

Analisando o comportamento do torque eletromagnético, dado por (3.3), percebemos que o mesmo depende do fluxo magnético, que decresce durante o afundamento, e da corrente no estator, que cresce durante o afundamento. No entanto, o decréscimo do fluxo é mais acentuado do que o incremento da componente em quadratura da corrente no estator, e como resultado o torque eletromagnético decresce. Assim a máquina é submetida a uma aceleração já que o torque mecânico fica superior ao torque eletromagnético. A Figura 3.11 mostra o comportamento da velocidade do DFIG. Quando cessa a contingência o torque eletromagnético é restabelecido e a velocidade máquina decai até o valor anterior ao afundamento. É importante lembrar que em regime permanente vale $T_{em} = T_m$. Pode-se notar que a máquina não volta a ter sua velocidade pré-falta logo após o término da contingência. Isso ocorre porque o controle de potência real do estator é lido em comparação com o controle de corrente, e também por causa da inércia da turbina.

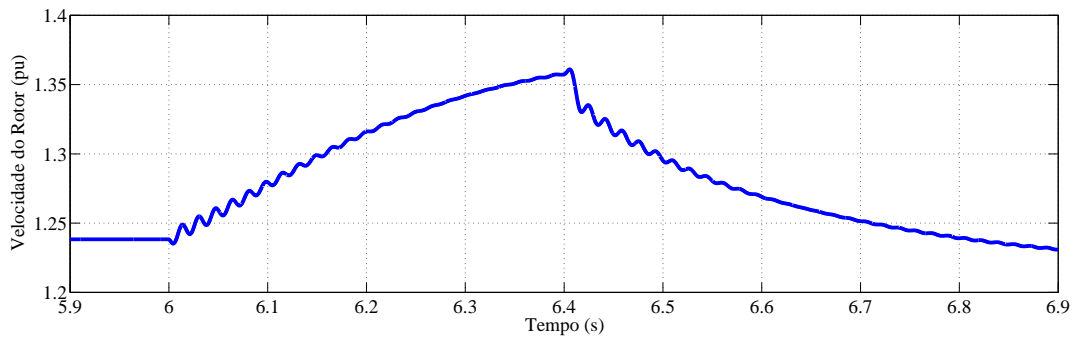


Figura 3.11: Velocidade do DFIG.

3.5 Conclusões

Neste capítulo, a partir de um modelo matemático de 5^a ordem escrito para o gerador de indução duplamente alimentado, mostrou-se a aplicação do controle vetorial clássico ao conversor do lado do rotor (RSC) em um sistema de coordenadas síncronas. Através desse modelo buscou-se o desacoplamento entre as potências ativa e reativa da máquina. O controle vetorial também foi aplicado ao conversor do lado da rede (GSC). Foi visto que a função do GSC é controlar a tensão no elo CC, mantendo-a com uma baixa ondulação, e injetar potência reativa no PCC, caso necessário. O modelo de simulação gerado também foi testado durante um afundamento tensão severo no PCC, afim de mostrar o comportamento do gerador diante de contingência na rede elétrica, o que permite discussões sobre este tema. A eficiência do controle clássico, para condições de regime permanente, foi comprovada através de simulação no *software* PSCAD/EMTDC.

4 ALGORITMO GENÉRICO PARA DETECÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

4.1 Introdução

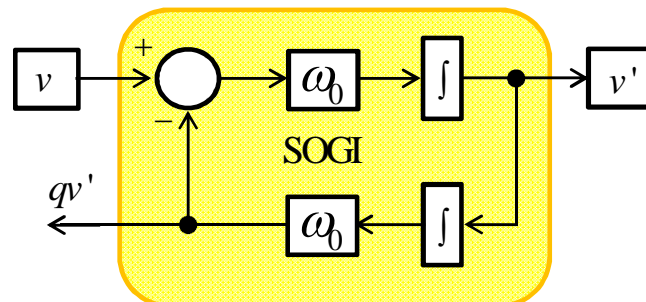
Sendo um dos fatores responsáveis pela diminuição da qualidade de energia em sistemas elétricos, o afundamento de tensão ocorre quando o valor eficaz da tensão na rede elétrica está entre 0,1 *p.u.* e 0,9 *p.u.*, em um intervalo entre 0,5 ciclo a 3 segundos [18]. O mesmo geralmente é ocasionado por curto-circuitos, sobrecargas na rede elétrica e partida de grandes motores [70]. Um estudo sobre uma nova classificação de afundamentos de tensão, de acordo com o tipo, características e presença de componentes de sequência zero, foi apresentado em [71], enquanto que classificações de afundamentos de tensão foram abordadas em [72], [73]. Aplicando-se o conceito de valor agregado, introduzido em [74], consegue-se facilmente identificar afundamentos de tensão balanceados. Porém, a maioria dos afundamentos são desbalanceados, e mais de 75% deles são afundamentos de tensão monofásicos [70]. Este fato tem motivado a produção de vários artigos relacionados com detecção de afundamentos assimétricos, como em [75], onde um filtro adaptativo não linear foi usado para rastrear a profundidade do afundamento. Os autores afirmam que o tempo de detecção é de 2 ms, contudo, o algoritmo não foi testado em condições de tensões distorcidas.

Os estudos apresentados na Subseção 1.4.1 enfatizam que o afundamento de tensão é um evento preocupante. O mesmo pode ser danoso para cargas sensíveis [76]. Afundamentos de tensão também exercem uma influência negativa em geradores conectados à rede elétrica, especialmente nos Geradores de Indução Duplamente Alimentados, pois nessas máquinas o estator é conectado diretamente à rede elétrica [38], [57]. É importante também destacar a aplicação do DVR (*Dynamic Voltage Restorer*) para aumentar a capacidade LVRT (*Low Voltage Ride Through*) de turbinas eólicas e para compensar afundamentos na rede elétrica [77, 78, 79, 80, 81, 82], a utilização de dispositivos como o STATCOM (*Static Compensator*) e o UPQC (*Unified Power Quality Conditioner*) para regulação de tensão em sistemas elétricos [83, 84, 85], bem como os novos códigos de rede e suas exigências em relação ao LVRT para sistemas de geração eólica [86, 9, 87]. Portanto, torna-se imperativa a detecção rápida e precisa dos afundamentos de tensões com o intuito de contribuir com os equipamentos que combatem os efeitos indesejados desse tipo de distúrbio. Neste capítulo, um rápido e robusto algoritmo de detecção de afundamentos de tensão será apresentado como a **primeira contribuição** deste trabalho de pesquisa. O algoritmo foi batizado de ADAMF, cujo acrônimo significa *Algoritmo de Detecção de Afundamentos através do Monitoramento da componente Fundamental*.

4.2 SOGI-QSG-FLL

O SOGI (*Second-Order Generalized Integrator*), Figura 4.1, é um circuito PLL que contém um filtro passa banda de segunda ordem. Quando se acrescenta o QSG (*Quadrature-Signals Generator*) ao SOGI forma-se um circuito de sincronização com as tensões da rede elétrica, conhecido por SOGI-QSG, que foi apresentado pela primeira vez em [88]. A descrição do SOGI-QSG ajuda na compreensão do algoritmo proposto.

Figura 4.1: SOGI.

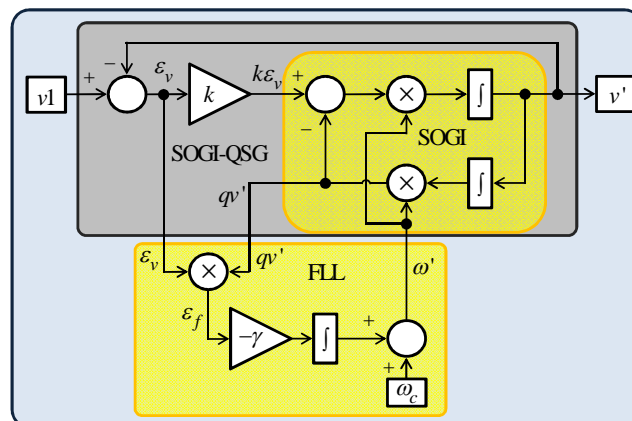


Fonte: Modificado de [60].

Considerando $v_1(t)$ como sinal de entrada do SOGI-QSG, os sinais de saídas são $v'(t)$, que está em fase com o sinal $v_1(t)$, e o sinal $qv'(t)$ que está atrasado de noventa graus de $v'(t)$. O operador $q = e^{-j\frac{\pi}{2}}$ é responsável pela defasagem mencionada.

Uma estrutura adaptativa de rastreamento de frequência, chamada de FLL (*Frequency Locked Loop*), pode ser utilizada para informar instantaneamente a frequência da rede. Obtém-se, então, o circuito SOGI-QSG-FLL [89], como indicado na Figura 4.2.

Figura 4.2: SOGI-QSG-FLL.



Fonte: Modificado de [60].

As funções de transferência do sistema, no domínio da frequência, são dadas por:

$$\frac{v'(s)}{v1(s)} = \frac{k\omega' s}{s^2 + k\omega' s}, \quad (4.1)$$

$$\frac{qv'(s)}{v1(s)} = \frac{k\omega'}{s^2 + k\omega' s}, \quad (4.2)$$

Dois circuitos SOGIs-QSG associados a um único FLL dão origem ao DSOG-FLL (*Dual Second Order Generalized Integrator-Frequency Locked Loop*), que também é um circuito de sincronismo com a rede elétrica cujas entradas devem está no referencial $\alpha\beta$. A componente α da tensão é utilizada como entrada do primeiro SOGI-QSG, e a componente β como entrada do segundo. As saídas do DSOGI-FLL podem ser utilizadas como entrada do circuito PNSC (*Positive-Negative Sequence Calculation*) [87] para se determinar as componentes de sequência positiva e negativa da tensão da rede elétrica. O algoritmo proposto contém um DSOGI-FLL e a parte do PNSC responsável pelo cálculo da componente de sequência positiva das tensões de entrada.

4.3 Descrição do algoritmo ADAMF

Considerando um sistema trifásico ABC composto por três tensões senoidais denotadas, respectivamente, por $v_a(t)$, $v_b(t)$ e $v_c(t)$, e atrasando-se a tensão $v_a(t)$ de um quarto do período fundamental T , a tensão resultante pode ser chamada de $v_{a\frac{\pi}{2}}(t)$. Desta forma, $v_a(t)$ e $v_{a\frac{\pi}{2}}(t)$ constituem um sistema monofásico no referencial $\alpha\beta$, sendo $v_{a\alpha}(t) = v_a(t)$ e $v_{a\beta}(t) = v_{a\frac{\pi}{2}}(t)$.

Aplicando as tensões $v_{a\alpha}(t)$ e $v_{a\beta}(t)$ como entradas do DSOGI-FLL este produz quatro sinais de saída: $v'_{a\alpha}(t)$, $qv'_{a\alpha}(t)$, $v'_{a\beta}(t)$ e $qv'_{a\beta}(t)$. A tensão $v_{a\alpha}(t)$ está em fase com $v'_{a\alpha}(t)$ e em quadratura com $qv'_{a\alpha}(t)$. Da mesma forma, $v_{a\beta}(t)$ está em fase com $v'_{a\beta}(t)$ e em quadratura com $qv'_{a\beta}(t)$. Usando os sinais de saída, conforme indicado em (4.3) e (4.4), o algoritmo extrai um sistema de tensões de valor de pico unitário, no referencial $\alpha\beta$, sendo que a tensão $v_{a\alpha}^+(t)$ está em fase com a componente fundamental da tensão original $v_a(t)$, e $v_{a\beta}^+(t)$ está defasada de $\frac{\pi}{2}$ radianos da mesma componente. Neste trabalho, a tensão $v_{a\alpha}^+$ será chamada de componente fundamental normalizada da tensão da fase A, e $v_{a\beta}^+$ de componente fundamental normalizada em quadratura da tensão na fase A. Caso as entradas do DSOGI-FLL adviessem de um sistema trifásico, após a transformada de Clarke, $v_{a\alpha}^+$ e $v_{a\beta}^+$ seriam as tensões normalizadas de sequência positiva, por isso o sobrescrito +. Vale apenas salientar que no caso do algoritmo proposto as entradas advém de uma tensão monofásica, e neste caso não existe sequência positiva ou negativa.

$$v_{a\alpha}^+(t) = v'_{a\alpha}(t) - qv'_{a\beta}(t), \quad (4.3)$$

$$v_{a\beta}^+(t) = qv'_{a\alpha}(t) + v'_{a\beta}(t). \quad (4.4)$$

Adotando o mesmo procedimento para as outras fases, as componentes fundamentais normalizadas das tensões obtidas são $v_{b\alpha}^+(t)$, $v_{b\beta}^+(t)$, $v_{c\alpha}^+(t)$ e $v_{c\beta}^+(t)$. É importante enfatizar que a capacidade de filtragem do DSOGI atenua o efeito das harmônicas, de forma que as tensões fundamentais normalizadas são senoides com reduzida distorção harmônica [87], [89], tornando o algoritmo também adequado para sistemas com distorções. Os diagramas de blocos, ilustrando a extração das componentes fundamentais normalizadas para cada fase, podem ser vistos na Figura 4.3, sendo ω' a frequência angular das tensões trifásicas rastreada pelo FLL. A divisão por $\sqrt{2}V_{aRMS}$ possibilita representar o valor de pico normalizado das tensões, que é V_{aMax} , onde V_{aRMS} é o valor eficaz da tensão na fase A. De maneira similar, o máximo valor normalizado das tensões nas fases B e C são respectivamente V_{bMax} e V_{cMax} .

O valor agregado das tensões normalizadas na fase A, no referencial $\alpha\beta$, pode ser escrito como:

$$V_{\alpha\beta Agg}^+ = \sqrt{v_{a\alpha}^+(t)^2 + v_{a\beta}^+(t)^2}, \quad (4.5)$$

$$V_{\alpha\beta Agg}^+ = \sqrt{[V_{aMax}^+ \text{sen}(\omega t)]^2 + [V_{aMax}^+ \text{cos}(\omega t)]^2}, \quad (4.6)$$

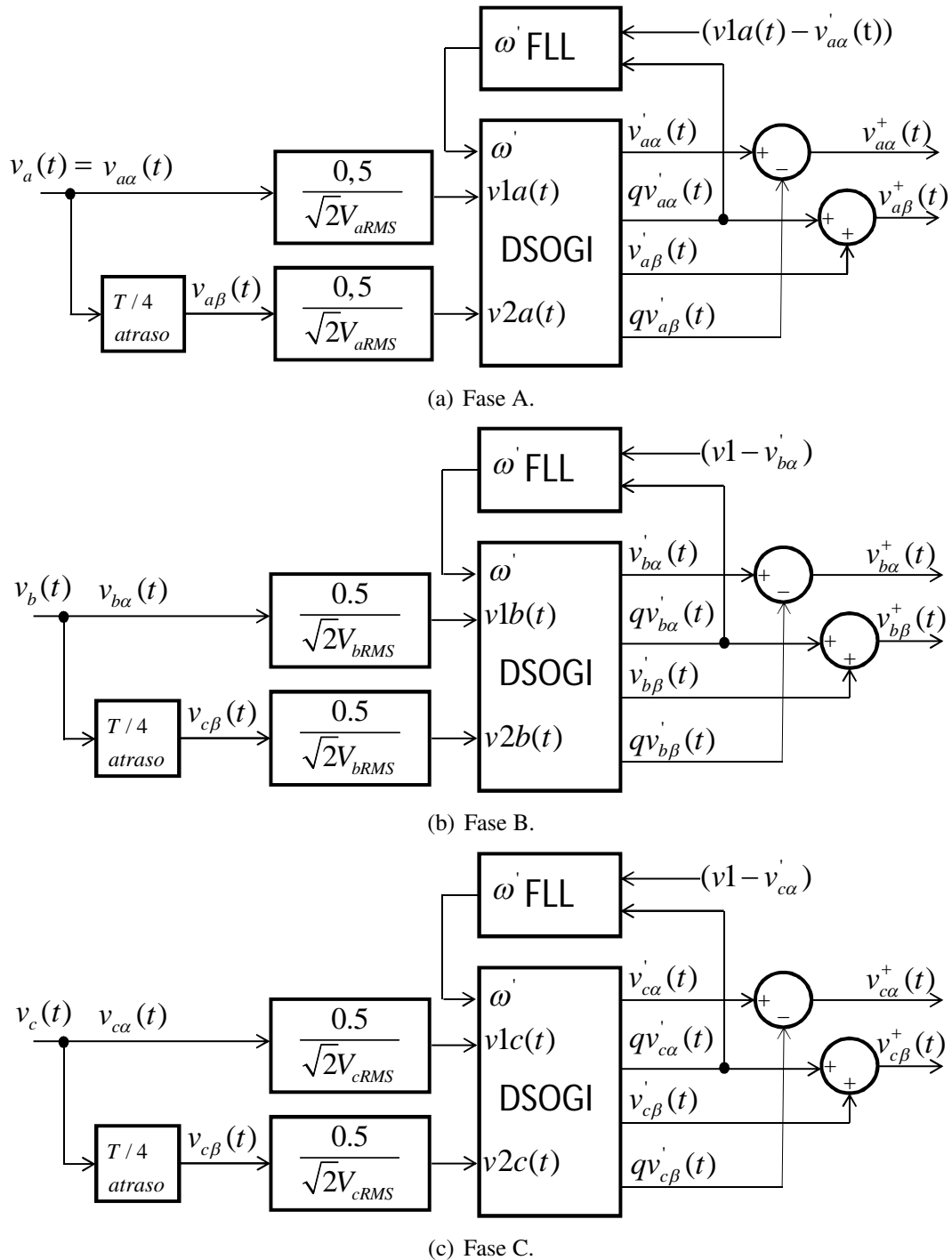
$$V_{\alpha\beta Agg}^+ = V_{aMax}^+. \quad (4.7)$$

O circuito da Figura 5.2 é replicado para as fases B e C, sendo o valor agregado das tensões normalizadas determinados por:

$$V_{b\alpha\beta Agg}^+ = \sqrt{v_{b\alpha}^+(t)^2 + v_{b\beta}^+(t)^2} = V_{bMax}^+, \quad (4.8)$$

$$V_{c\alpha\beta Agg}^+ = \sqrt{v_{c\alpha}^+(t)^2 + v_{c\beta}^+(t)^2} = V_{cMax}^+. \quad (4.9)$$

Figura 4.3: Extração das componentes normalizadas das tensões de cada fase.

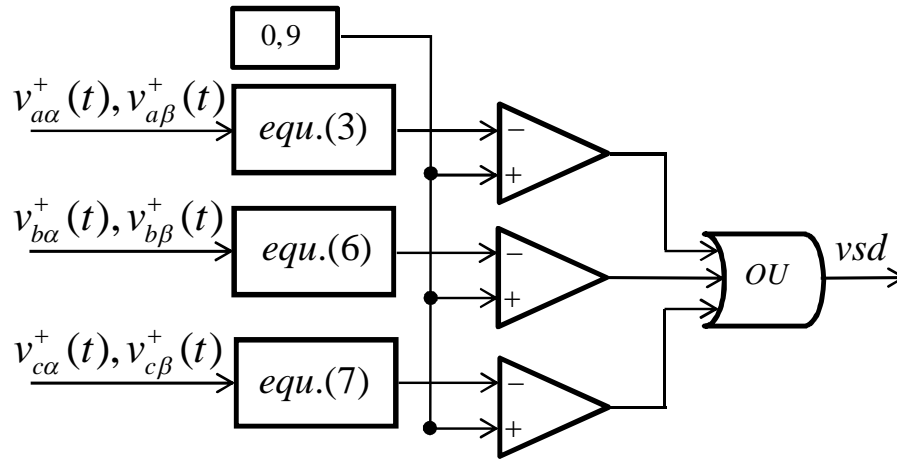


Fonte: Próprio autor.

Para tensões nominais da rede elétrica tem-se que $V_{aMax}^+ = V_{bMax}^+ = V_{cMax}^+ = 1 \text{ p.u.}$, porém, durante afundamento de tensão em alguma das fases, o valor agregado correspondente fica menor do que 1 p.u. , possibilitando que o algoritmo facilmente detecte, através do circuito mostrado na Figura 4.4, afundamentos monofásicos, bifásicos e trifásicos. A ocorrência do afundamento de tensão é indicada pelo sinal digital vsd , durante o qual $vsd = 1$, caso contrário

$v_{sd} = 0$.

Figura 4.4: Circuito de sinalização do afundamento.



Fonte: Próprio autor.

4.4 Resultados de simulação

O algoritmo ADAMF foi implementado e simulado no software MATLAB/SIMULINK. Os dados dos afundamentos de tensão empregados nas simulações, assim como a distorção harmônica total (THD - *Total Harmonic Distortion*) das tensões, são apresentados na Tabela 4.1.

Pode-se representar a redução do valor eficaz de tensão pelo valor percentual da queda de tensão ou pelo valor percentual da tensão remanescente [18]. Este trabalho adota a tensão remanescente para especificar a profundidade do afundamento.

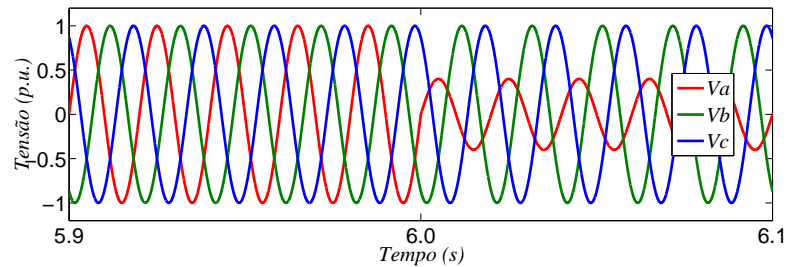
Tabela 4.1: Características das simulações.

Tipo	Profundidade (<i>p.u.</i>)	Duração (s)	THD (%)
Monofásico	0,4	6,0 - 6,4	0
Monofásico	0,4	6,0 - 6,4	11,58
Bifásico	0,6	6,0 - 6,4	0
Trifásico	0,3	6,0 - 6,3	0

4.4.1 Afundamento monofásico

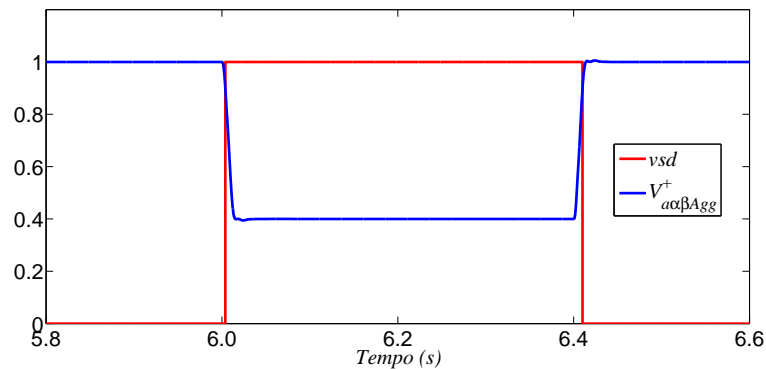
O algoritmo foi inicialmente simulado para um afundamento monofásico de 0,4 *p.u.* na fase A. A Figura 4.5 mostra as tensões do sistema trifásico e a Figura 4.6 mostra o sinal de detecção do afundamento (v_{sd}) e o valor agregado normalizado da tensão na fase A ($v_{a\alpha\beta Agg}^+$). O tempo de detecção foi 3,8 ms, mas o mesmo depende do ponto da senoide onde o afundamento se inicia. Os valores agregados nas fases B e C não sofreram alterações ($v_{b\alpha\beta Agg}^+ = v_{c\alpha\beta Agg}^+ = 1$).

Figura 4.5: Afundamento monofásico na fase A.



Fonte: Próprio.

Figura 4.6: Sinal digital v_{sd} e valor agregado das tensões normalizadas na fase A ($V_{\alpha\beta Agg}^+$).

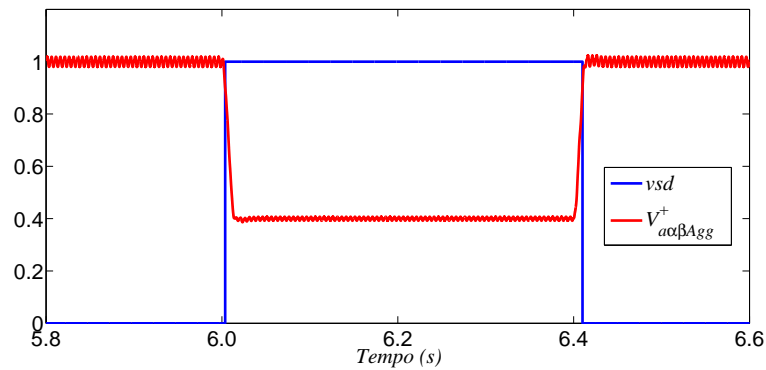


Fonte: Própria.

4.4.2 Afundamento monofásico em um sistema distorcido

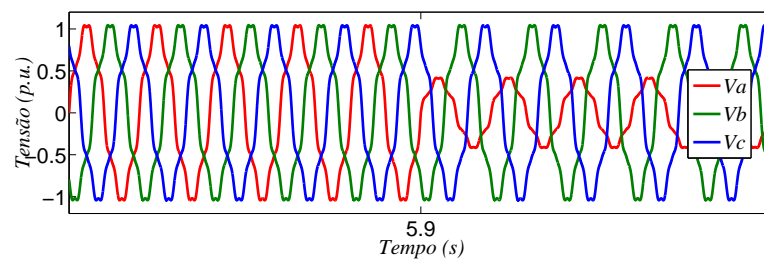
Para verificar o comportamento do ADAMF diante de tensões distorcidas, simulou-se um sistema trifásico com $THD = 11,58\%$, sendo as distorções harmônicas individuais iguais a 10% para a 5^a harmônica, 5% para a 7^a harmônica e 3% para a 11^a harmônica. A detecção do afundamento está esboçada na Figura 4.7. Devido ao fato do algoritmo determinar o valor agregado a partir das componentes fundamentais normalizadas da tensão, em cada fase, o tempo de detecção para este caso é idêntico ao da Subseção 4.4.1, correspondendo a 3,8 ms. O sinal $v_{1a}(t)$, entrada do DSOGI-FLL, carrega a mesma distorção harmônica presente no sistema trifásico. Já a componente α da tensão normalizada, saída do DSOGI-FLL, apresenta baixa distorção harmônica, ratificando a capacidade de filtragem do algoritmo. Os sinais v_{1a} e $v_{\alpha\alpha}^+$ estão esboçados na Figura 4.9, enquanto a Figura 4.10 mostra o THD de desses sinais.

Figura 4.7: Sinal v_{sd} e valor agregado da tensões normalizadas na fase A em sistema distorcido.



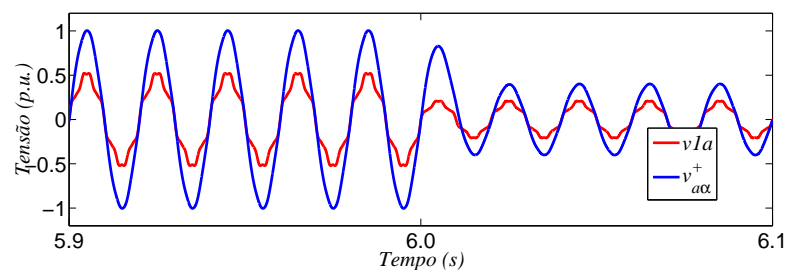
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.8: Detalhe do afundamento monofásico (0,4 p.u.) na fase A.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.9: Tensões v_{1a} e $v_{\alpha\alpha}^+$.

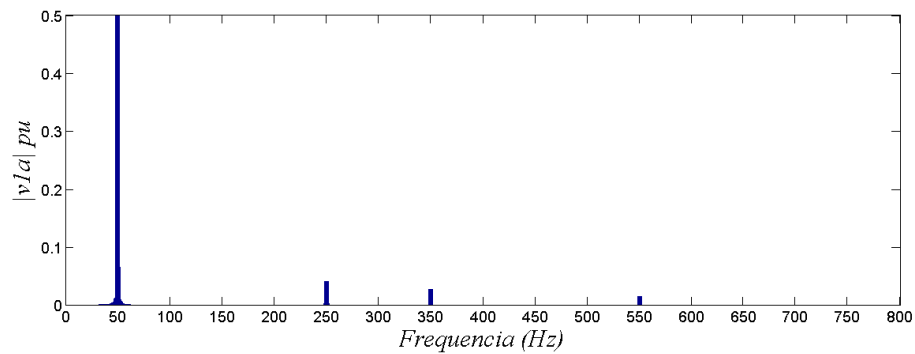
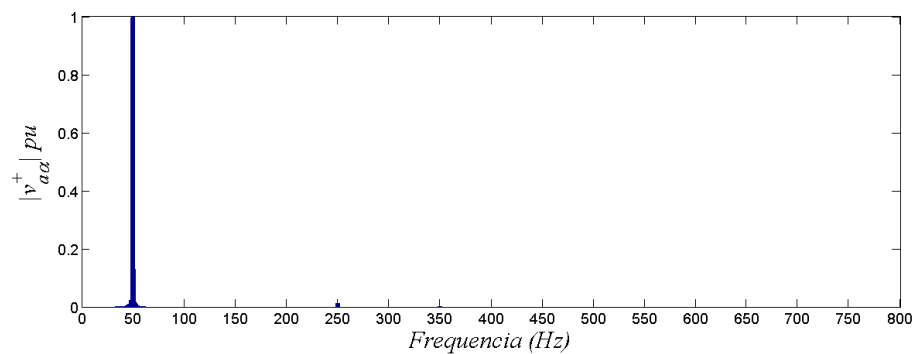


Fonte: Próprio autor.

4.4.3 Afundamento bifásico

Para o caso bifásico, simulou-se um afundamento de tensão, de valor residual 0,6 p.u., nas fases A e B do sistema trifásico, durante 400 ms. A detecção ocorre quando o valor agregado se torna menor do que a referência estipulada, no caso (0,9 p.u.). Para esta simulação, o tempo de detecção do afundamento do tensão foi de 1,8 ms. O início do afundamento está representado na Figura 4.11. O valor agregado das tensões normalizadas na fase A está repre-

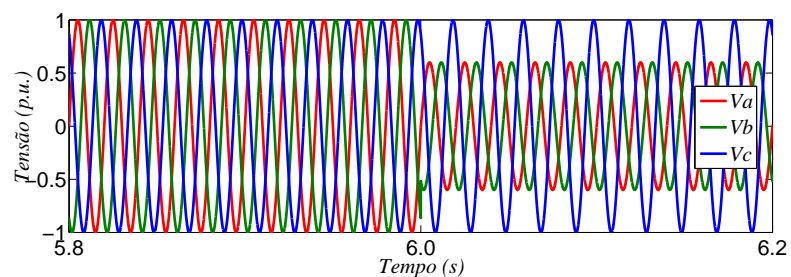
Figura 4.10: Característica de filtragem do ADAMF.

(a) Sinal v_{1a} (THD = 11,53%)(b) Sinal $v_{a\alpha}^+$ (THD = 1,73%)

Fonte: Próprio autor.

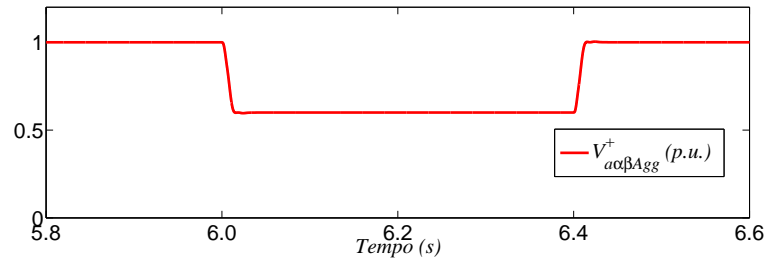
sentado na Figura 4.12, já o sinal digital de detecção do afundamento de tensão, (v_{sd}), e o valor agregado das tensões normalizadas na fase B estão indicados na Figura 4.13. A componente fundamental normalizada da tensão na fase B, e a componente fundamental normalizada da tensão em quadratura com a fase B, estão esboçadas na Figura 4.14

Figura 4.11: Primeiros instantes do afundamento bifásico.



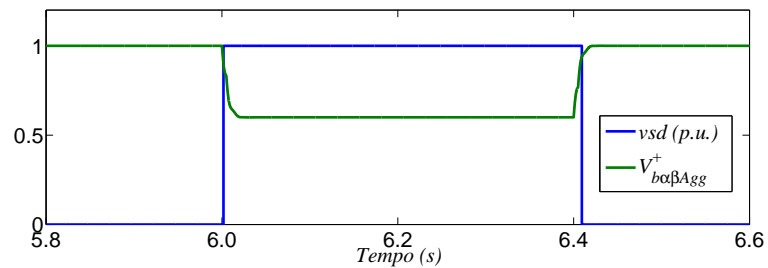
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.12: valor agregado das tensões normalizadas na fase A ($V_{\alpha\beta Agg}^+$).



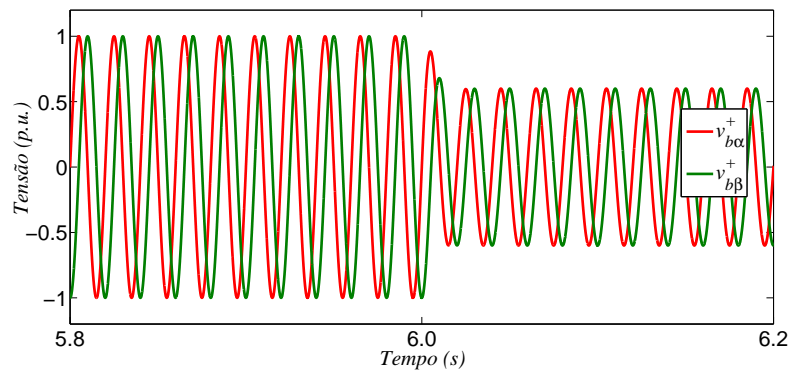
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.13: Sinal v_{sd} e valor agregado das tensões normalizadas na fase B ($V_{b\alpha\beta Agg}^+$).



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.14: Componentes fundamentais normalizadas da tensão na fase B.



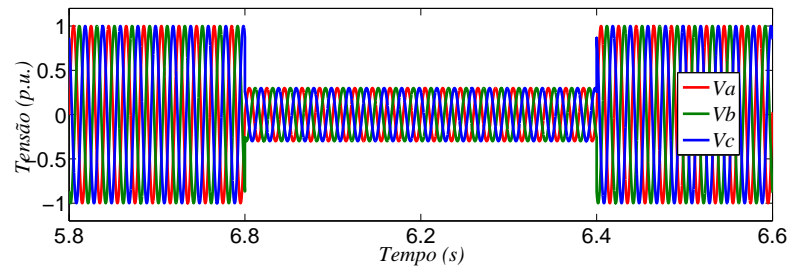
Fonte: Próprio autor.

4.4.4 Afundamento trifásico

Por último, avaliou-se por simulação um afundamento de tensão trifásico balanceado com duração de 300 ms. A Figura 4.16 mostra as tensões do sistema trifásico durante o evento, as quais decaem concomitantemente ao valor de 0,3 $p.u.$, enquanto as Figuras 4.17 e 4.17 mostram os valores agregados das tensões normalizadas nas fases A e B. Já a Figura 4.18 explicita o sincronismo entre o sinal digital de detecção do afundamento e o valor agregado

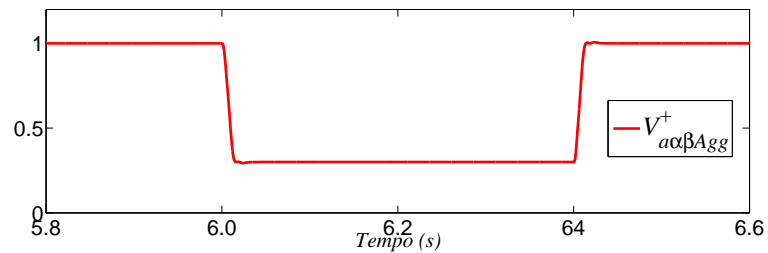
da tensão normalizada na fase C. Os valores agregados das tensões normalizadas das três fases apresentam formas de ondas semelhantes, apresentado um pequeno defasamento, no início e no final do afundamento, devido o defasamento entre as tensões trifásicas.

Figura 4.15: Afundamento trifásico.



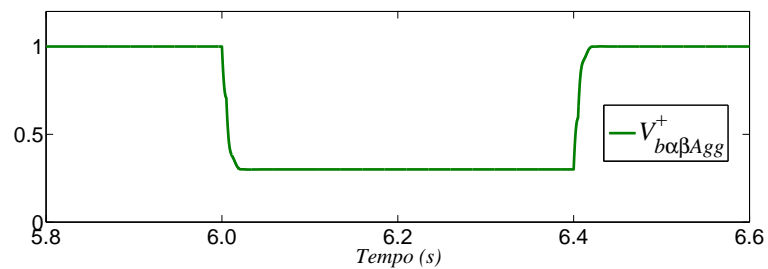
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.16: Valor agregado das tensões normalizadas na fase A ($V_{\alpha\beta Agg}^+$).



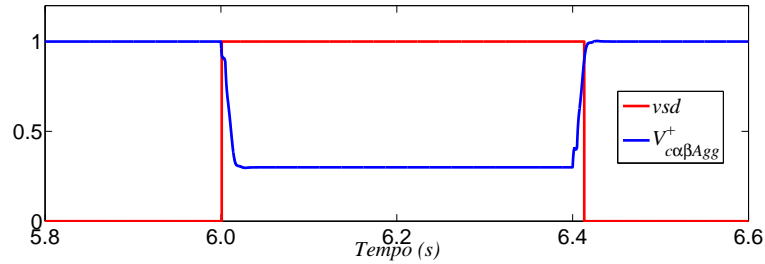
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.17: Valor agregado das tensões normalizadas na fase B ($V_{\alpha\beta Agg}^+$).



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.18: Sincronismo entre v_{sd} e $V_{c\alpha\beta Agg}^+$ durante afundamento trifásico.



Fonte: Próprio autor.

4.5 Resultados experimentais

O desempenho do algoritmo proposto foi avaliado em um emulador de rede elétrica baseado em eletrônica de potência, o qual gerou os afundamentos e distorções necessárias para os testes.

4.5.1 Emulador de rede

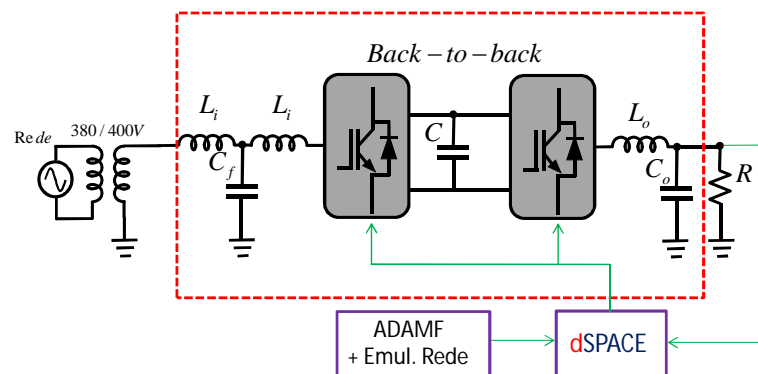
Utilizando-se o emulador de rede apresentado em [90] avaliou-se experimentalmente o algoritmo proposto. O emulador é composto por dois inversores em topologia *back-to-back* com um filtro de entrada tipo *LCL* e um de saída tipo *LC*. O mesmo foi alimentado com um transformador trifásico de tensão nominal de linha 380/400 V e configurado para produzir uma tensão senoidal, em 50 Hz, de valor eficaz igual a 127 V. Um dSPACE 1006 possibilitou o gerenciamento em tempo real do algoritmo ADAMF. O esquema elétrico do emulador de rede, integrado com o dSPACE e com o algoritmo proposto, está esboçado na Figura 4.19. O experimento foi realizado no laboratório de *Microgrid Research* pertencente ao *Department of Energy Technology* da universidade de Aalborg (Figura 4.20).

Desprezando-se as componentes de sequência zero na transformada inversa de Clarke, as tensões de referência, necessárias para que o inversor do emulador de rede gere os afundamentos de tensão, podem ser expressas como:

$$v_{aRef}(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} v_{\alpha Ref}(t), \quad (4.10)$$

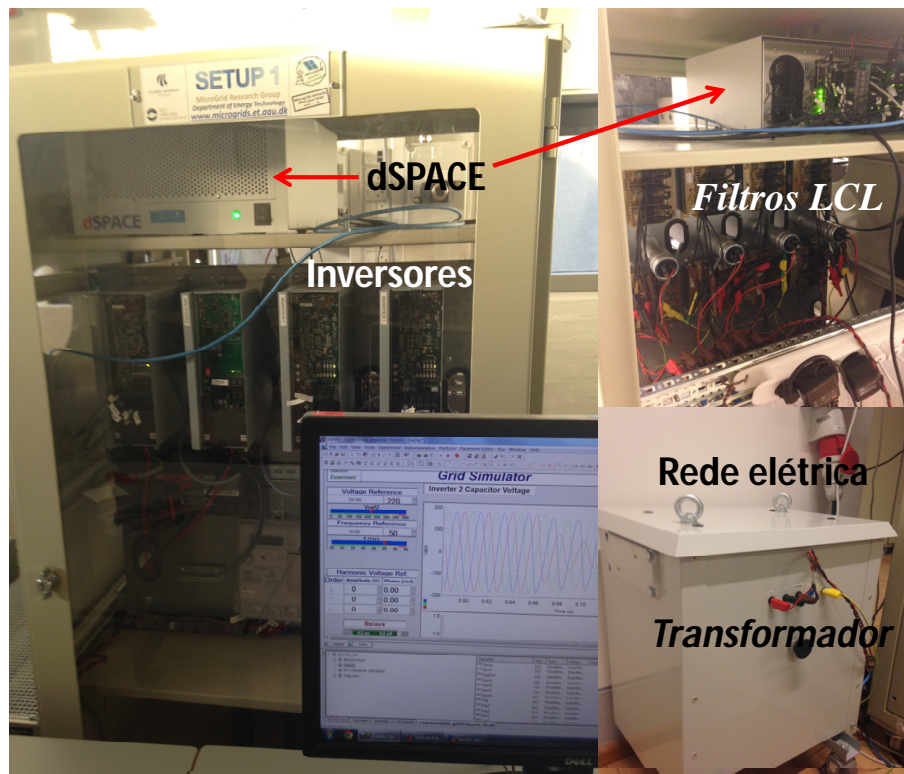
$$v_{bRef}(t) = -\frac{v_{\alpha Ref}(t)}{\sqrt{6}} + \frac{v_{\beta Ref}(t)}{\sqrt{2}}, \quad (4.11)$$

Figura 4.19: Esquema do emulador integrado ao ADAMF.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.20: Plataforma experimental.



Fonte: Próprio autor.

$$v_{CRef}(t) = -\frac{v_{\alpha Ref}(t)}{\sqrt{6}} - \frac{v_{\beta Ref}(t)}{\sqrt{2}}, \quad (4.12)$$

onde o subscrito *Ref* indica valor de referência. Portanto, para se conseguir um afundamento de tensão com o emulador de rede, é necessário multiplicar as tensões de referência por valores que correspondam ao tipo e profundidade de afundamento desejado, o que pode ser feito

configurando-se as constantes k_1 e k_2 , de forma que:

$$v_{\alpha_{Ref}}(t) = k_1 \sqrt{2} V_{\alpha_{rms}} \cos(\omega t), \quad (4.13)$$

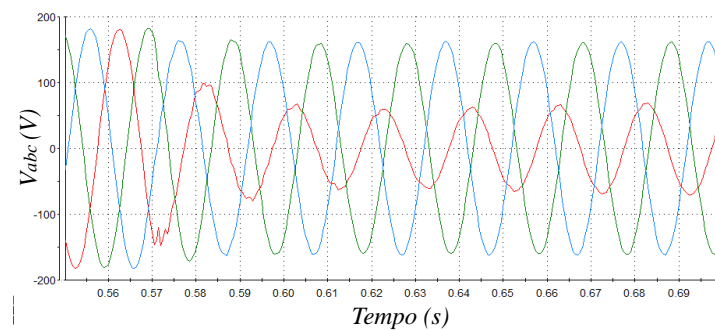
$$v_{\beta_{Ref}}(t) = k_2 \sqrt{2} V_{\beta_{rms}} \sen(\omega t). \quad (4.14)$$

sendo $V_{\alpha_{rms}}$ e $V_{\beta_{rms}}$ os valores de referência relativos à tensão eficaz nominal do sistema. De acordo com (4.10), (4.11) e (4.12) é possível produzir qualquer tipo de afundamento, exceto o monofásico puro, pois neste caso as outras fases também serão suavemente afetadas.

4.5.2 Afundamento monofásico

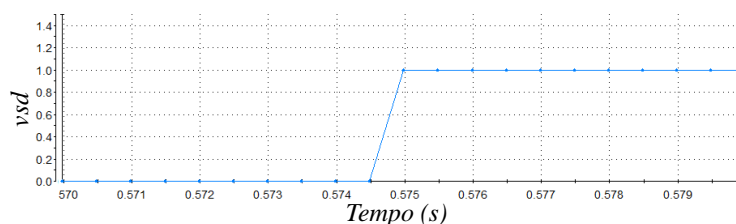
Um afundamento monofásico de 0,4 *p.u.* na fase A, gerado pelo emulador de rede, foi identificado em 4,5 ms pelo ADAMF. Para esse caso fez-se $k_1 = 0,4$ e $k_2 = 1$. As Figuras 4.21 e 4.22 mostram, respectivamente, detalhes do afundamento e o tempo de detecção do mesmo. Já a Figura 4.23 destaca a relação entre o sinal *vsd* e o valor agregado de tensão na fase A.

Figura 4.21: Afundamento monofásico de 0,4 *p.u.*



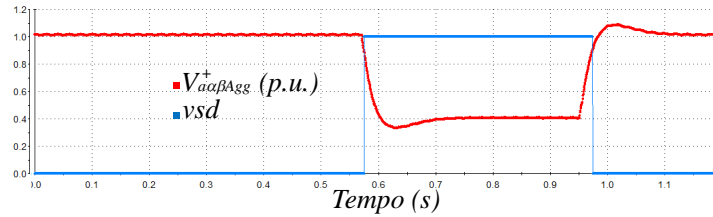
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.22: Tempo de detecção do afundamento de 0,4 *p.u.*



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.23: Sincronismo entre v_{sd} e $V_{\alpha\beta Agg}^+$ durante afundamento.



Fonte: Próprio autor.

4.5.3 Afundamento monofásico em sistema distorcido

Devido à proliferação de cargas não lineares, distorções nas tensões se tornaram um problema comum em redes de distribuição [91]. O algoritmo proposto também é adequado para identificar afundamentos de tensão em sistemas contendo harmônicos. Mais uma vez desprezando-se as componentes de sequência zero, as tensões trifásicas, geradas pelo emulador de rede, podem ser descritas no referencial $\alpha\beta$ conforme [66]:

$$v_{\alpha}(t) = \sum_{n=1}^{\infty} V_{\alpha n}^{+} \cos(n\omega t + \phi_{\alpha n}^{+}) + V_{\alpha n}^{-} \cos(n\omega t + \phi_{\alpha n}^{-}), \quad (4.15)$$

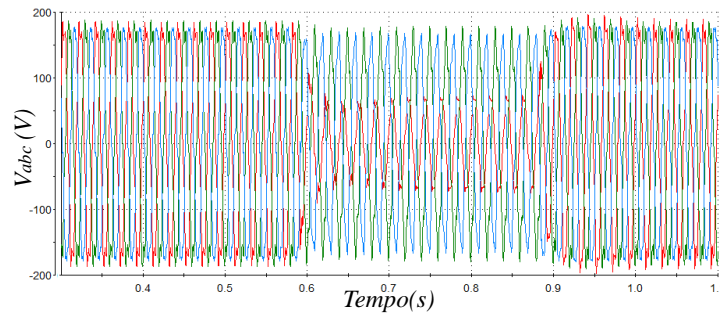
$$v_{\beta}(t) = \sum_{n=1}^{\infty} V_{\beta n}^{+} \sin(n\omega t + \phi_{\alpha n}^{+}) + V_{\beta n}^{-} \sin(n\omega t + \phi_{\beta n}^{-}), \quad (4.16)$$

onde $V_{\alpha n}^{+}$, $V_{\beta n}^{+}$, $V_{\alpha n}^{-}$ e $V_{\beta n}^{-}$ são os valores de pico da harmônica de ordem n das componentes α e β , respectivamente nas sequências positiva e negativa. Esse valores de pico são controlados pelo emulador de rede para gerar as distorções desejadas. Da mesma forma, $\phi_{\alpha n}^{+}$, $\phi_{\beta n}^{+}$, $\phi_{\alpha n}^{-}$ e $\phi_{\beta n}^{-}$ representam os ângulos de fase.

As tensões $v_{1a}(t)$ e $v_{2a}(t)$, previamente mostradas na Figura 5.2, contém informações sobre o conteúdo harmônico no sistema trifásico. Quando a tensão em uma das fases cai, cada componente harmônica na fase decresce na mesma proporção. Desta forma, o algoritmo só necessita verificar a componente fundamental da tensão, o que é feito através do monitoramento da tensão fundamental normalizada em cada fase. Essa característica do ADAMF permite a identificação do afundamento sem trepidação no sinal v_{sd} , mesmo que haja harmônicas na fase que sofreu o afundamento. Para fazer a validação do mesmo sobre essas condições, o emulador de rede foi configurado para produzir uma tensão trifásica com as mesmas distorções usadas na Subseção 4.4.2, ou seja, 10% da 5ª harmônica, 5% da 7ª harmônica e 3% da 11ª harmônica. Esse nível de distorção harmônica é mais severo do que os limites harmônicos permitidos pelo

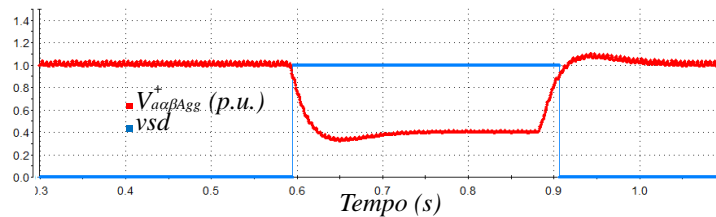
IEC Standard 519-1992 [92]. A Figura 4.24 mostra o afundamento monofásico de 0,4 $p.u.$, o sinal v_{sd} e a tensão $v_{\alpha\beta Agg}^+$ estão na Figura 4.25, enquanto que a tensão distorcida $v_{1a}(t)$ e a tensão filtrada $v_{\alpha}^+(t)$ podem ser observadas na Figura 4.26. O algoritmo detectou o afundamento em 4,5 ms.

Figura 4.24: Afundamento monofásico de 0,4 $p.u.$ em sistema distorcido.



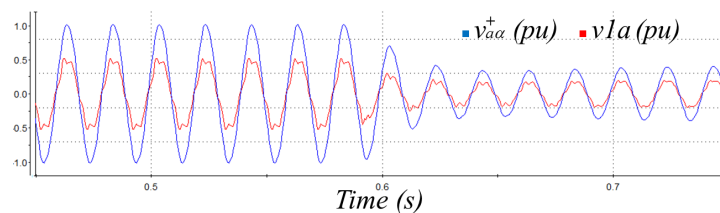
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.25: Sincronismo entre o sinal v_{sd} e tensão $V_{\alpha\beta Agg}^+$ em sistema com distorção.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.26: Sinal v_{1a} e tensão V_{α}^+ .



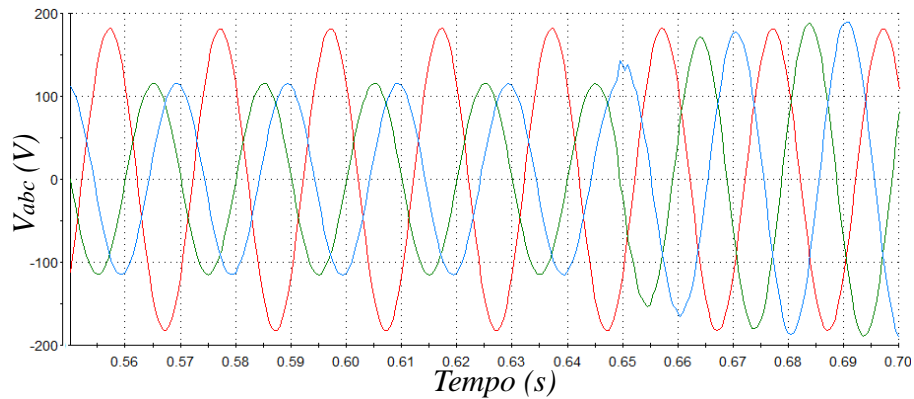
Fonte: Próprio autor.

4.5.4 Afundamento bifásico

Os afundamentos em duas fases representam 20% das previsões estocásticas para afundamentos de tensão [70]. Nesse experimento, configurou-se o emulador de rede para gerar um afundamento bifásico de 0,6 $p.u.$ nas fases B e C, cujo os instantes finais estão mostrados na Figura 4.27. O fundamento foi detectado em 4,4 ms. De acordo com (4.10)-(4.12), a fase A

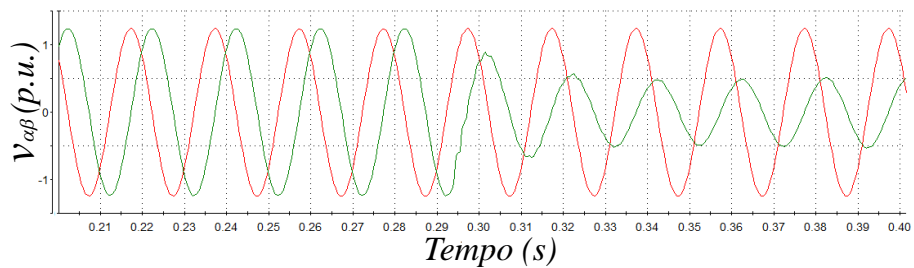
não é afetada, e no referencial $\alpha\beta$ apenas a componente β sofre afundamento (Figura 4.28). O comportamento do valor agregado da tensão normalizada da fase B e o sinal digital de detecção do afundamento estão indicados na Figura 4.29.

Figura 4.27: Afundamento de 0,6 p.u. nas fases B e C.



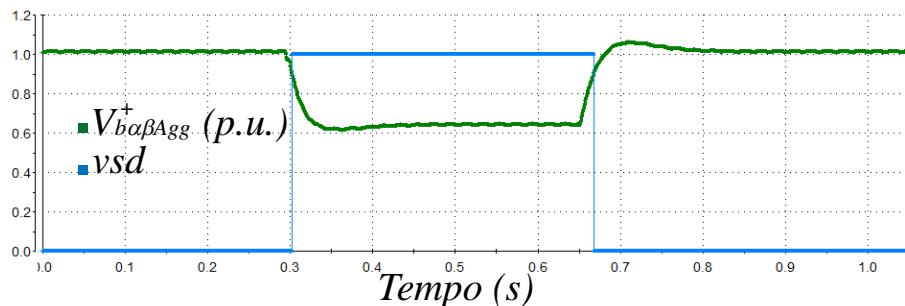
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.28: Tensões trifásicas geradas no referencial $\alpha\beta$.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.29: Valor agregado das tensões normalizadas na fase B ($V_{b\alpha\beta Agg}^+$) e sinal digital v_{sd} .

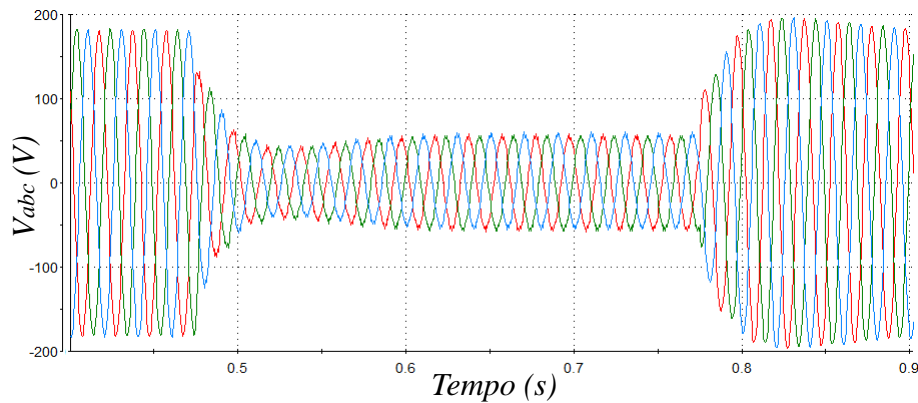


4.5.5 Afundamento trifásico balanceado

Representando menos de 5% das ocorrências, o afundamento trifásico é o tipo mais incomum [70]. O mesmo não origina componentes de sequência negativa. Para avaliar o de-

sempenho do algoritmo proposto, o emulador de rede foi configurado para produzir este tipo de contingência durante 300 ms, como evidenciado na Figura 4.30. O valor esperado de 0,3 *p.u.*, correspondente a profundidade do afundamento aplicado, pode ser confirmado através do valor agregado da tensão na fase C, como indicado na Figura 4.31. Os valores agregados das tensões nas fases A e B também apresentam formas de onda semelhantes ao da fase C. O afundamento simétrico foi detectado em 4,5 ms.

Figura 4.30: Afundamento simétrico de 0,3 *p.u.*.



Fonte: Próprio autor.

4.5.6 Afundamento trifásico balanceado em sistema distorcido

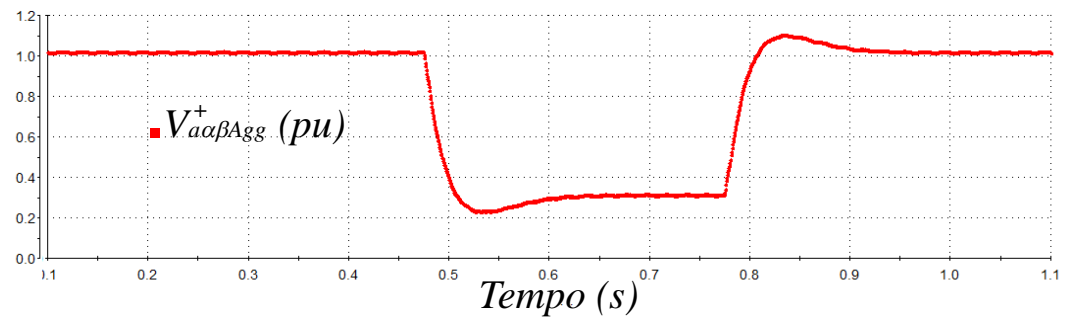
Em um afundamento de mesma profundidade e duração do experimento usado na Subseção 4.5.5, porém em um sistema contendo 10% da 7^a harmônica e 5% da 11^a harmônica (Figura 4.32), o ADAMF foi submetido ao último ensaio experimental. O sinal de detecção *vsd*, que atuou 4,4 ms após início do afundamento, está esboçado na Figura 4.33.

As tensões no referencial $\alpha\beta$ trazem o conteúdo harmônico inerente ao sistema, Figura 4.34, enquanto que as tensões normalizadas na fase C são tensões filtradas, conforme Figura 4.35.

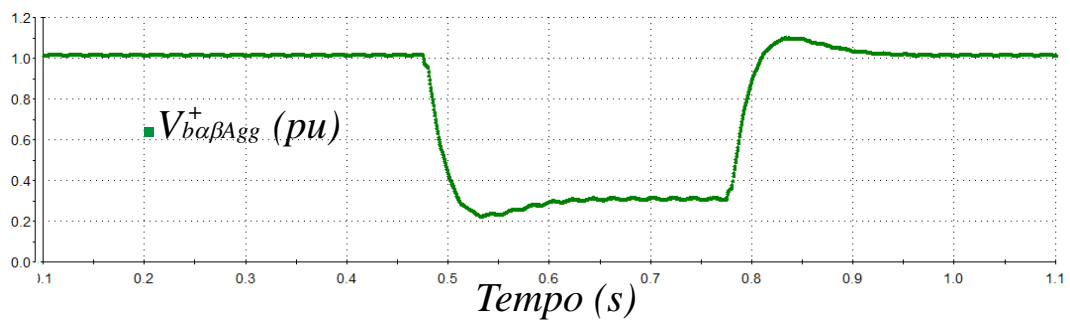
4.5.7 Elo CC

A tensão no barramento CC do conversor *back – to – back* do emulador de rede foi configurada para 600V. Como os afundamentos eram produzidos pelos inversores, e não por um curto-circuito, a tensão no elo CC não sofreu grandes variações, como mostra a Figura 4.36.

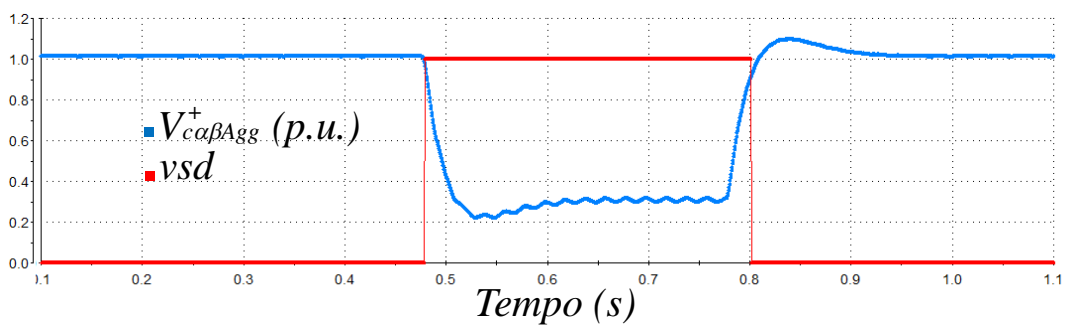
Figura 4.31: Extração das componentes normalizadas das tensões de cada fase.



(a) Fase A.



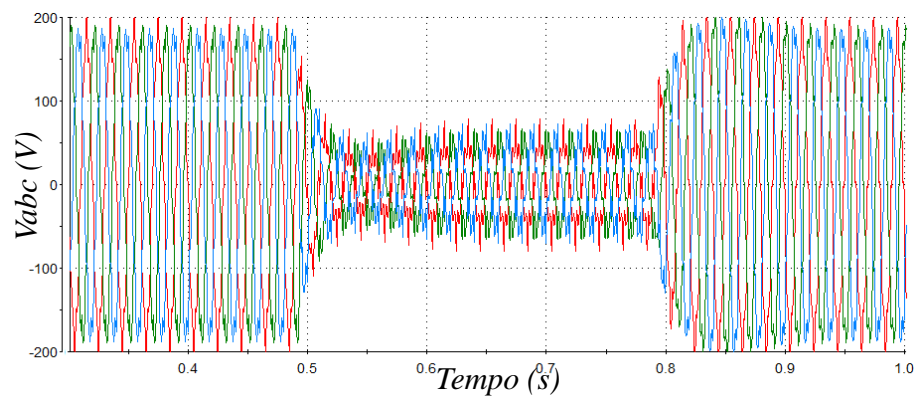
(b) Fase B.



(c) Fase C.

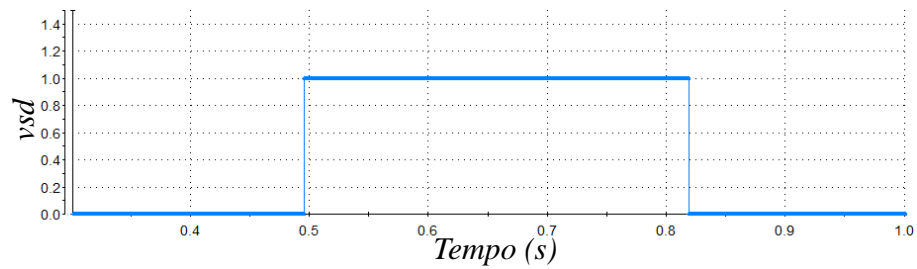
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.32: Afundamento balanceado de 0,3 p.u. em sistema distorcido.



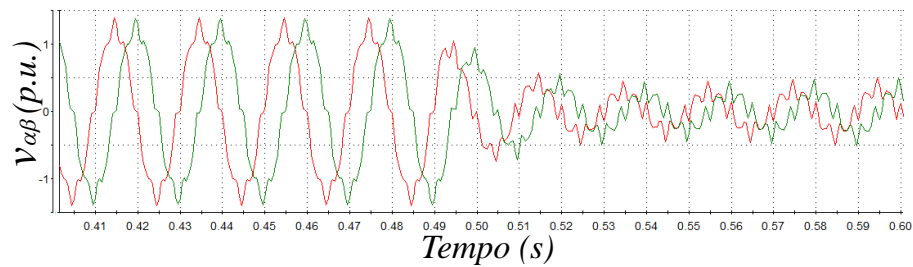
Fonte: Próprio autor.

Figura 4.33: Sinal de detecção do afundamento em sistema distorcido.



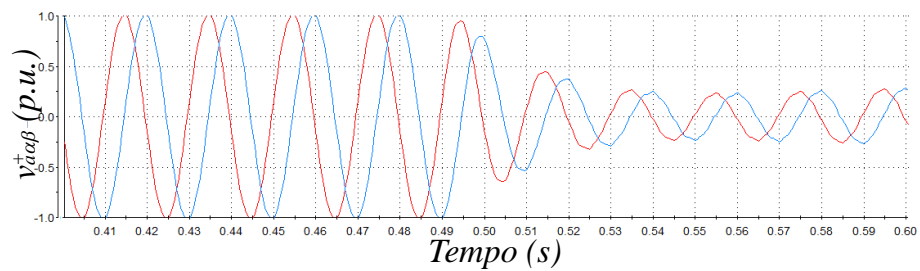
Fonte: próprio autor.

Figura 4.34: Tensão trifásica, com conteúdo harmônico, no referencial $\alpha\beta$.



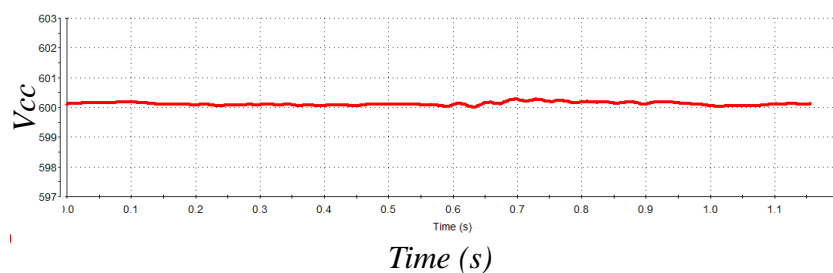
Fonte: próprio autor.

Figura 4.35: Componentes normalizadas da Tensão na fase C.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.36: Tensão no barramento CC.



Fonte: Próprio autor.

4.6 Conclusão

Um novo e robusto algoritmo para detecção de afundamentos de tensão, chamado de ADAMF, foi proposto neste capítulo. A componente fundamental normalizada da tensão, inerente ao algoritmo, foi utilizada para cálculo do valor agregado da tensão em cada fase, o qual era usado para comparação com o valor de referência de afundamento considerado.

A capacidade de monitorar cada fase do sistema trifásico de forma individual e concomitante, bem como o filtro interno sintonizado na frequência fundamental são vantagens do ADAMF em relação aos algoritmos apresentados na revisão bibliográfica. Essas características do algoritmo possibilitam que o mesmo possa identificar rapidamente todo tipo de afundamento balanceado ou desbalanceado, inclusive em condições de rede elétrica com distorções.

Ensaio experimentais comprovaram sua eficiência, robustez e que o mesmo pode ser usado para aplicações em tempo real. Sendo assim, o ADAMF será utilizado para detecção dos afundamentos necessários para validação da estratégia de controle, que será aplicada ao *DFIG*, com o intuito de aumentar a sua suportabilidade a afundamentos de tensão.

5 ESTRATÉGIA DE CONTROLE APLICADA AO RSC PARA ELIMINAR AS OSCILAÇÕES NA POTÊNCIA ATIVA E MELHORAR A CAPACIDADE LVRT DO DFIG.

5.1 Introdução

O Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG) é demasiadamente sensível à perturbações na rede elétrica, sendo essa sua maior desvantagem. Dentre as perturbações, pode-se citar o afundamento de tensão como uma das mais danosas para esse tipo de máquina. A maioria dos afundamentos de tensão são desbalanceados, sendo os monofásicos os de maior ocorrência, correspondendo a 75% dos eventos de afundamento, como visto na seção 4.1. Quando ocorre um afundamento de tensão, o fluxo magnético do estator pode conter, além da sequência positiva, componentes de sequências negativa e zero, as quais induzem sobretensões no rotor [8, 9, 59, 93]. A tensão no terminal do rotor pode ser dada por:

$$\vec{v}_r(t) = \vec{e}_r(t) + R\vec{i}_r(t) + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r(t). \quad (5.1)$$

Sendo que o primeiro termo corresponde à força eletromotriz induzida pelo fluxo do estator,

$$\vec{e}_r(t) = \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{d}{dt} \vec{\Psi}_s(t) - j\omega_s \vec{\Psi}_s(t) \right), \quad (5.2)$$

e os termos restantes são devido a queda de tensão na impedância do rotor [94].

Destacou-se em [31] que a dificuldade do gerador de indução duplamente alimentado de se enquadrar na curva LVRT é devido à força eletromotriz induzida no rotor da máquina, como descrita em 5.2, a qual depende das componentes de sequência zero e negativa do fluxo magnético concatenado do estator. O controle convencional de corrente usando o modelo reduzido do DFIG não considera o transitório do fluxo do estator, e talvez não obtenha um desempenho em um transitório de longa duração. Neste capítulo será apresentada uma nova estratégia de controle, aplicada ao controlador de corrente do conversor do lado do rotor, para eliminar a potência ativa oscilante, e combater as elevadas correntes, que surgem durante afundamentos de tensão desbalanceados no ponto de conexão entre a rede elétrica e o DFIG, de forma a proteger a máquina e o conversor *back-to-back*. O controle proposto também é adequado para os casos de afundamentos simétricos.

5.2 Potência instantânea em sistema trifásico com tensões desbalanceadas

Em 1918, uma das mais poderosas ferramentas para tratar circuitos polifásicos desequilibrados foi apresentada por C. O. Fortescue em [95]. O trabalho de Fortescue provou que

um sistema desequilibrado, formado por n fasores correlacionados, pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados chamados de "Componentes Simétricas" dos fasores originais [96]. De acordo com Fortescue, um sistema constituído de três fasores desequilibrados pode ser decomposto em três sistemas equilibrados: um de sequência positiva, um de sequência negativa e o terceiro de sequência zero. Para o caso de tensões desequilibradas, as mesmas podem ser descritas por:

$$\begin{aligned} v_a &= \sqrt{2}V^+ \text{seno}(\omega t + \theta_{v+}) + \sqrt{2}V^- \text{seno}(\omega t + \theta_{v-}) + \sqrt{2}V^0 \text{sen}(\omega t + \theta_{v0}), \\ v_b &= \sqrt{2}V^+ \text{seno}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \theta_{v+}\right) + \sqrt{2}V^- \text{seno}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \theta_{v-}\right) + \sqrt{2}V^0 \text{sen}(\omega t + \theta_{v0}), \\ v_c &= \sqrt{2}V^+ \text{seno}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \theta_{v+}\right) + \sqrt{2}V^- \text{seno}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \theta_{v-}\right) + \sqrt{2}V^0 \text{sen}(\omega t + \theta_{v0}). \end{aligned} \quad (5.3)$$

As correntes desequilibradas no mesmo sistema são descritas por:

$$\begin{aligned} i_a &= \sqrt{2}I^+ \text{seno}(\omega t + \theta_{i+}) + \sqrt{2}I^- \text{seno}(\omega t + \theta_{i-}) + \sqrt{2}I^0 \text{sen}(\omega t + \theta_{i0}), \\ i_b &= \sqrt{2}I^+ \text{seno}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \theta_{i+}\right) + \sqrt{2}I^- \text{seno}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \theta_{i-}\right) + \sqrt{2}I^0 \text{sen}(\omega t + \theta_{i0}), \\ i_c &= \sqrt{2}I^+ \text{seno}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \theta_{i+}\right) + \sqrt{2}I^- \text{seno}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \theta_{i-}\right) + \sqrt{2}I^0 \text{sen}(\omega t + \theta_{i0}). \end{aligned} \quad (5.4)$$

Sendo que V^+ , V^- e V^0 indicam o valor eficaz da tensão de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente. Da mesma forma, I^+ , I^- e I^0 representam as correntes eficazes de sequência positiva, negativa e zero.

As potências instantâneas em um sistema trifásico podem ser decompostas em potências médias e oscilante[66], como descritas abaixo:

$$\begin{aligned} \bar{p} &= 3V^+I^+ \cos(\theta_{v+} - \theta_{i+}) + 3V^-I^- \cos(\theta_{v-} - \theta_{i-}), \\ \bar{q} &= 3V^+I^+ \text{sen}(\theta_{v+} - \theta_{i+}) - 3V^-I^- \text{sen}(\theta_{v-} - \theta_{i-}), \\ \tilde{p} &= -3V^+I^- \cos(2\omega t + \theta_{v+} + \theta_{i-}) - 3V^-I^+ \cos(2\omega t + \theta_{v-} + \theta_{i+}), \\ \tilde{q} &= -3V^+I^- \text{sen}(2\omega t + \theta_{v+} + \theta_{i-}) + 3V^-I^+ \text{sen}(2\omega t + \theta_{v-} + \theta_{i+}), \\ p_0 &= 3V_0I_0 \cos(\theta_{v0} - \theta_{i0}) - 3V_0I_0 \cos(2\omega t + \theta_{v0} + \theta_{i0}). \end{aligned} \quad (5.5)$$

Considerando um sistema desequilibrado a três fios, como no caso do gerador de indução duplamente alimentado em condições de afundamento desbalanceado, não há componentes de sequência zero para as correntes [97], logo não haverá potência de sequência zero ($p_0 = 0$). A potência ativa instantânea média (\bar{p}) e a potência reativa instantânea média (\bar{q}) são oriundas da interação entre tensões e correntes de mesma sequência, enquanto que as componentes oscilantes (\tilde{p} , \tilde{q}) surgem da interações entre tensões e correntes de seqüências diferentes, e apresentam o dobro da frequência da rede.

5.3 Gerador de indução duplamente alimentado em condições de tensões desbalanceadas

Devido à sua conexão direta com a rede elétrica, afundamentos assimétricos provocam correntes desbalanceadas, resultando em pulsações no torque, bem como oscilações nas potência ativa e reativa no DFIG [9, 30, 32, 98, 99]. Torques e potências oscilantes são indesejáveis, já que provocam estresse mecânico e oscilações na tensão do elo CC. Além disso, os afundamentos desbalanceados podem ser bastante danoso para o conversor do lado da máquina, pois causam sobrecorrentes e sobretensões nos enrolamentos do rotor [9, 59]. As potências oscilantes que aparecem devido as tensões desbalanceadas, considerando-se o referencial síncrono, podem ser determinadas da obtenção da potência aparente

$$s = \frac{3}{2}(v_{sdq} i_{sdq}^*), \quad (5.6)$$

ou

$$p_s + jq_s = \frac{3}{2}(v_{sdq}^+ e^{j\omega t} + v_{sdq}^- e^{-j\omega t})(i_{sdq}^+ e^{j\omega t} + i_{sdq}^- e^{-j\omega t})^*. \quad (5.7)$$

O valor das potências instantâneas ativa e reativa podem ser obtidas desenvolvendo-se (5.7). O resultado desta operação é composto pela potência ativa média e oscilante, e pela potência reativa média e oscilante. Além disso, as componentes oscilantes podem ser decompostas em duas partes, uma função de cosseno e a outra função de seno, ambas oscilando com o dobro da frequência da rede, conforme equações abaixo:

$$p = \bar{p} + P_{c2} \cos(2\omega t) + P_{s2} \sin(2\omega t), \quad (5.8)$$

e

$$q = \bar{q} + Q_{c2} \cos(2\omega t) + Q_{s2} \sin(2\omega t). \quad (5.9)$$

onde os coeficientes são dados por:

$$\begin{aligned} \bar{p} &= \frac{3}{2}(v_{sd}^+ i_{sd}^+ + v_{sq}^+ i_{sq}^+ + v_{sd}^- i_{sd}^- + v_{sq}^- i_{sq}^-), \\ P_{c2} &= \frac{3}{2}(v_{sd}^+ i_{sd}^- + v_{sq}^+ i_{sq}^- + v_{sd}^- i_{sd}^+ + v_{sq}^- i_{sq}^+), \\ P_{s2} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^- i_{sd}^+ - v_{sd}^- i_{sq}^+ - v_{sq}^+ i_{sd}^- + v_{sd}^+ i_{sq}^-), \\ \bar{q} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^+ i_{sd}^+ - v_{sd}^+ i_{sq}^+ + v_{sq}^- i_{sd}^- - v_{sd}^- i_{sq}^-), \\ Q_{c2} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^+ i_{sd}^- - v_{sd}^+ i_{sq}^- + v_{sq}^- i_{sd}^+ - v_{sd}^- i_{sq}^+), \\ Q_{s2} &= \frac{3}{2}(v_{sd}^+ i_{sd}^- + v_{sq}^+ i_{sq}^- - v_{sd}^- i_{sd}^+ - v_{sq}^- i_{sq}^+). \end{aligned} \quad (5.10)$$

Adotando o eixo direto do sistema de coordenadas síncronas alinhado com o vetor fluxo magnético no estator, tanto no referencial síncrono de sequência positiva quanto no de sequência negativa, tem-se que $v_{sd}^+ = 0$ e $v_{sd}^- = 0$. Assim as equações dadas em (5.10) passam a ser:

$$\begin{aligned}
 \bar{p} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^+ i_{sq}^+ + v_{sq}^- i_{sq}^-), \\
 P_{c2} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^+ i_{sq}^- + v_{sq}^- i_{sq}^+), \\
 P_{s2} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^- i_{sd}^+ - v_{sq}^+ i_{sd}^-), \\
 \bar{q} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^+ i_{sd}^+ + v_{sq}^- i_{sd}^-), \\
 Q_{c2} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^+ i_{sd}^- + v_{sq}^- i_{sd}^+), \\
 Q_{s2} &= \frac{3}{2}(v_{sq}^+ i_{sq}^- - v_{sq}^- i_{sq}^+).
 \end{aligned} \tag{5.11}$$

A partir de (5.11), obtém-se as expressões das potências instantâneas na forma matricial. Separando-se a potência ativa média e oscilante em cosseno, escreve-se as expressões matriciais desenvolvidas abaixo:

$$\frac{2}{3} \begin{bmatrix} \bar{p} \\ P_{c2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{sq}^+ & v_{sq}^- \\ v_{sq}^- & v_{sq}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq}^+ \\ i_{sq}^- \end{bmatrix} \tag{5.12}$$

assim

$$\begin{bmatrix} i_{sq}^+ \\ i_{sq}^- \end{bmatrix} = \frac{2}{3\Delta} \begin{bmatrix} v_{sq}^+ & -v_{sq}^- \\ -v_{sq}^- & v_{sq}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{p} \\ P_{c2} \end{bmatrix}. \tag{5.13}$$

Para potência ativa oscilante em seno e a potência reativa média, obtém-se:

$$\frac{2}{3} \begin{bmatrix} \bar{q} \\ P_{s2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{sq}^+ & v_{sq}^- \\ v_{sq}^- & -v_{sq}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd}^+ \\ i_{sd}^- \end{bmatrix} \tag{5.14}$$

Assim

$$\begin{bmatrix} i_{sd}^+ \\ i_{sd}^- \end{bmatrix} = \frac{2}{3\delta} \begin{bmatrix} v_{sq}^+ & -v_{sq}^- \\ v_{sq}^- & -v_{sq}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{q} \\ P_{s2} \end{bmatrix}. \tag{5.15}$$

Após manipulações matemáticas:

$$\begin{aligned} i_{sq}^+ &= \frac{2}{3\Delta}(\bar{p}\cdot v_{sq}^+ - P_{c2}\cdot v_{sq}^-), \\ i_{sq}^- &= \frac{2}{3\Delta}(P_{c2}\cdot v_{sq}^+ - \bar{p}\cdot v_{sq}^-), \end{aligned} \quad (5.16)$$

e

$$\begin{aligned} i_{sd}^+ &= \frac{2}{3\delta}(\bar{q}\cdot v_{sq}^+ + P_{s2}\cdot v_{sq}^-), \\ i_{sd}^- &= \frac{2}{3\delta}(\bar{q}\cdot v_{sq}^- - P_{s2}\cdot v_{sq}^+). \end{aligned} \quad (5.17)$$

Sendo $\Delta = (v_{sq}^+)^2 - (v_{sq}^-)^2$ e $\delta = (v_{sq}^+)^2 + (v_{sq}^-)^2$. Logo, determinam-se as correntes no estator já que $i_s^+ = i_{sd}^+ + ji_{sq}^+$ e $i_s^- = i_{sd}^- + ji_{sq}^-$, desde que se conheça as potências contidas em (5.16) e (5.17).

5.4 Gerador de indução duplamente alimentado em condições de afundamento de tensão assimétrico

Um afundamento de tensão assimétrico gera tensões desbalanceadas no PCC, portanto as equações descritas na seção 5.3 são válidas para este caso. Baseado nessa premissa, a **segunda contribuição**, deste trabalho, consiste em uma estratégia de controle, a ser aplicada no conversor do lado da máquina, para anular as componentes oscilantes da potência ativa instantânea, P_{s2} e P_{c2} , durante afundamentos de tensão, bem como atenuar as correntes que surgem durante um afundamento desbalanceado, aumentando a capacidade LVRT do DFIG.

A principal vantagem dessa estratégia é a sensível atenuação das oscilações na potência ativa, como também das pulsações no torque, ocasionados por afundamentos desbalanceados. Ela também promove a redução das correntes no estator e no rotor da máquina, buscando proteger o conversor e o DFIG. A estratégia também é adequada para afundamentos simétricos, mas para estes casos, a principal função da estratégia de controle é promover a redução das correntes na máquina, pois não há potências oscilantes.

5.4.1 Correntes de referências no estator

Recorrendo a (5.16) e (5.17), e eliminando a potência ativa oscilante, chegam-se as referências de correntes do estator:

$$\begin{aligned} i_{sq}^{+*} &= \frac{2}{3\Delta}(\bar{p}_{af} \cdot v_{sq}^+), \\ i_{sq}^{-*} &= \frac{2}{3\Delta}(-\bar{p}_{af} \cdot v_{sq}^-), \end{aligned} \quad (5.18)$$

e

$$\begin{aligned} i_{sd}^{+*} &= \frac{2}{3\delta}(\bar{q}_{inj} \cdot v_{sq}^+), \\ i_{sd}^{-*} &= \frac{2}{3\delta}(\bar{q}_{inj} \cdot v_{sq}^-). \end{aligned} \quad (5.19)$$

Sendo que, \bar{p}_{af} e \bar{q}_{inj} são respectivamente a potência ativa média e a potência reativa média que devem ser controladas durante o afundamento. Essas potências são estipuladas pela estratégia proposta, e no caso, os valores inseridos no MATLAB/Simulink, *software* no qual o controle foi desenvolvido.

5.5 Tensões de seqüências positiva e negativa

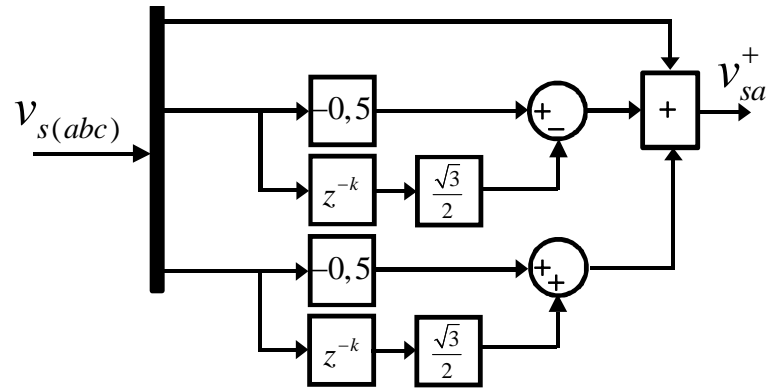
Utilizando-se as matrizes propostas por Fortescue [95] para obtenção das componentes simétricas, podemos calcular as tensões de seqüências positiva, negativa e zero na fase A do estator da máquina, conforme equação abaixo:

$$\begin{bmatrix} v_{sa0} \\ v_{sa}^+ \\ v_{sa}^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix}. \quad (5.20)$$

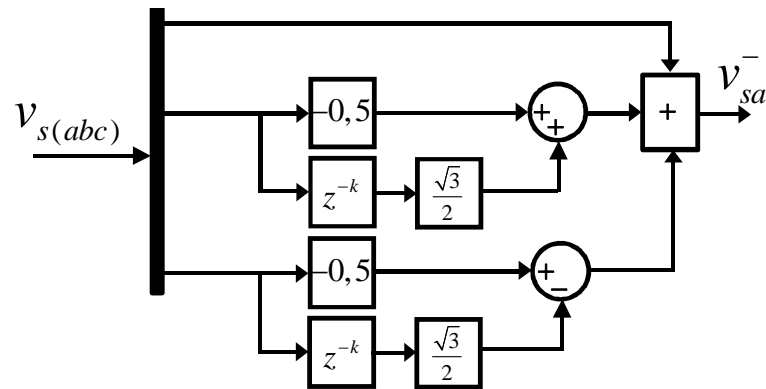
Tendo como base (5.20), determina-se as tensões de seqüências positiva, negativa e zero nas fases B e C, obtendo-se $v_{sb}^+ = a^2 v_{sa}^+$, $v_{sc}^+ = a v_{sa}^+$, $v_{sb}^- = a v_{sa}^-$ e $v_{sc}^- = a^2 v_{sa}^-$. Sendo que $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ ou $a = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$. O termo imaginário corresponde a um atraso de 90° na tensão senoidal. Essa operação pode ser implementada no MATLAB/Simulink (Figura 5.1), no domínio de Z, onde z^{-k} representa um atraso de k vezes o tempo de amostragem. E o valor de k deve ser calculado para produzir um atraso de um quarto de ciclo da rede elétrica. As componentes de

sequência zero, $v_{sa0} = v_{sb0} = v_{sc0} = (v_{sa} + v_{sb} + v_{sc})/3$, não serão utilizadas, uma vez que elas não aparecem em sistemas a três fios.

Figura 5.1: Extração das componentes de seqüências positiva e negativa da fase A.



(a) Extração de v_{sa}^+ .



(b) Extração de v_{sa}^- .

Fonte: Próprio autor.

A transformada de Clarke [100] converte um sistema estacionário de tensões trifásicas abc em um sistema, também estacionário, com duas tensões defasadas de $\frac{\pi}{2}$, o conhecido sistema $\alpha\beta$. Portanto, aplicando-a nas componentes simétricas de seqüências positiva e negativa, obtém-se as mesmas no referencial $\alpha\beta$:

$$\begin{bmatrix} v_{s\alpha}^+ \\ v_{s\beta}^+ \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sa}^+ \\ v_{sb}^+ \\ v_{sc}^+ \end{bmatrix}, \quad (5.21)$$

e

$$\begin{bmatrix} v_{s\alpha}^- \\ v_{s\beta}^- \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sa}^- \\ v_{sb}^- \\ v_{sc}^- \end{bmatrix}. \quad (5.22)$$

Como o controle adota as coordenadas síncronas de Park [101], é necessário converter

as tensões em $\alpha\beta$ para tensões nas coordenada dq , desta forma obtém-se tanto as tensões de seqüências positiva e negativa nas coordenadas síncronas, como também os ângulos de sincronismo.

$$\begin{bmatrix} v_{sd}^+ \\ v_{sq}^+ \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta^+) & \text{sen}(\theta^+) \\ -\text{sen}(\theta^+) & \cos(\theta^+) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{s\alpha}^+ \\ v_{s\beta}^+ \end{bmatrix}, \quad (5.23)$$

e

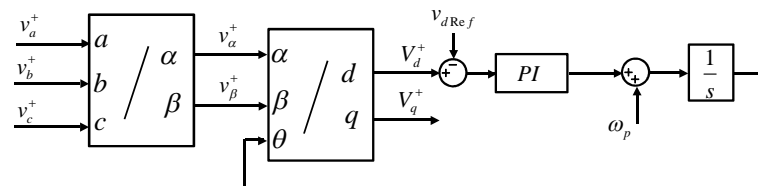
$$\begin{bmatrix} v_{sd}^- \\ v_{sq}^- \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta^-) & \text{sen}(\theta^-) \\ -\text{sen}(\theta^-) & \cos(\theta^-) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{s\alpha}^- \\ v_{s\beta}^- \end{bmatrix}. \quad (5.24)$$

As componentes de seqüências negativas só aparecem quando as tensões do sistemas trifásico estiverem desbalanceadas, como ocorre durante afundamento de tensão assimétrico.

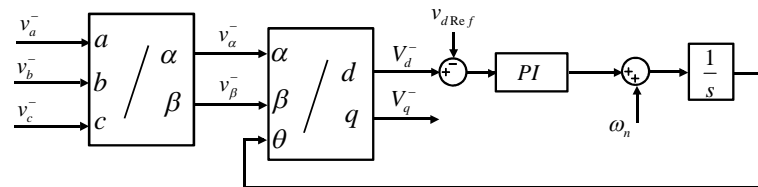
5.6 PLL utilizado

Utilizaram-se dois PLLs, um para as tensões de seqüência positiva e o outro para as de seqüência negativa, cujas extrações estão detalhadas na seção 5.5. O PLL de seqüência positiva é utilizado para o sincronismo entre o DFIG e a rede elétrica

Figura 5.2: Circuitos PLLs utilizados.



(a) PLL para tensões de seqüência positiva.



(b) PLL para tensões de seqüência negativa.

Fonte: Próprio autor.

5.7 Cálculo das correntes de referência do rotor

A estratégia de controle proposta objetiva sintetizar correntes no rotor, através do conversor do lado da máquina, com o intuito de eliminar as componentes oscilantes da potência

ativa instantânea. Com (3.1) e (3.2) obtêm-se as correntes de referências que devem ser geradas pelo RSC durante o afundamento de tensão:

$$\begin{aligned}
 i_{rd}^{+*} &= \frac{\Psi_{sd}^+ - L_s i_{sd}^{+*}}{L_m}, \\
 i_{rd}^{-*} &= \frac{\Psi_{sd}^- - L_s i_{sd}^{-*}}{L_m}, \\
 i_{rq}^{+*} &= \frac{-L_s i_{sq}^{+*}}{L_m}, \\
 i_{rq}^{-*} &= \frac{-L_s i_{sq}^{-*}}{L_m}.
 \end{aligned} \tag{5.25}$$

Sendo que as componentes de sequências positivas e negativas dos fluxos magnéticos podem ser estimadas através de:

$$\begin{aligned}
 \Psi_{sq}^+ &= \frac{v_{sd}^+}{\omega_s}, \\
 \Psi_{sd}^+ &= \frac{v_{sq}^+}{\omega_s}, \\
 \Psi_{sq}^- &= -\frac{v_{sd}^-}{\omega_s}, \\
 \Psi_{sd}^- &= -\frac{v_{sq}^-}{\omega_s}.
 \end{aligned} \tag{5.26}$$

As correntes de referência do rotor, no referencial síncrono, são agora determinadas a partir das referências de correntes de sequências positiva e negativa.

$$i_{rd}^* = i_{rd}^{+*} + i_{rd}^{-*} \tag{5.27}$$

$$i_{rq}^* = i_{rq}^{+*} + i_{rq}^{-*} \tag{5.28}$$

5.8 Desenvolvimento do controle

5.8.1 Malha de corrente do rotor

Considerando a malha de corrente rotórica, formada pelo compensador PI, o conversor RSC e a máquina, usou-se o método de cancelamento de pólos dominantes para determinação dos ganhos dos controladores da citada malha [102, 103], tanto no eixo em quadratura, Figura

5.3, quanto no eixo direto. A frequência de chaveamento do conversor do lado da máquina é igual a $f_{ch} = 10$ kHz, e a função de transferência do conversor pode ser modelada como um atraso com uma constante de tempo T_{RTC} :

$$T_{RTC} = \frac{2}{f_{ch}}. \quad (5.29)$$

E aplicando-se o critério adotado, determinam-se as constantes do controlador

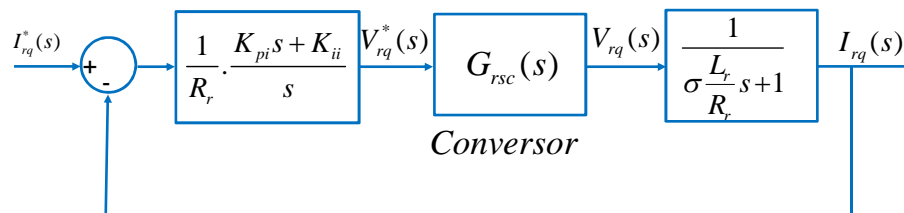
$$K_{ii} = \frac{R_r}{2T_{rsc}}, \quad (5.30)$$

e

$$K_{pi} = \frac{K_{ii}\sigma L_r}{R_r}. \quad (5.31)$$

Logo $K_{ii} = 1329$ e $K_{pi} = 28,05$. O diagrama de Bode, Figura 5.4, mostra que a margem de fase do sistema está em torno de 90° , e a resposta ao degrau unitário, Figura 5.5, indica que a dinâmica do sistema é rápida, apresentando constante de tempo em torno de 0,5 ms, o que é bastante adequado já que o controle proposto deve atuar de maneira imediata.

Figura 5.3: Malha de corrente de eixo em quadratura no rotor.

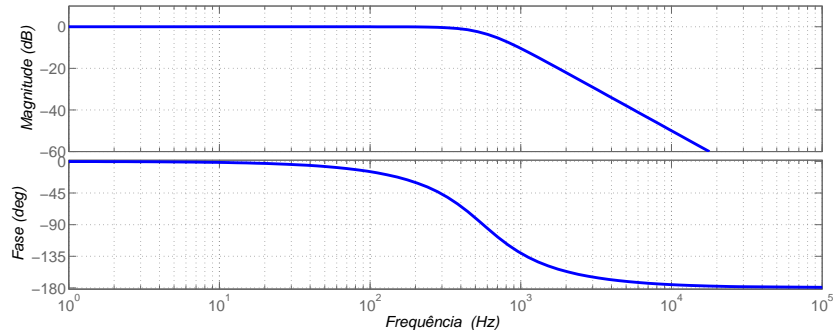


Fonte: Próprio autor.

5.8.2 Mudança do controle clássico para o controle proposto.

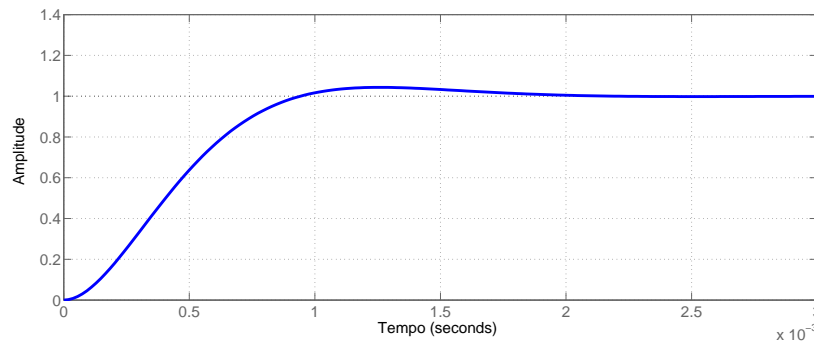
Para o aerogerador, durante o funcionamento em regime, o controle vetorial clássico foi utilizado, Figura 5.6, que é uma técnica que tem como princípio o controle das potências ativa e reativa no estator, através da injeção de corrente nos enrolamentos do rotor. As malhas de potência, que são externas, geram as referências para as malhas de correntes. Após a detecção do afundamento ocorre a comutação do controle vetorial clássico para o controle proposto (Figura 5.7). O sinal v_{sd} , oriundo do algoritmo apresentado no Capítulo 4, é o responsável direto pela entrada e saída das novas referências de correntes, que visam proteger o conversor e o DFIG. A malha de potência é lenta, sendo $K_{pp} = 0,5$ e $K_{ip} = 100$ os parâmetros

Figura 5.4: Diagrama de Bode.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.5: Resposta ao degrau unitário.

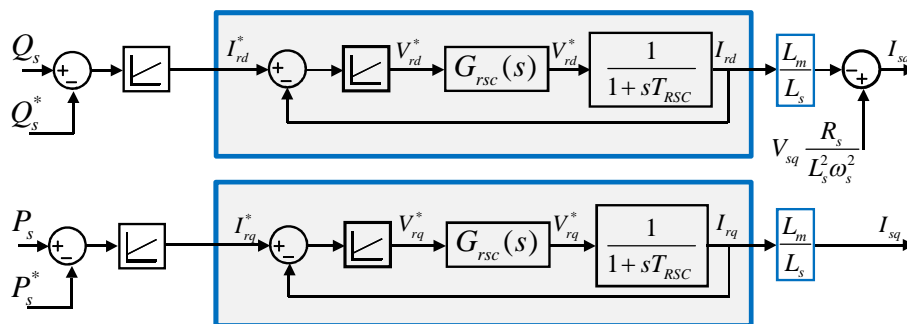


Fonte: Próprio autor.

dos PIs utilizados.

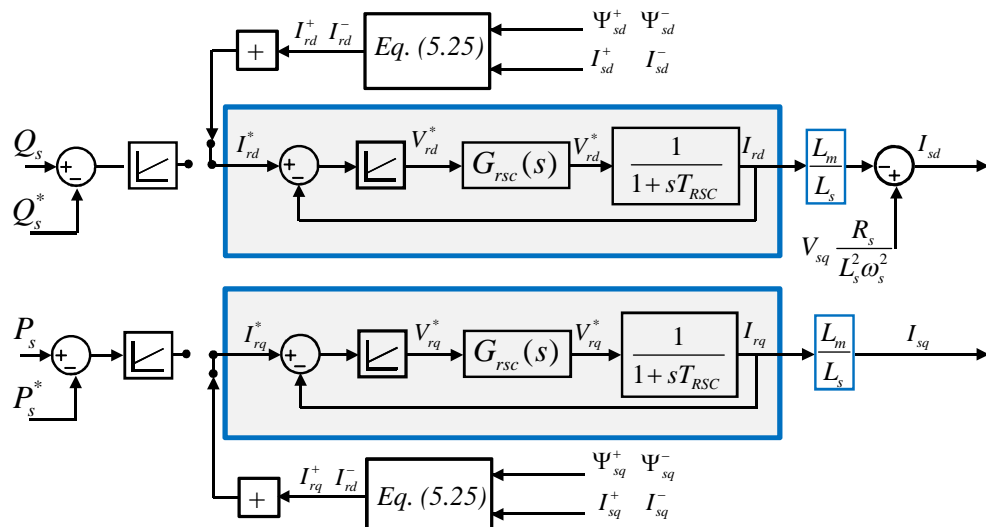
Objetivando-se fazer uma comparação entre o comportamento do sistema, diante de um afundamento de tensão monofásico, fez-se análise de simulação do mesmo com e sem o controle proposto, respectivamente nas subseções 5.9.1 e 5.9.2.

Figura 5.6: Diagrama de blocos do controle de potência aplicado ao RSC.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.7: Diagrama de blocos do controle proposto.



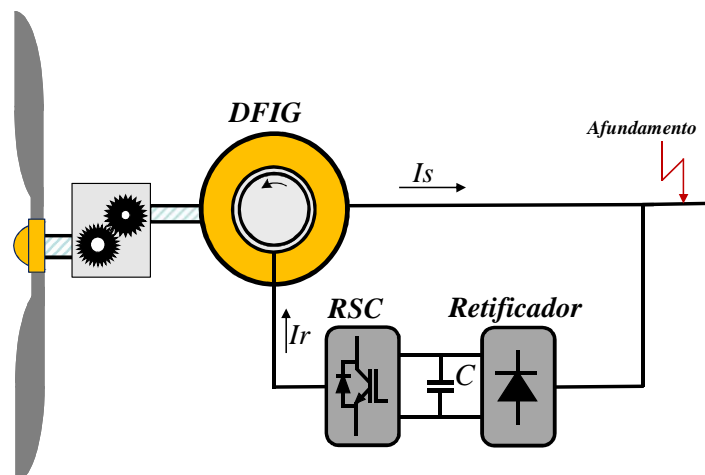
Fonte: Próprio autor.

5.9 Resultados de simulação

Com a obtenção dos parâmetros da máquina, usando-se os dados fornecidos pelo fabricante, fez-se a modelagem da plataforma experimental e a análise do comportamento do sistema quando submetida a um afundamento monofásico de tensão no PCC. O ambiente de simulação escolhido foi o MATLAB/Simulink, já que ele pode ser integrado à plataforma computacional dSPACE, usada na fase experimental.

A máquina opera sem o conversor do lado da rede, em seu lugar atua um retificador alimentado pela rede elétrica. Como consequência, o DFIG utilizado só pode operar em regime subsíncrono. A Figura 5.8 detalha a configuração do sistema simulado.

Figura 5.8: Figura representativa do circuito de potência da plataforma experimental.

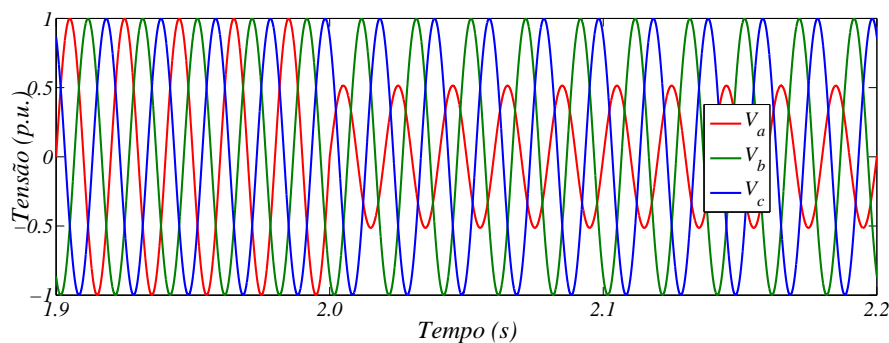


Fonte: Próprio autor.

5.9.1 Simulação de afundamento monofásico sem o controle proposto

Nesta subseção serão mostrados detalhes da simulação de um DFIG quando submetido a um afundamento de tensão monofásico de 0,5 p.u. O afundamento tem início dois segundos após começo da simulação, como observado na Figura 5.9. O tempo de duração do mesmo é de 500 ms. Na Figura 5.10 nota-se o aumento das correntes no rotor e no estator, em níveis que podem ser lesivos tanto para a máquina quanto para o conversor.

Figura 5.9: Afundamento de 0.5 p.u. na fase A.



Fonte: Próprio autor.

As referências de potências ativa e reativa foram fixadas em -6 kW e 0 Kvar. Durante afundamentos desbalanceados aparecem oscilações nas potências do estator, com o dobro da frequência da rede, de acordo com (5.10) e como explicitado na Figura 5.11.

5.9.2 Simulação do controle proposta: afundamento monofásico

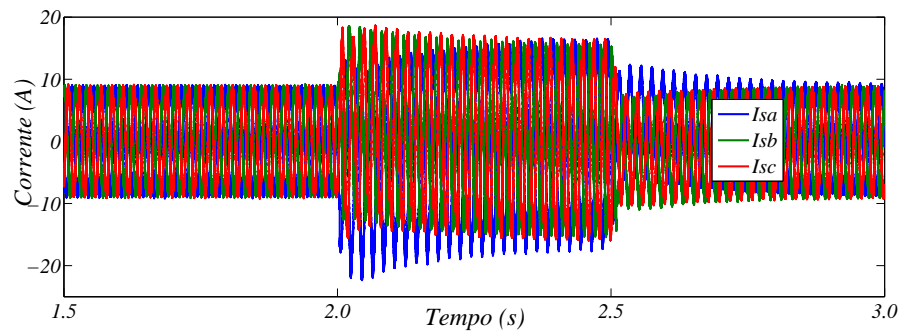
Na simulação da estratégia proposta utilizou-se também um afundamento de 0,5 p.u., como confirmado pelo valor agregado das tensões normalizadas na fase A no referencial $\alpha\beta$, Figura 5.12.

As tensões no estator, de eixo direto e em quadratura, podem ser observadas na Figura 5.1. Como o fluxo magnético do estator está alinhado com o eixo d , as tensões do estator são nulas para esse eixo. Nota-se que as tensões de sequência negativa só surgem durante o afundamento, devido o mesmo ser desbalanceado.

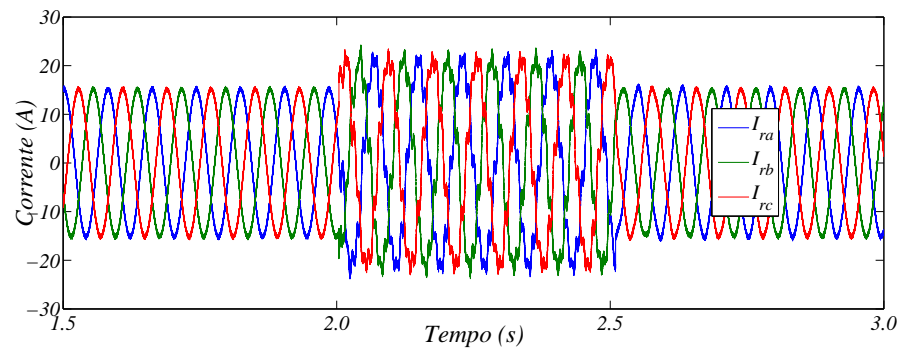
A estratégia proposta possibilita a proteção dos conversores, e da máquina, através da redução das correntes durante a contingência, como corroborado pela Figura 5.15

Adotou-se -500 var como referência de potência reativa, a ser injetada na rede, durante o afundamento, e 1 kW como referência de potência ativa. Na Figura 5.15 é possível observar a atenuação das oscilações na potência ativa instantânea, validando por simulação o objetivo principal da estratégia, e a injeção de potência reativa média durante o afundamento monofásico,

Figura 5.10: Correntes na máquina durante afundamento na fase A.



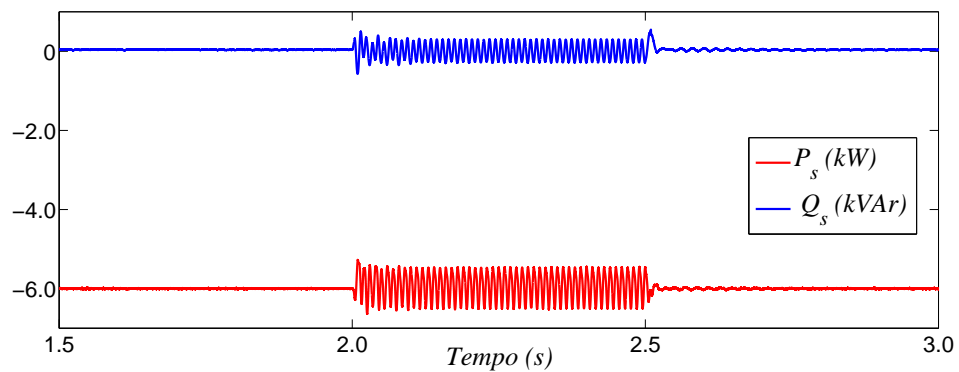
(a) Correntes no estator.



(b) Correntes no rotor.

Fonte: Próprio autor.

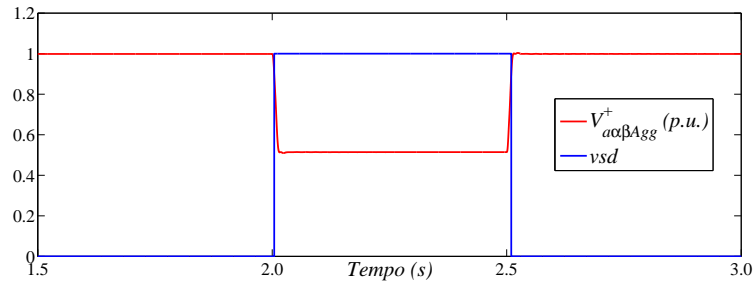
Figura 5.11: Potências ativa e reativa durante afundamento de 0.5 p.u. na fase A.



Fonte: Próprio autor.

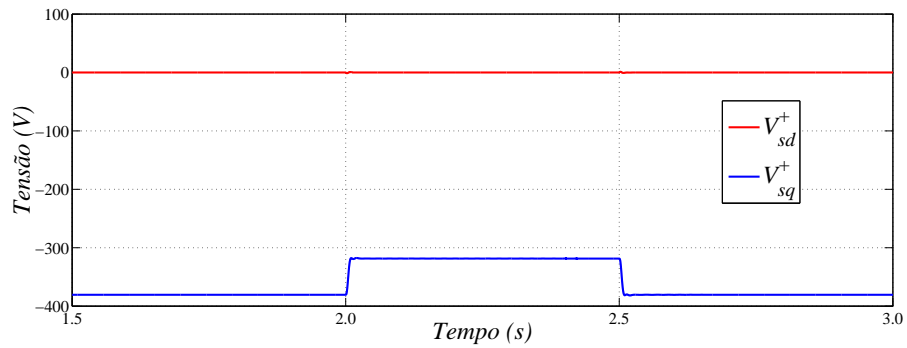
bem como os valores de potência estipulados como referência. As potências oscilantes estão presentes na potência reativa.

Figura 5.12: Valor agregado da tensão normalizada na fase A, e sinal digital de detecção.

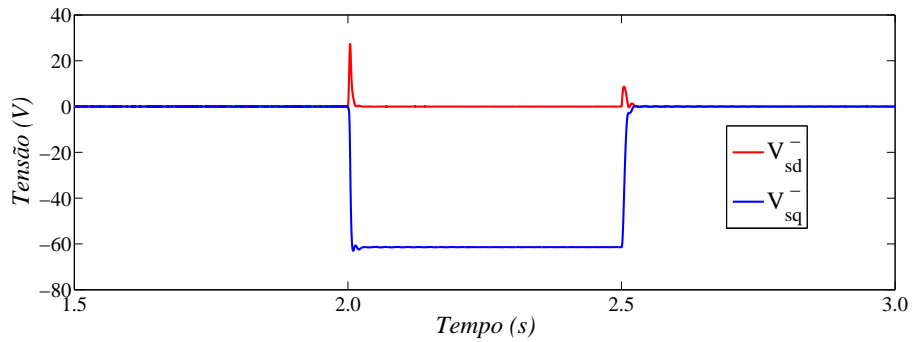


Fonte: Próprio autor.

Figura 5.13: Tensões do estator no referencial síncrono.



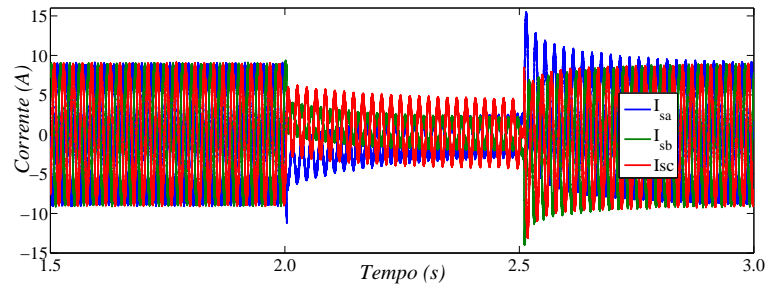
(a) Sequência positiva.



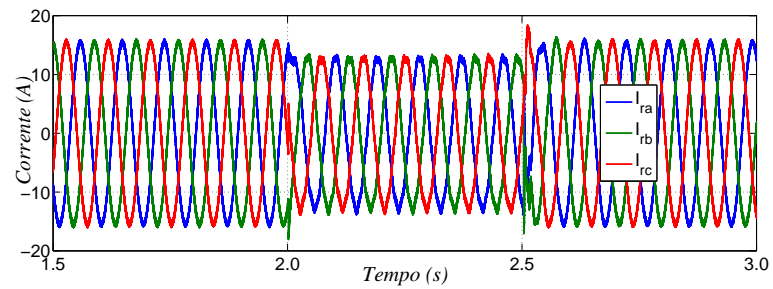
(b) Sequência negativa.

Fonte: Próprio autor.

Figura 5.14: Redução das correntes na máquina durante afundamento na fase A.



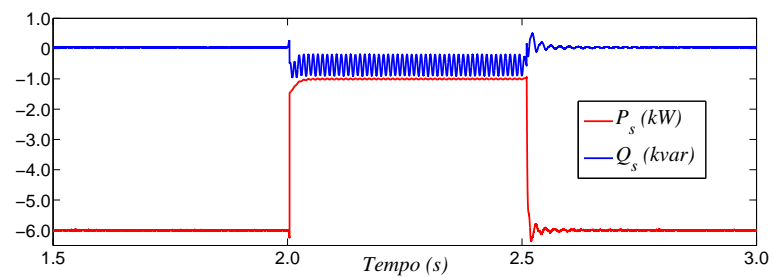
(a) Correntes no estator.



(b) Correntes no rotor.

Fonte: Próprio autor.

Figura 5.15: Potências ativa e reativa durante afundamento de 0.5 p.u.



Fonte: Próprio autor.

5.10 Conclusões

Fez-se uma análise das potências instantâneas em sistemas trifásicos desequilibrados, embasada na teoria de componentes simétricas e teoria pq, separando as componentes de potências média e oscilantes, tanto para potência ativa quanto para a reativa. Em seguida estendeu-se o estudo para o caso de afundamentos desequilibrados nos terminais do estator de um DFIG. Por fim foi proposta uma estratégia de controle, a ser utilizada durante o afundamento, que anula as potências oscilantes da potência ativa- e também promove uma redução das correntes da máquina em seu período de atuação.

Os resultados de simulação, realizadas no *software* MATLAB/Simulink, ratificam a eficiência do controle proposto. Faz-se necessária, porém, a validação experimental.

6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

6.1 Introdução

Para validação da estratégia de controle proposta, montou-se uma plataforma experimental na qual o DFIG foi submetido a afundamentos de tensão. As características do DFIG e do MIT, que compõem essa plataforma, estão expostas na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2 respectivamente. O gerador operou no modo subsíncrono com escorregamento $s = 0,22$. O motor de indução trifásico foi utilizado para emular a ação do vento na turbina eólica. A Figura 6.1 mostra a plataforma experimental, construída no Laboratório de Aplicação de Eletrônica de Potência & Integração a Sistemas de Energia, do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC (www.lapis.ufc.br). A mesma é composta por:

- a) Um DFIG de 6 kW;
- b) Um motor de indução trifásico (MIT) de 10 CV, usado como máquina primária.
- c) Inversor trifásico atuando como RSC;
- d) Retificador trifásico para alimentação do elo CC;
- e) Sistema de aquisição: constituído pelas placas de aquisições de tensões, correntes, e velocidade.
- f) Inversor trifásico para acionamento do MIT.
- g) Plataforma de controle digital (dSPACE).
- h) Autotransformador variável trifásico de 10KVA/380-(0-380)V;
- i) Bancos de resistores;
- j) Quadro metálico projetado para auxiliar conexão e proteção do sistema.

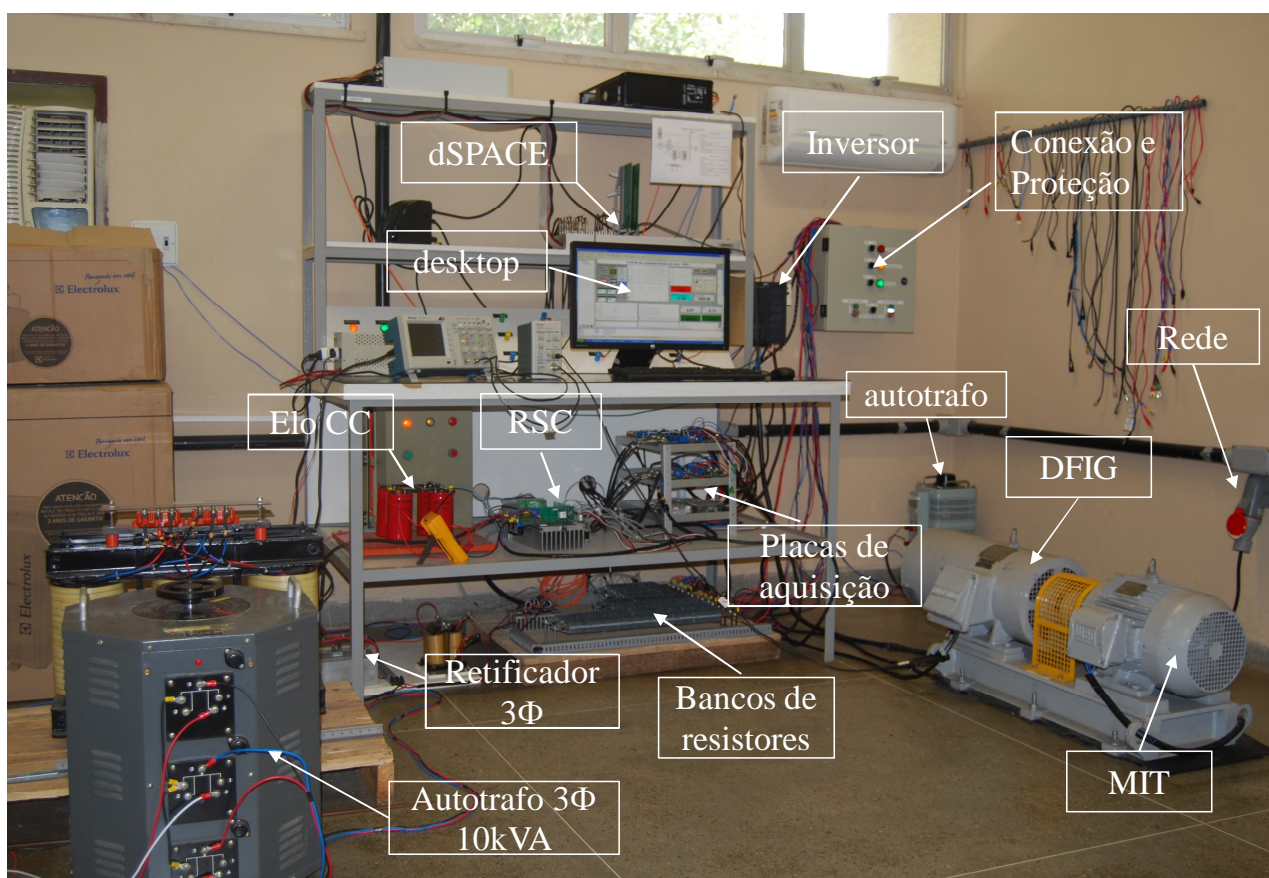
Tabela 6.1: Especificações do DFIG .

Características do DFIG	Valores
Potência nominal	6kW/8kVA
Tensão nominal	380V
Frequência nominal	60Hz
Resistência do estator	0,5417 Ω
Resistência do rotor	0,5815 Ω
Indutância de dispersão do estator	5,00 mH
Indutância de dispersão do rotor	6,5 mH
Indutância de magnetização	115,13 mH

Tabela 6.2: Especificações do MIT .

Características do MIT	Valores
Potência nominal	10 CV
Tensão nominal	220/380/440V
Frequência nominal	60Hz
Corrente nominal	25,1/ 14,9/12,9 A
Rotação nominal	1750 rpm
Fator de serviço	1,15

Figura 6.1: Configuração da plataforma experimental.

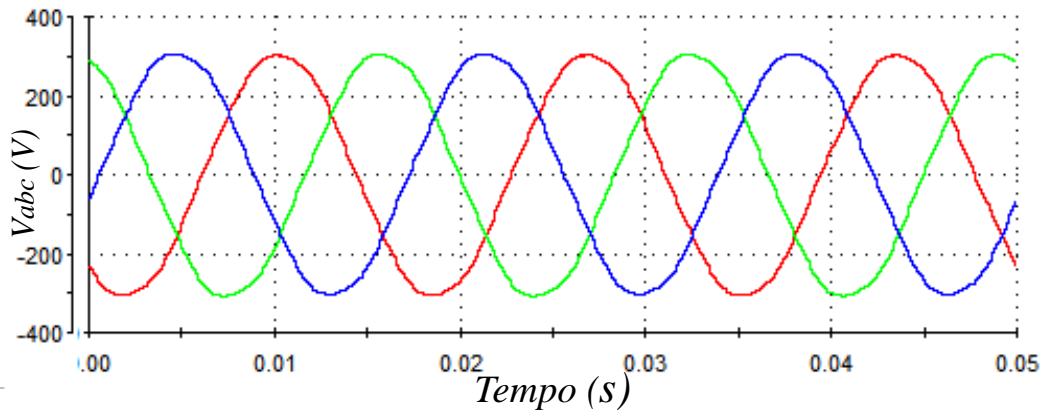


Fonte: Próprio autor.

6.2 Sincronismo e conexão com a rede

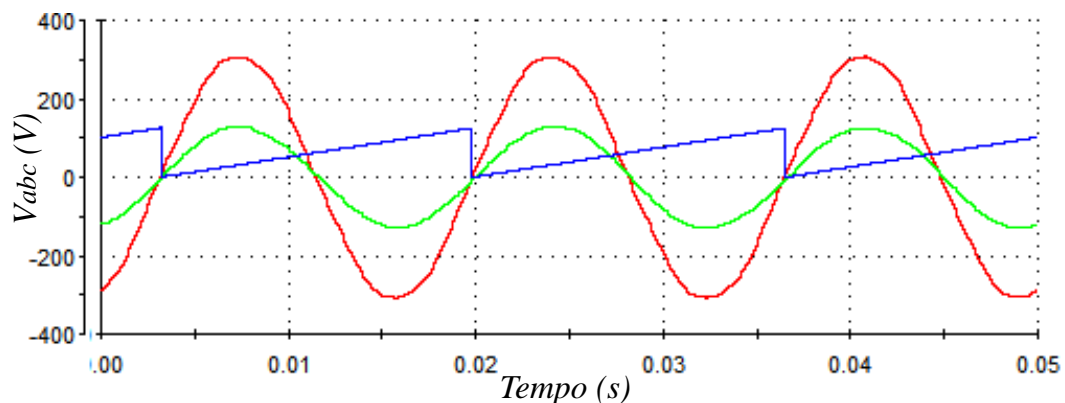
Antes que se faça a conexão do gerador eólico com a rede elétrica, é preciso que as tensões da rede estejam em sincronismo com as tensões geradas no estator do DFIG, e para tal, o procedimento é configurar as referências de potências ativa e reativa, no estator, iguais a zero ($P_s = 0, Q_s = 0$) e habilitar o chaveamento do conversor do lado da rede (RSC). Na plataforma experimental utilizada, quando a condição de sincronismo é alcançada, o sistema de aquisição indica que as correntes do rotor, em eixo direto e em quadratura, são $I_{rd} = 6,4 \text{ A}$ e $I_{rq} = 0 \text{ A}$. A Figura 6.2 mostra as tensões da rede elétrica, e as Figuras 6.3 e 6.4 mostram as tensões na fase A da rede e do gerador, bem como o ângulo gerado pelo PLL adotado, antes e após o sincronismo entre essas tensões.

Figura 6.2: Tensões da rede elétrica



Fonte: Próprio autor.

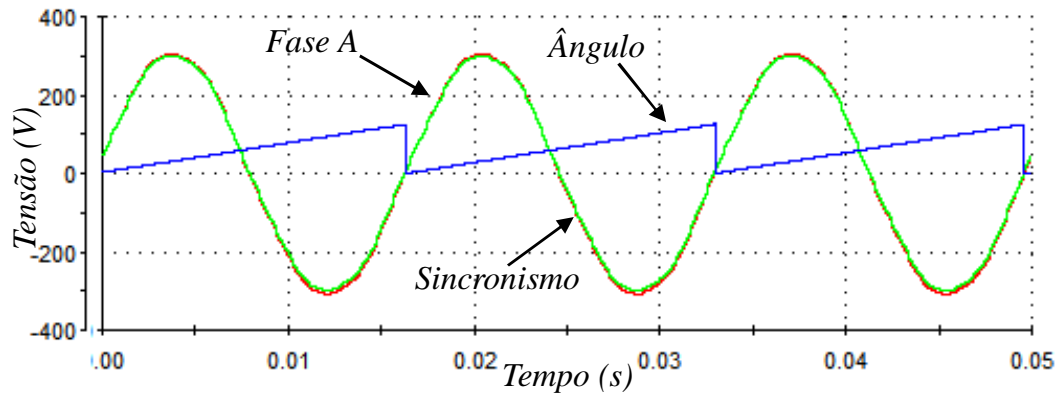
Figura 6.3: Tensão na fase A da rede e do gerador em um instante antes do sincronismo.



Fonte: Próprio autor.

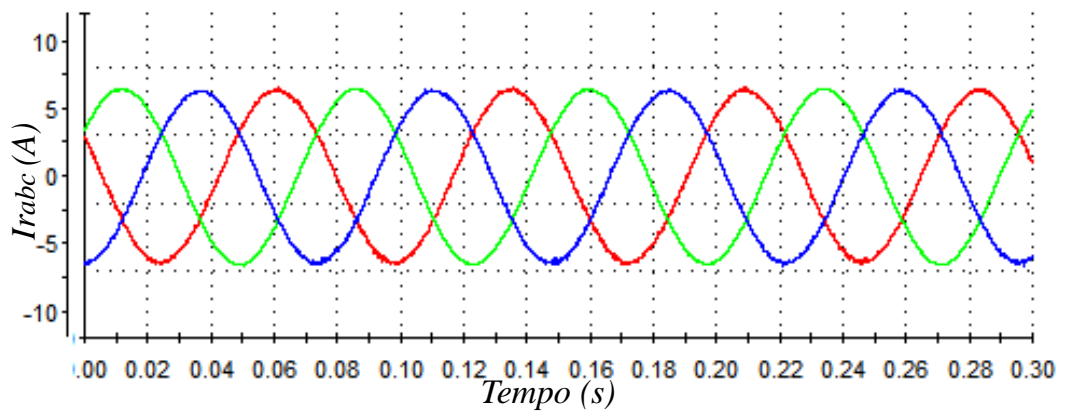
Após o sincronismo, faz-se a conexão do gerador com a rede elétrica sem injeção de potência. Devido as características construtivas do DFIG, as corrente durante a conexão apresentam distorções harmônicas, como indicado na Figura 6.5.

Figura 6.4: Conexão do DFIG com a rede elétrica

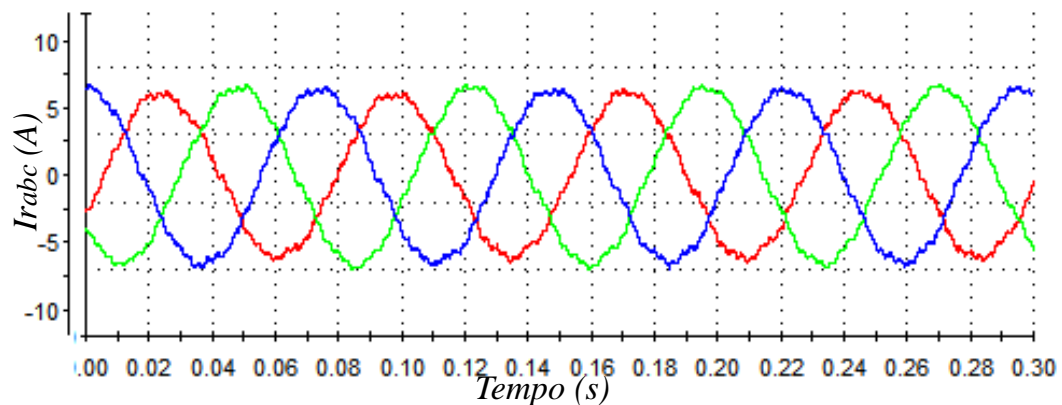


Fonte: Próprio autor.

Figura 6.5: Correntes no rotor da máquina.



(a) No instante de sincronismo.



(b) Após conexão com a rede.

Fonte: Próprio autor.

6.3 Validação experimental da estratégia proposta

Espera-se, com a aplicação da estratégia proposta, que as componentes oscilantes da potência ativa instantânea, resultante do desbalanço provocado pelo afundamento assimétrico,

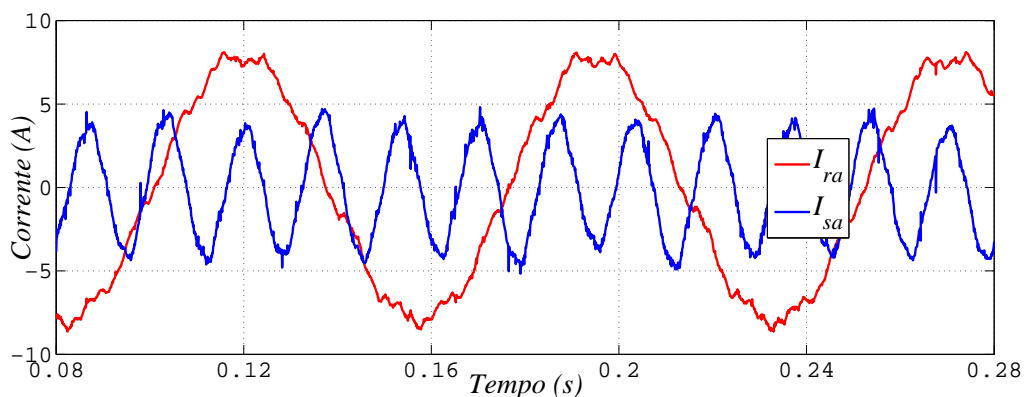
sejam eliminadas, confirmando os resultados obtidos por simulação. Os afundamentos foram provocados manualmente, via um autotransformador variável trifásico de 10 kVA conectado entre a rede e o DFIG, e contemplam os requisitos contidos na *IEEE Std 1159-2009*. O autotransformador, através de mudança na configuração, possibilita a geração de afundamentos simétricos e assimétricos.

6.3.1 Afundamento monofásico

Para esse experimento, adotou-se o estado de regime com o gerador injetando na rede elétrica 2 kW de potência ativa e 0 Kvar de potência reativa. As correntes na fase A da máquina, para esse ponto de operação, estão expostas na Figura 6.6. As distorções harmônicas das correntes no rotor e no estator são 6,89% e 10,05% respectivamente.

Em seguida, promoveu-se um afundamento de 0,66 *p.u.* na fase A da rede elétrica, como mostra a Figura 6.7, na qual estão representados o sinal de detecção de afundamentos, que é um valor digital, e o valor agregado das tensões normalizadas na fase A.

Figura 6.6: Corrente na fase A do rotor e do estator do DFIG, para $P_s = 2000$ W e $Q_s = 0$ var.

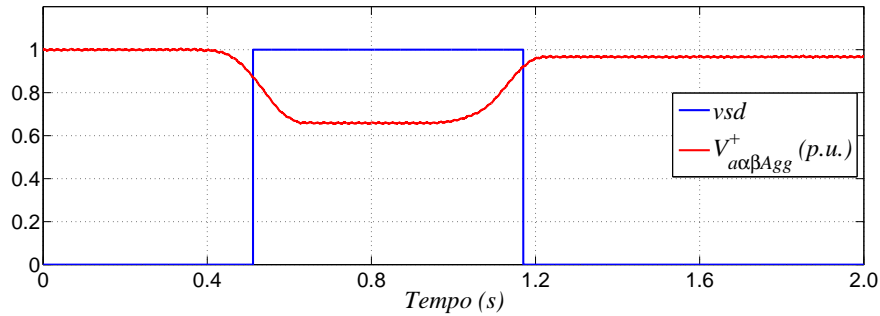


Fonte: Próprio autor.

Quando desbalanceado, Figura 6.8, o afundamento de tensão dá origem a tensões de seqüências positiva, negativa e zero. Para sistemas a três fios, como é o caso do DFIG, não há interesse na componente de seqüência zero da tensão. A Figura 6.9 mostra os valores das tensões de seqüências positiva e negativa nas suas respectivas coordenadas síncronas. Devido ter-se alinhado o eixo *d* com o fluxo magnético do estator, tanto de seqüência positiva quanto negativa, os valores das tensões nesses eixos são nulos, salvo pequenas oscilações no início e fim do afundamento de tensão, para a seqüência negativa.

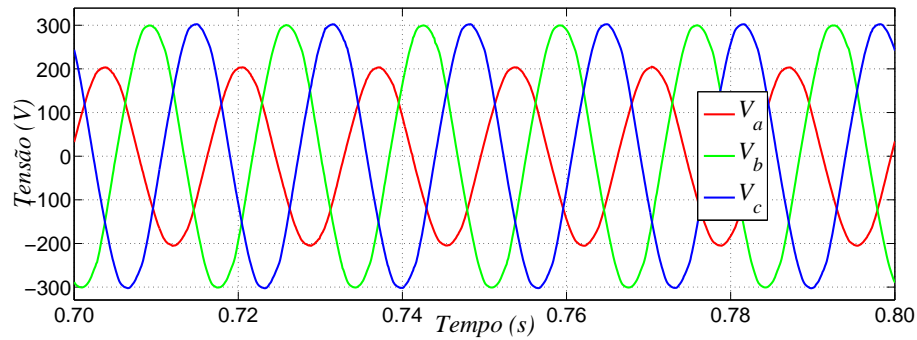
O controle proposto promove a redução das correntes da máquina durante o afundamento, Figura 6.10. No início da contingência, as correntes apresentam oscilações devido ao desbalanço das tensões, sendo que as mesmas estão mais evidenciadas nas correntes do rotor.

Figura 6.7: Sinal de detecção de afundamento e valor agregado das tensões normalizadas na fase A.



Fonte: Próprio autor.

Figura 6.8: Tensões residuais no afundamento monofásico.



Fonte: Próprio autor.

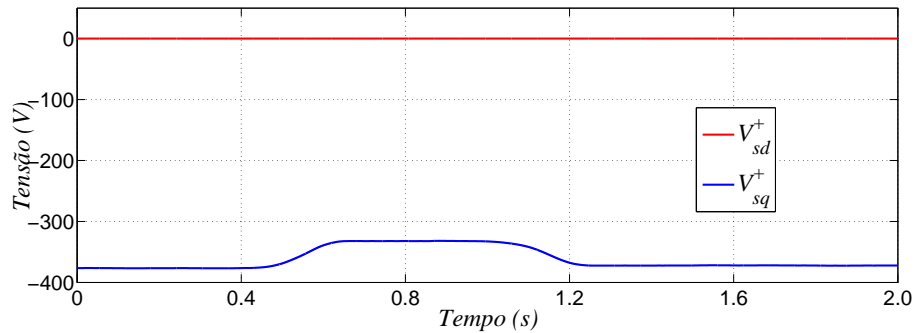
Após atuação da estratégia proposta essas oscilações são eliminadas.

As correntes do rotor, nas coordenadas síncronas dq , para a condição de $P_s = 2000 \text{ W}$ e $Q_s = 0 \text{ var}$, apresentam, nas coordenadas síncronas, valores médios iguais a $I_{rd} = 6,8 \text{ A}$ e $I_{rq} = 3 \text{ A}$ (Figura 6.12). As harmônicas, presentes no sistema, trazem ondulações para essas correntes. Os valores de referências, para as malhas de correntes, são oferecidos pelas saídas das malhas de potências. No entanto, durante o afundamento de tensão, as referências passam a ser dadas pelo controle proposto, conforme subseção 5.8.2. Embora a corrente de eixo direto tenha reduzido de valor, durante o afundamento, existe injeção de energia reativa nesse período. A explicação para esse fato é a mudança do ponto de operação da máquina. As correntes do estator, nas mesmas coordenadas, evidenciam melhor a injeção de energia, Figura 6.12.

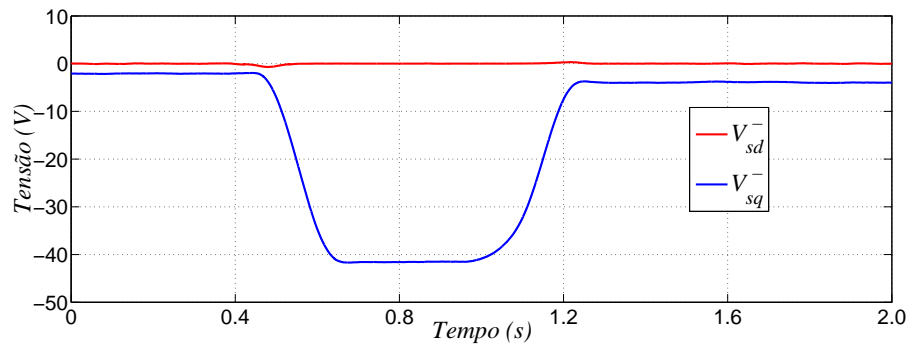
A partir de (5.11), pode-se escrever:

$$\bar{p} = v_{sq}^+ i_{sq}^+ + v_{sq}^- i_{sq}^- \quad (6.1)$$

Figura 6.9: Tensões do estator nas coordenadas síncronas para afundamento monofásico.



(a) Tensões de sequência positiva.



(b) Tensões de sequência negativa.

Fonte: Próprio autor.

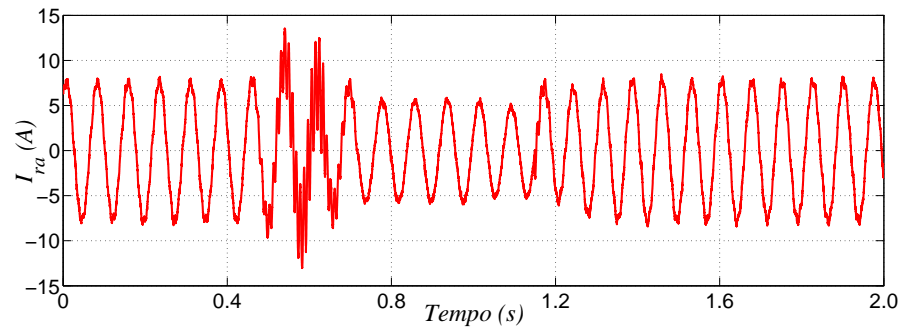
e também

$$\bar{q} = v_{sq}^+ i_{sd}^+ - v_{sd}^- i_{sq}^- \quad (6.2)$$

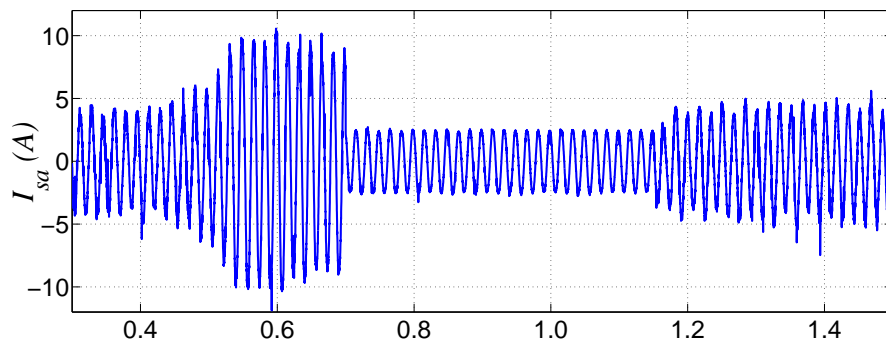
Para esse experimento, adotou-se $\bar{p} = \bar{p}_{af} = -350$ W e $\bar{p} = \bar{q}_{inj} = -750$ var. Na Figura 6.13 estão indicadas as potências ativa e reativa instantâneas no estator do DFIG, através da qual se comprova a eliminação das componentes oscilantes da potência ativa oriundas do desbalanço das tensões causadas pelo afundamento monofásico ($P_{s2} = P_{c2} = 0$).

Há um aumento da tensão do elo CC durante o afundamento de tensão monofásico, uma vez que o conversor do lado da rede (GSC) não foi instalado, porém, a estratégia proposta não permite que ocorra ondulações na mesma. A elevação de tensão no elo CC acontece porque a referência de potência ativa muda de -2000 W para -350 W quando ocorre o afundamento de tensão monofásico. Tal mudança provoca uma variação $\Delta P_s = 1650$ W na injeção de potência ativa, fazendo com que o capacitor acumule a energia excedente referente ao o novo fluxo energético. A tensão no elo CC aumenta de 305 V para 315 V, e está representada na Figura 6.14.

Figura 6.10: Correntes no DFIG, incluindo atuação do controle proposto (afundamento monofásico).



(a) No rotor.



(b) No estator.

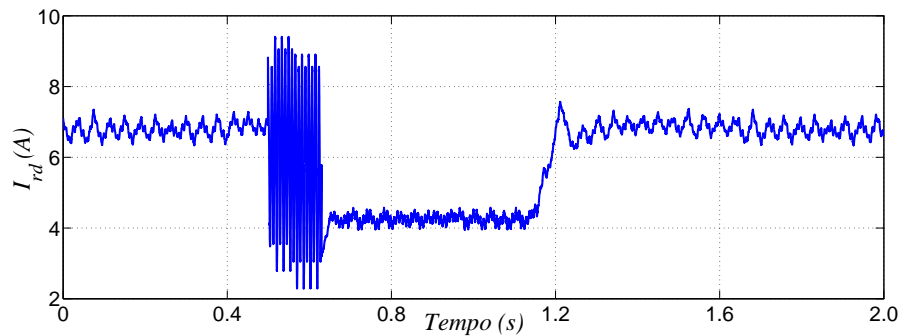
Fonte: Próprio autor.

6.3.2 Afundamento trifásico desbalanceado em rede distorcida

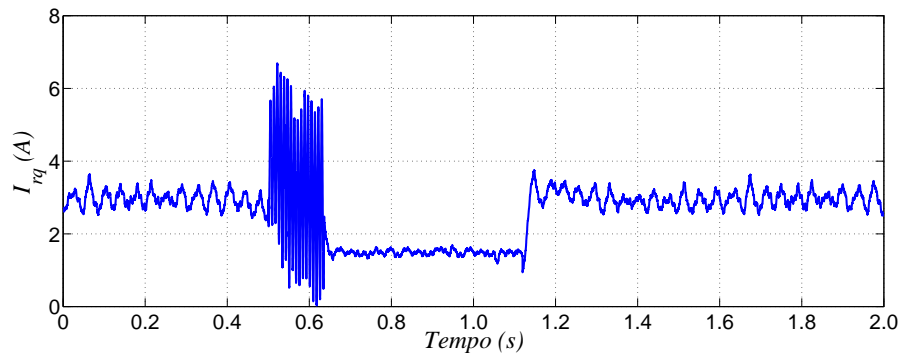
Para este experimento, quando o gerador operava injetando na rede elétrica 2800 W e 0 kvar, aplicou-se um afundamento de tensão trifásico, esperando que o mesmo fosse equilibrado. Na verdade, o afundamento de tensão mostrou-se assimétrico, revelando que as saídas do transformador trifásico variável não são homogêneas. Além disso, para esse experimento, a rede elétrica continha distorções harmônicas, o que pode ser observado nas Figuras 6.15 e 6.16, bem como a severidade do afundamento, no caso 0,6 *p.u.* para fase A, 0,66 *p.u.* para fase B e 0,68 *p.u.* para fase C. As correntes do DFIG na fase A, para o regime de operação adotado, podem ser vistas na Figura 6.17.

Foi visto nas subseções 4.5.3 e 4.5.6 que, mesmo nos casos de tensões da rede com THD elevado, os valores agregados das tensões normalizadas apresentavam pouca influência das distorções na rede, enquanto que no caso do experimento desta subseção percebe-se nitidamente a influência das distorções nos valores agregados normalizados. Acontece que as entradas do DSOGI recebem uma tensão monofásica da rede elétrica, e a mesma tensão defasada de um quarto de ciclo, Figura 4.3. Nos experimentos referentes ao capítulo 4 essa defasagem foi conseguida com boa precisão, enquanto que o mesmo não ocorreu para os experimentos referentes

Figura 6.11: Correntes no rotor durante afundamento (afundamento monofásico).



(a) No eixo direto.



(b) No eixo em quadratura.

Fonte: Próprio autor.

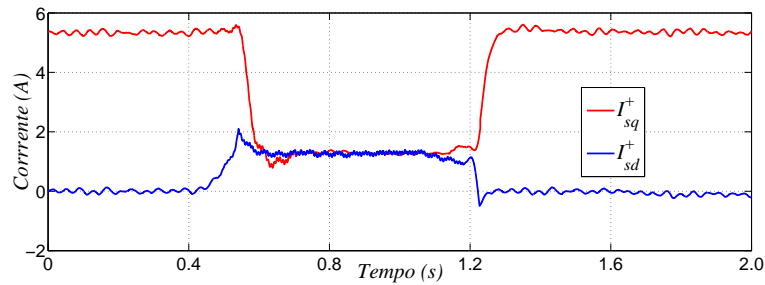
a este capítulo. As características dos dois experimentos esclarecem a diferença obtida:

- A taxa de amostragem T_d , configurada no *script* do MATLAB, para o dSPACE usado no experimento do capítulo 4, foi de 10^{-5} s e a do experimento atual foi de 10^{-4} s;
- A frequência da rede foi de 50 Hz no primeiro caso, e de 60Hz no segundo;
- Em 50Hz são necessário, precisamente, $500T_d$ para produzir o atraso de um quarto de ciclo, sendo $T_d = 10^{-5}$ s;
- Em 60Hz são necessário $41,666T_d$, que passam a ser então $42T_d$, para $T_d = 10^{-4}$ s.

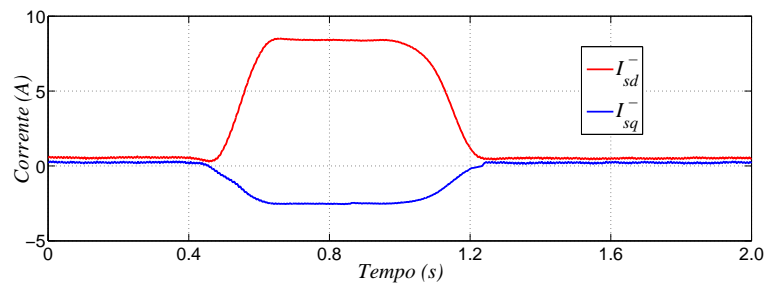
Tensões de sequência negativa não aparecem em afundamentos trifásicos simétricos, mas como o experimento foi assimétrico, espera-se o surgimento dessas tensões. No entanto, o desbalanço foi modesto, o que sugere que os valores das tensões de sequência positiva sejam bem maiores que os de sequência negativa, como confirmado pela Figura 6.18.

Um dos objetivos da estratégia proposta é a redução das correntes no rotor e no estator da máquina, buscando proteger o DFIG e os conversores, o qual foi plenamente alcançado como

Figura 6.12: Correntes do estator no referencial síncrono (afundamento monofásico).



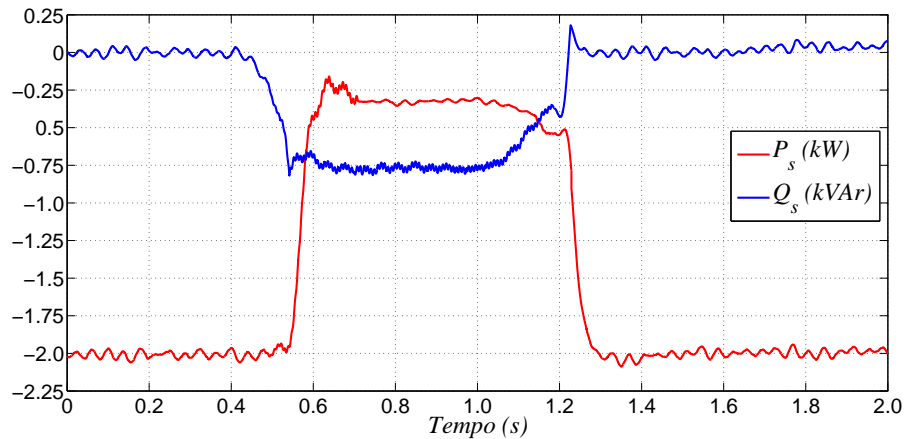
(a) Sequência positiva.



(b) Sequência negativa.

Fonte: Próprio autor.

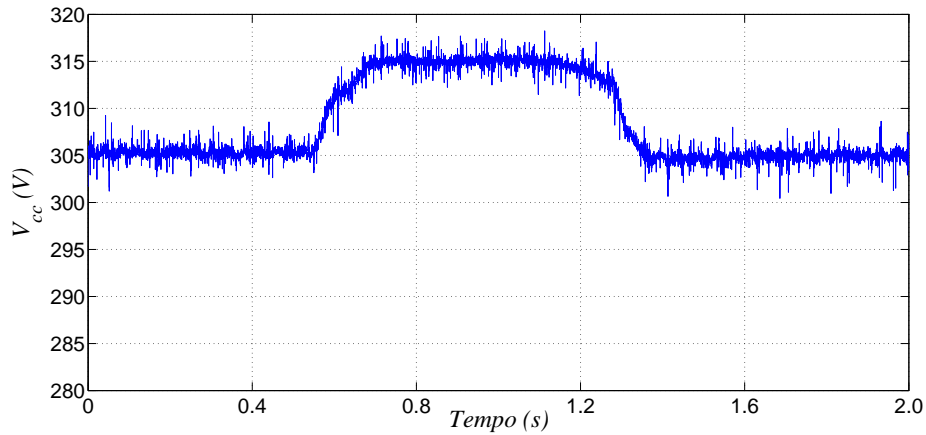
Figura 6.13: Potências ativa e reativa (afundamento monofásico).



Fonte: Próprio autor.

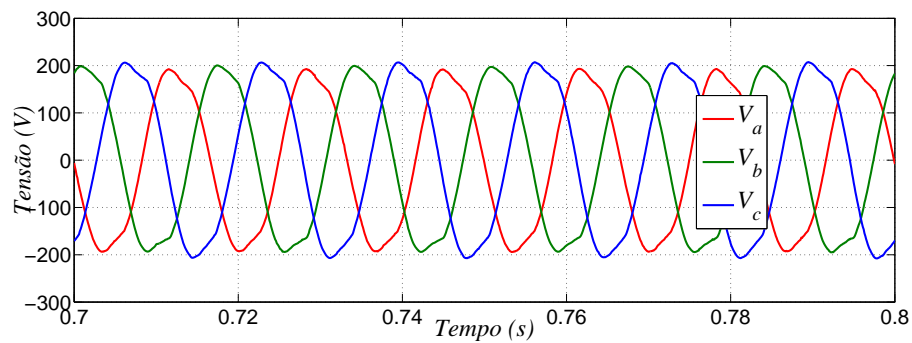
indica a Figura 6.19. Porém, o objetivo principal é a redução das oscilações na potência ativa instantânea causadas pelo desbalanço das tensões. Todavia, para este experimento, o desbalanço foi pequeno, de forma que o mesmo não provocou oscilações significativas. Sendo assim, as oscilações presentes são oriundas das distorções observadas nas correntes da máquina. A estratégia não contempla a eliminação dessas componentes da potência oscilante. As formas de ondas das potências médias ativa e reativa podem ser determinadas pelas tensões e correntes no

Figura 6.14: Tensão no elo CC (afundamento monofásico).



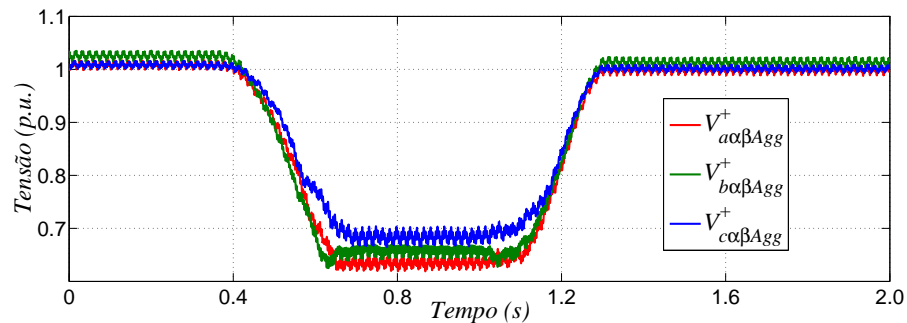
Fonte: Próprio autor.

Figura 6.15: Tensões residuais na rede elétrica (afundamento trifásico em rede distorcida).



Fonte: Próprio autor.

Figura 6.16: Valor agregado das tensões normalizadas nas fases A, B e C.

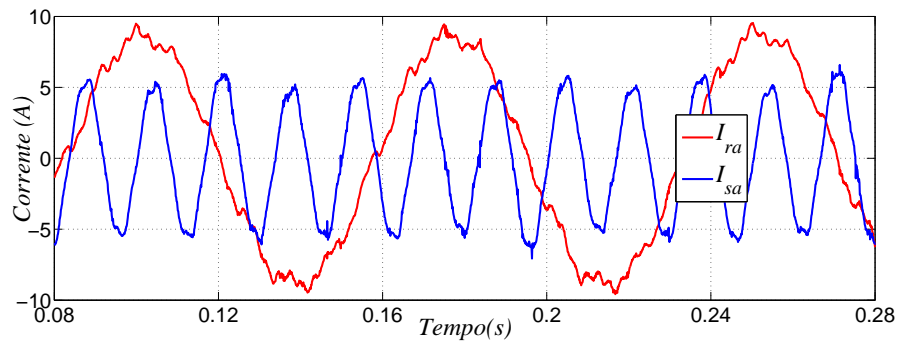


Fonte: Próprio autor.

estator no referencial síncrono. Estas últimas estão indicadas nas Figuras 6.20 e 6.21, respectivamente nas sequências positiva e negativa.

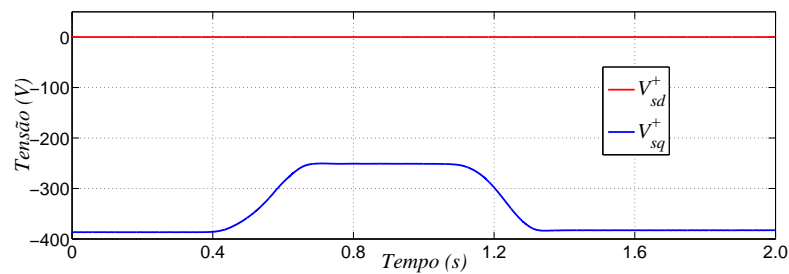
A Figura 6.22 destaca o comportamento das potências no DFIG durante o experimento

Figura 6.17: Correntes no DFIG para injeção de 2,8 kW e 0 var.

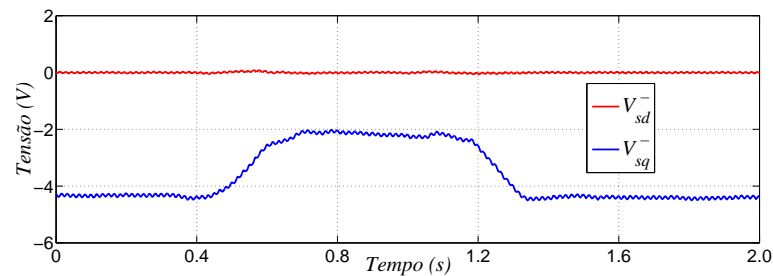


Fonte: Próprio autor.

Figura 6.18: Tensões no estator da máquina nas coordenadas síncronas (afundamento trifásico assimétrico e distorcido).



(a) Sequência positiva.



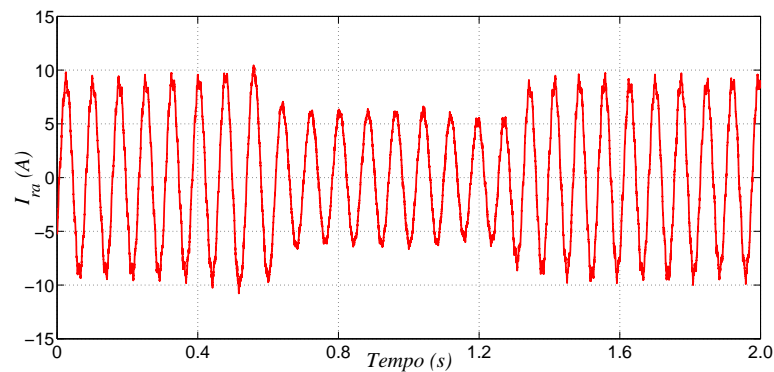
(b) Sequência negativa.

Fonte: Próprio autor.

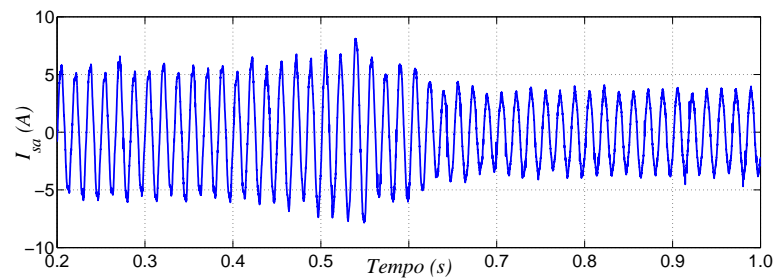
do afundamento de tensão trifásico desbalanceado. No experimento, os valores de referência para as potências a serem injetadas na rede, durante o afundamento, foram $\bar{p}_{Af} = 1000 \text{ W}$ e $\bar{q}_{inj} = 500 \text{ var}$. A pouca severidade do desbalanceamento é o motivo da baixa presença de potência reativa oscilante.

Neste experimento a potência ativa injetada na rede, quando ocorre o afundamento, muda de -2800 W para -1000 W . A variação de potência ativa, para esse experimento, também foi igual a $\Delta P_s = 1800 \text{ W}$, o que provocou uma variação $\Delta V_{cc} = 10 \text{ V}$ na tensão do elo CC, que subiu de 307 V para 317 V , Figura 6.23

Figura 6.19: Corrente na fase A (afundamento trifásico assimétrico).



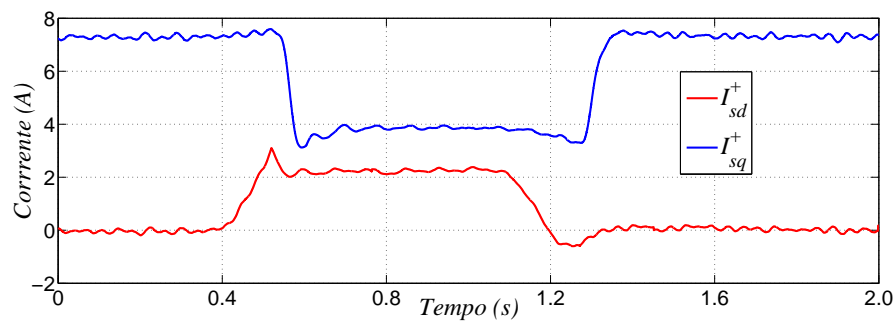
(a) No rotor .



(b) No estator.

Fonte: Próprio autor.

Figura 6.20: Correntes do estator no referencial síncrono de sequência positiva.



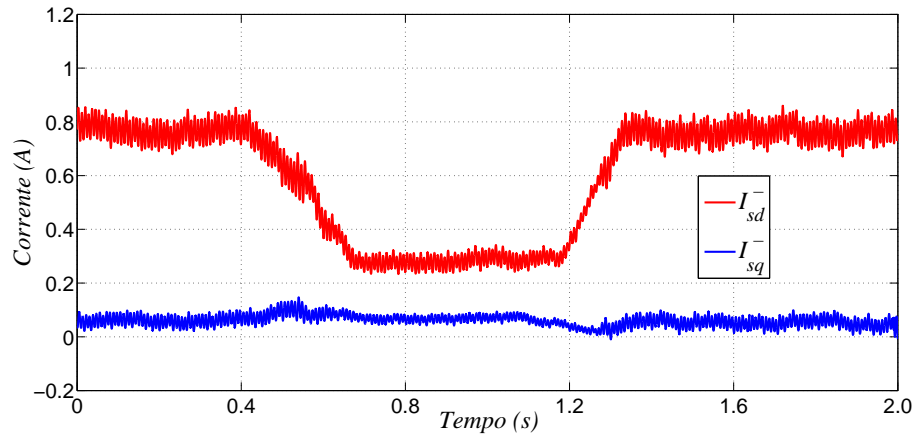
Fonte: Próprio autor.

6.3.3 Afundamento bifásico

As configurações do autotransformador variável foram alteradas para que se produzisse um afundamento nas fases A e B concomitantemente. A Figura 6.24 mostra o valor residual das tensões durante o afundamento.

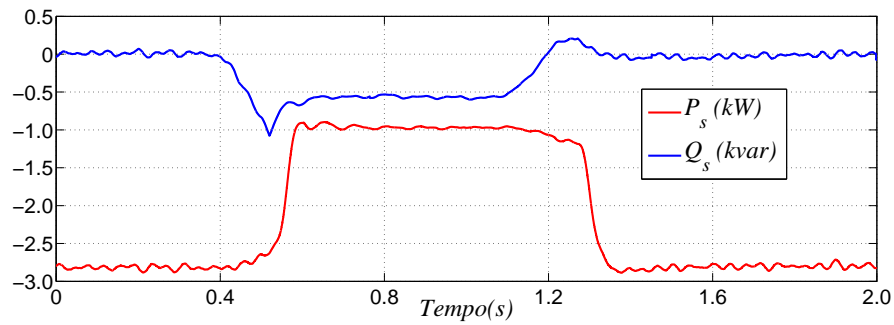
As corrente do rotor apresentam grandes oscilações no início do afundamento de tensão nas fases A e B, motivadas pelo desbalanço nas tensões, sendo que elas desaparecem

Figura 6.21: Correntes do estator no referencial síncrono de sequência negativa.



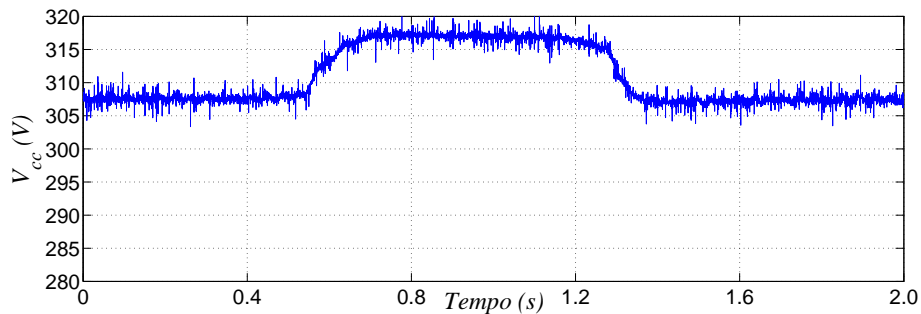
Fonte: Próprio autor.

Figura 6.22: Comportamento das potência no estator do DFIG (afundamento trifásico desequilibrado.)



Fonte: Próprio autor.

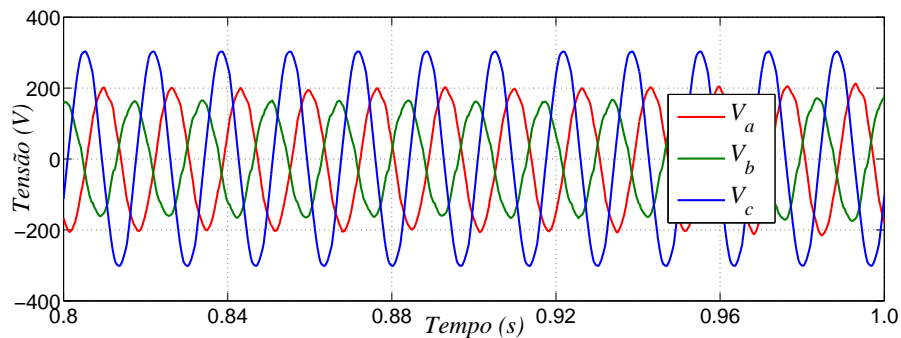
Figura 6.23: Tensão no elo CC (afundamento monofásico).



Fonte: Próprio autor.

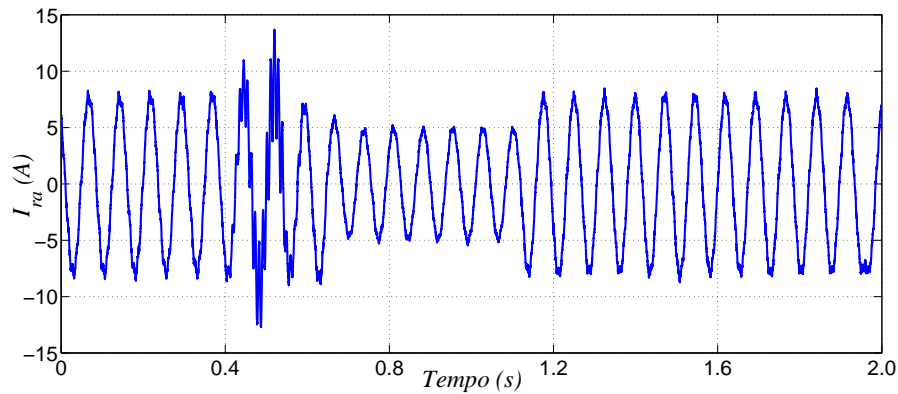
após a entrada do controle proposto aplicado ao RSC. Percebe-se um decaimento na corrente do rotor até o valor estabilizado, semelhante a um sistema de segunda ordem, como evidenciado na corrente da fase A, exposta na Figura 6.25.

Figura 6.24: Tensões residuais no afundamento bifásico.



Fonte: Próprio autor.

Figura 6.25: Corrente na fase A do rotor do gerador (afundamento bifásico).



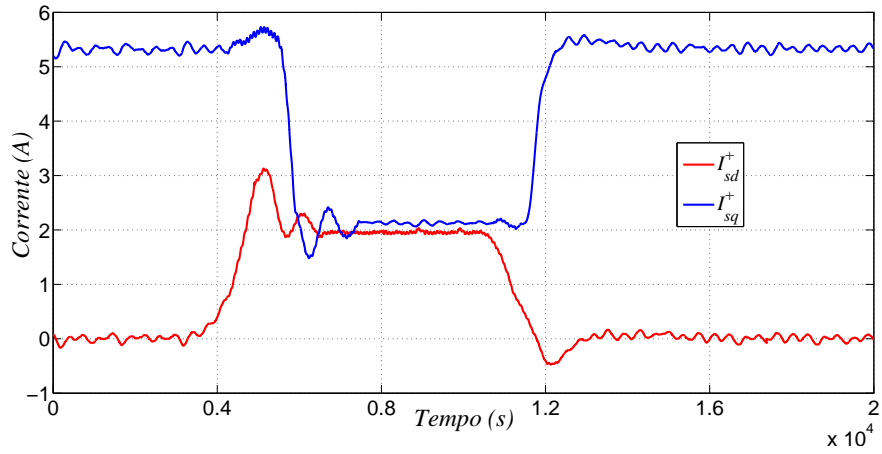
Fonte: Próprio autor.

Analisando-se as correntes do estator, nas coordenadas síncronas, observá-se que na sequência positiva o compensador de eixo direto, da malha de corrente, é mais lento e mais oscilante do que o compensador de eixo em quadratura. Na sequência negativa ele ainda é mais oscilante, porém o compensador de eixo em quadratura é mais lento, como pode ser visto nas Figuras 6.26 e 6.27.

Lembrando de (6.1) e (6.2), é importante destacar as curvas das tensões de eixo em quadratura no estator, no referencial síncrono, Figura 6.28, já que as potências ativa e reativa média no estator da máquina são determinadas por essas grandezas.

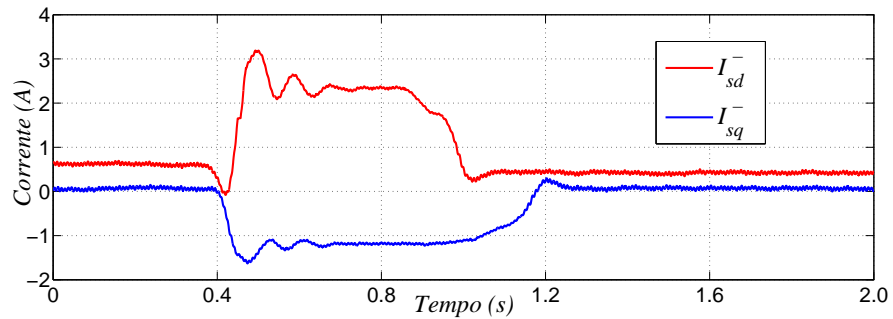
No *script* do MATLAB foram configurados os valores de 500 W e 500 var como potências ativa e reativa a serem injetadas na rede elétrica durante o afundamento de tensão, Figura 6.29. Os resultados experimentais obtidos mostraram que, apesar das oscilações iniciais, os valores das potências ficam bem próximo do valor esperado durante a estabilização.

Figura 6.26: Correntes do estator do DFIG no referencial síncrono de sequência positiva (afundamento bifásico).



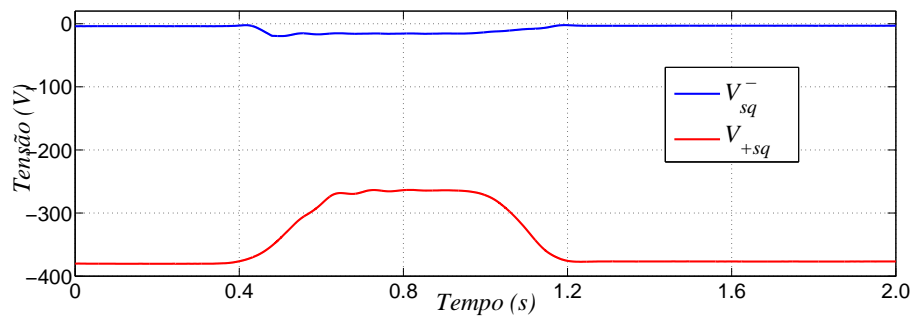
Fonte: Próprio autor.

Figura 6.27: Correntes do estator do DFIG no referencial síncrono de sequência negativa (afundamento bifásico).



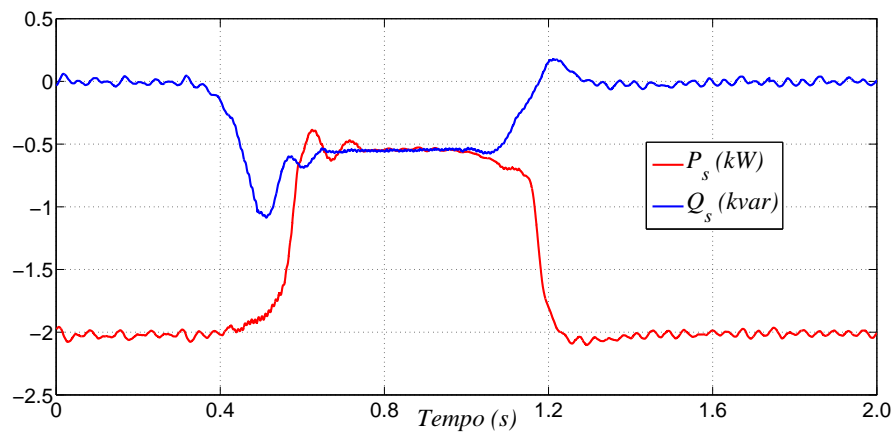
Fonte: Próprio autor.

Figura 6.28: Tensões de eixo em quadratura do estator (afundamento bifásico).



Fonte: Próprio autor.

Figura 6.29: Potência ativa e reativa (afundamento bifásico).



Fonte: Próprio autor.

6.4 Conclusões

Analisando-se os resultados experimentais, expostos neste capítulo, conclui-se que a estratégia proposta foi validada para afundamentos monofásicos, bifásicos e trifásicos, mesmo quando o DFIG está conectado a uma rede elétrica com distorções harmônicas.

Observou-se que, devido a limitações no tempo de aquisição do dSPACE 1103 utilizado, os valores agregados das tensões normalizadas e as grandezas de sequência negativa, em coordenadas síncronas, apresentaram oscilações além do esperado, em sistemas com distorções harmônicas. Todavia não houve comprometimento da estratégia proposta adotada, de forma que a mesma atingiu seus objetivos, os quais consistem em reduzir as correntes na máquina e eliminar as oscilações na potência ativa durante afundamentos de tensão.

7 CONCLUSÃO GERAL

Este trabalho apresentou duas contribuições. A primeira contribuição consiste de um novo algoritmo de detecção de afundamentos de tensão, e a segunda refere-se a uma nova estratégia de controle, aplicada ao conversor do lado do rotor do gerador de indução duplamente alimentado, que busca eliminar potência ativa oscilante que surge durante afundamentos de tensão desbalanceados .

7.1 Primeira contribuição

O afundamento de tensão é um distúrbio elétrico que muito contribui para a deterioração da qualidade de energia. A pesquisa bibliográfica, referente a esse tema, enfatiza que esse tipo de contingência é muito preocupante, pois pode ser danoso para cargas sensíveis e para aerogeradores conectados à rede elétrica, especialmente o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).

Introduzindo o conceito de valor agregado da componente normalizada da tensão, por fase, este trabalho propôs um algoritmo de detecção de afundamentos de tensão que se caracteriza por ser rápido, preciso e eficiente. O algoritmo foi validado por simulação, e experimentalmente, em afundamentos de tensão monofásicos, bifásicos, e trifásicos. Por monitorar a componente fundamental da tensão, em cada fase, ele mostrou-se eficiente também em sistemas com distorções harmônicas. O algoritmo proposto recebeu o nome de ADAMF, cujo acrônimo significa *Algoritmo de Detecção de Afundamentos através do Monitoramento da componente Fundamental*. Um emulador de rede constituído por conversores em topologia *back-to-back*, indutores e capacitores, juntamente com um dSPACE 1006, constituem a plataforma experimental responsável para gerar os afundamentos de tensão necessários para validação experimental do algoritmo ADAMF. Todos os afundamentos de tensão que foram produzidos pelo emulador de rede, para validação do algoritmo proposto, se enquadram na norma *IEEE Std 1159-2009*.

Este trabalho também mostrou uma modificação do ADAMF capaz de monitorar corrente elétrica. A modificação foi utilizada para detectar sobrecorrentes no DFIG, e acionar proteções, evitando a danificação do conversor. Essa proteção é importante na fase inicial e de ajuste do experimento, e está destacada no Apêndice B.

7.2 Segunda contribuição

Os geradores de indução duplamente alimentados são aerogeradores, amplamente difundidos em parques eólicos, que se caracterizam por serem de velocidade variável, e apresentarem melhor desempenho em relação aos de velocidade fixa. O conversor *back-to-back*,

associado ao DFIG, só precisa ser dimensionado para 30% da potência nominal do gerador. Esses fatos contribuíram para disseminação mundial dessas máquinas.

Quando submetido a afundamentos de tensão desbalanceado, o gerador de indução duplamente alimentado apresenta correntes elevadas, oscilações na potência ativa, na tensão no elo CC e no torque. Tais condições de estresse podem causar danos, tanto à máquina quanto ao conversor *back-to-back*. Após revisão bibliográfica referente ao DFIG em condições de rede desbalanceada e sob afundamento assimétrico, este trabalho propôs uma estratégia de controle, aplicada ao conversor do lado da máquina, para eliminar as componentes oscilantes da potência ativa e reduzir as correntes na máquina, de forma a ajudar o DFIG a suportar afundamentos de tensão, e continuar conectado à rede elétrica, sem danos para o gerador ou para o conversor. A estratégia foi validada, por simulação e experimentalmente, para afundamentos monofásicos, bifásicos e trifásicos.

Durante o experimento, observou-se distorções nas correntes do rotor do DFIG após conexão com a rede elétrica. Este comportamento indesejado foi atribuído às características construtivas da máquina. As distorções foram refletidas para as correntes do estator, e por conseguinte, apareceram como oscilações nas potências ativa e reativa. A estratégia de controle mostrou-se eficiente para eliminar as oscilações na potência ativa devido aos afundamentos assimétricos.

Já o nível de tensão no elo CC, como não foi usado o conversor do lado da rede (GSC), sofreu incremento durante o afundamentos, porém não apresentou oscilações após atuação do controle proposto. No tocante as tensões e correntes do estator no referencial dq de sequência negativa, as limitações na taxa de amostragem para o dSPACE 1103 em relação a frequência de 60 Hz, produziram oscilações nessas grandezas na presença de harmônicas na rede elétrica. Todavia essas oscilações não comprometeram a estratégia de controle.

Todos os afundamentos de tensão utilizados para a validação da estratégia de controle proposta se enquadram na norma *IEEE Std 1159-2009*.

7.3 Trabalhos futuros

Durante o desenvolvimento desse trabalho, observou-se que o algoritmo de detecção (primeira proposta) poderia identificar o tipo de afundamento de tensão; e que a estratégia de controle (segunda proposta) poderia atuar durante todo período de trabalho do DFIG, e não somente durante afundamento. Sendo assim, esta seção propõe como trabalhos futuros:

- a) Implementar, no algoritmo proposto, a identificação do tipo de afundamento detectado e fazer validação em alguma parte específica do sistema elétrico, de forma a contribuir com estudos estatísticos;

- b) Desenvolver uma estratégia de controle, aplicada ao RSC do DFIG, a ser usada em todo período que a máquina permanecer ligada, para combater as correntes elevadas que aparecem durante afundamentos de tensão, e para eliminar oscilações na potência ativa que surgem em afundamentos desbalanceados.
- c) Modificar o algoritmo ADAMDF para monitorar correntes em máquinas elétricas, de forma a sinalizar sobrecorrentes e promover um mecanismo de proteção, eficiente e rápido, contra elevadas correntes que surgem durante curto circuitos.

REFERÊNCIAS

- [1] CARVALHO, P. C. *Geração Eólica*. Brasil: Imprensa Universitária, 2003. ISBN 8572821589.
- [2] HANSEN, A.; MICHALKE, G. Fault ride-through capability of dfig wind turbines. *Renewable Energy*, v. 32, n. 9, p. 1594–1610, 2007. ISSN 0960-1481.
- [3] ANAYA-LARA, O. et al. *Wind Energy Generation: modelling and control*. United Kingdom: Wiley, 2009.
- [4] LIMA, F. K. A.; DANTAS, J. L.; BRANCO, C. G. C. **Reactive power control of DFIG-based wind turbine during voltage sag**. In: *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 4321–4325. ISSN 1553-572X.
- [5] ANEEL. *Matriz Energética do Brasil*. setembro 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [6] MANWELL, J. F.; MACGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind energy explained*. USA: John Wiley & Sons, Inc., 2002. ISBN 0470846127.
- [7] ACKERMANN, T. *Wind power in power systems*. USA: Wiley, 2005.
- [8] BOLDEA, I. *Variable Speed Generators*. USA: Taylor e Francis, 2006. ISBN 0849357152.
- [9] ABAD G.; LÓPEZ, J. R. M. A. M. L. I. G. *Doubly fed induction machine: Modeling and control for wind energy generation*. EUA and Canada: [s.n.].
- [10] BAGHERIEH, O.; NAGAMUNE, R. **Utilization of blade pitch control in low wind speed for floating offshore wind turbines**. In: *American Control Conference (ACC), 2014*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 4354–4359. ISSN 0743-1619.
- [11] YIN, M. et al. **Study on the control of DFIG and its responses to grid disturbances**. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 6.
- [12] BURTON, T. et al. *Wind energy handbook*. United Kingdom: Wiley, 2011.
- [13] ABAD G.; RODRIGUEZ, M. P. J. C. J. M. Direct torque control for doubly fed induction machine-based wind turbines under voltage dips and without crowbar protection. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 2, p. 586–588, 2010. ISSN 0885-8969.
- [14] QUANG, N. P.; DITTRICH, J.-A. *Vector control of three-phase AC machines*. [S.l.]: Springer, 2008.
- [15] MÜLLER, S.; DEICKE, M.; DONCKER, R. W. D. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. *IEEE Industry Application Magazine*, v. 8, n. 3, p. 26–33, 2002. ISSN 0885-8993.

- [16] SILLAPAWICHARM Y.; KUMSUWAN, Y. **An Improvement of synchronously rotating reference frame based voltage sag detection for voltage sag compensation applications under distorted grid voltages.** In: *IEEE Power Electronics and Drive Systems Conference (PEDS)*. [S.l.: s.n.], 2011. v. 2, p. 100–103.
- [17] KUMSUWAN Y.; SILLAPAWICHARM, Y. **A fast synchronously rotating reference frame-based voltage sag detection under practical grid voltages for voltage sag compensation systems.** In: *IET 6th conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5.
- [18] IEEE. **IEEE Std 1159 2009-Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.** [S.l.], 2009.
- [19] POLAJZER B.; STUMBERGER, G. S. S. D. D. Detection of voltage sag sources based on instantaneous voltage and current vectors and orthogonal clarke. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 2, n. 2, p. 219–226, Março 2008.
- [20] KAMBLE S.; THORAT, C. **A new algorithm for voltage sag detection.** In: *Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 138–143.
- [21] ZAIMING F.; XIONGWEI, L. **A novel universal grid voltage sag detection algorithm.** In: *Power Engineering and Automation Conference (PEAM)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4.
- [22] ZHOU S.; LIU, J. Z. L. Y. Z. X. Y. **Sag detection algorithm for dynamic voltage restorer used in wind farms under unbalanced and distorted grid voltage conditions.** In: *IEEE ECCE Asia Downunder*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 601–606.
- [23] GUODONG C.; LIANG, Z. R. W. Z. L. C. X. A novel spll and voltage sag detection based on les filters and improved instantaneous symmetrical components method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 3, p. 1177–1188, Março 2015.
- [24] LEI H.; LI, X. K. Y. D. Y. Q. J. An improved method for voltage sag detection based on weighted least-square estimation with harmonic models. *Przeegląd Elektrotechniczny.*, v. 2012, n. 10a, p. 238–241, 2012.
- [25] POLAJZER B.; STUMBERGER, G. D. D. Instantaneous positive-sequence current applied for detecting voltage sag source. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 9, n. 4, p. 319–227, Maio 2015.
- [26] TERRAZAS, T. M. et al. **Reference generator for voltage controlled power conditioners.** In: *Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 513–519.
- [27] PADUA, M. S.; DECKMANN, S. M.; MARAFAO, F. P. **Frequency-adjustable positive sequence detector for power conditioning applications.** In: *Power Electronics Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1928–1934.
- [28] COSTA, F. B.; DRIESEN, J. Assessment of voltage sag indices based on scaling and wavelet coefficient energy analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 1, p. 336–346, Janeiro 2013.

- [29] YIKANG, H.; JIABING, H.; RENDE, Z. **Modeling and control of wind-turbine used DFIG under network fault conditions**. In: *Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS 2005. Proceedings of the Eighth International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2005. v. 2, p. 986–991 Vol. 2.
- [30] MORREN J, J.; HAAN, S. W. H. D. Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 20, n. 2, p. 435–441, 2005. ISSN 0885-8969.
- [31] XIANG, D. et al. Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 3, p. 652–662, 2006. ISSN 0885-8969.
- [32] JANG, J. I.; KIM, Y. S.; LEE, D. C. **Active and reactive power control of DFIG for wind energy conversion under unbalanced grid voltage**. In: *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International*. [S.l.: s.n.], 2006. v. 3, p. 1–5.
- [33] PENG, Z.; YIKANG, H. **Control strategy of an active crowbar for DFIG based wind turbine under grid voltage dips**. In: *Electrical Machines and Systems, 2007. ICEMS. International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 259–264.
- [34] ANAYA-LARA, O. et al. **Optimal DFIG crowbar resistor design under different controllers during grid faults**. In: *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 2580–2585.
- [35] LIE, X. Coordinated control of dfig's rotor and grid side converters during network unbalance. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 3, p. 1041–1049, May.
- [36] LOPEZ, J. et al. Wind turbines based on doubly fed induction generator under asymmetrical voltage dips. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 1, p. 321–330, 2008. ISSN 0885-8969.
- [37] WANG, H. et al. **Improved dual-PI rotor current control scheme for a wind-driven DFIG during asymmetrical grid voltage dips**. In: *Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC '09. IEEE International*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 171–176.
- [38] CHEN Z.; GUERRERO, J. M. B. F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, Agosto 2009.
- [39] LIMA, F. K. A. et al. Rotor voltage dynamics in the doubly fed induction generator during grid faults. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 1, p. 118–130, 2010. ISSN 0885-8993.
- [40] LUNA, A. et al. Simplified modeling of a dfig for transient studies in wind power applications. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 58, n. 1, p. 9–20, 2011. ISSN 0278-0046.
- [41] ZOHOORI, A. et al. **Stator current calculation of DFIG under asymmetrical faults by considering stator resistance and slip frequency**. In: *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–4.

- [42] XIAO, S. et al. An lvrt control strategy based on flux linkage tracking for dfig-based wecs. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 60, n. 7, p. 2820–2832, 2013. ISSN 0278-0046.
- [43] SHUKLA, R. D.; TRIPATHI, R. K. **Low voltage ride through (LVRT) ability of DFIG based wind energy conversion system-I**. In: *Engineering and Systems (SCES), 2012 Students Conference on*. [S.l.: s.n.], March. p. 1–6.
- [44] MA, H. et al. **A novel flux damping control strategy of DFIG based on voltage vector oriented**. In: *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International*. [S.l.: s.n.], 2012. v. 3, p. 2168–2172.
- [45] LEON, A. E.; MAURICIO, J. M.; SOLSONA, J. A. Fault ride-through enhancement of dfig-based wind generation considering unbalanced and distorted conditions. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 3, p. 775–783, 2012. ISSN 0885-8969.
- [46] YUNUS, A. M. S.; ABU-SIADA, A.; MASOUM, M. A. S. **Impact of DC-link fault on the dynamic performance of DFIG**. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. ISSN 1944-9925.
- [47] OKEDU, K. E. et al. Wind farms fault ride through using dfig with new protection scheme. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, v. 3, n. 2, p. 242–254, 2012. ISSN 1949-3029.
- [48] ELSHIEKH, M. E.; MANSOUR, D. A.; AZMY, A. M. Improving fault ride-through capability of dfig-based wind turbine using superconducting fault current limiter. *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 3, p. 5601204–5601204, 2013. ISSN 1051-8223.
- [49] XIE, D. et al. A comprehensive lvrt control strategy for dfig wind turbines with enhanced reactive power support. *Power Systems, IEEE Transactions on*, PP, n. 99, p. 1–9, 2013. ISSN 0885-8950.
- [50] SULLA, F.; SVENSSON, J.; SAMUELSSON, O. Short-circuit analysis of a doubly fed induction generator wind turbine with direct current chopper protection. *Wind Energy*, v. 16, n. 1, p. 37–49, 2013. ISSN 1095-4244.
- [51] MA, J. et al. **Short circuit current calculation of doubly fed induction generator**. In: *Developments in Power Systems Protection, 2012. DPSP 2012. 11th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5.
- [52] YAO, J. et al. Enhanced control of a dfig-based wind-power generation system with series grid-side converter under unbalanced grid voltage conditions. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 28, n. 7, p. 3167–3181, 2013. ISSN 0885-8993.
- [53] BONGIORNO, M.; THIRINGER, T. A generic dfig model for voltage dip ride-through analysis. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 28, n. 1, p. 76–85, March. ISSN 0885-8969.
- [54] YASA, Y.; SOZER, Y.; MESE, E. **Unbalanced fault analysis of doubly fed induction generator drive system for wind turbine applications**. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2013 Twenty-Eighth Annual IEEE*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 2953–2960. ISSN 1048-2334.

- [55] AKANAYAKE, J. B.; HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N. Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (dfig) wind turbines. *Electric Power System Research*, v. 67, n. 3, p. 207–215, 2003.
- [56] SUN, T.; CHEN, Z.; BLAABJERG, F. **Voltage recovery of grid-connected wind turbines with DFIG after a short-circuit fault.** In: *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3, p. 1991–1997.
- [57] LIMA F. K. A.; WATANABE, E. H. R. P. L. A. Controle de gerador de indução duplamente alimentado diante de afundamentos de tensão. *Eletrônica de Potência - SOBRAEP*, v. 14, n. 3, p. 189–199, Agosto 2009.
- [58] XU, L.; WANG, Y. Dynamic modeling and control of dfig-based wind turbines under unbalanced network conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 1, p. 314–323, Feb 2007.
- [59] BIM, E. *Máquinas Elétricas e Acionamento*. Brasil: Elsevier Editora Ltda, 2012. ISBN 978-85-352-5923-0.
- [60] LIMA, F. K. A. *Aerogerador baseado em máquina de indução duplamente alimentada - Suportabilidade para afundamento de tensão*. 131 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, Maio 2009.
- [61] FITZGERALD, A. E.; JR., C. K.; UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas*. USA: Bookman Companhia, 2003. ISBN 978-85-352-5923-0.
- [62] STEPHAN, R. M. *Acionamentos, comandose controle de máquinas elétricas*. [S.l.]: Editora Ciência Moderna, 2013.
- [63] KOVACS, P. K. *Wind energy generation: modelling and control*. [S.l.]: Akadémiai Kiadó, The Publishing House of Hungarian Academy of Sciences, Budapest and Elsevier Science Publisher B. V.,Amsterdan. Netherlands, 1984. ISBN 9- 630-52949-1.
- [64] LEONHARD, W. *Control of Electral Drives*. [S.l.]: Springer, 2001. ISBN 3-540-41820-2.
- [65] KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. USA: Willey-Interscience, 2002. ISBN 0-471-14326-X.
- [66] AKAGI, H.; WATANABE, E. H.; AREDES, M. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. 2nd. ed. New York, N.Y.: John Wiley & Sons, Inc., 2007.
- [67] PEREIRA, H. A. et al. **Influence of PLL in wind parks harmonic emissions.** In: *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–8.
- [68] BEST, R. *Phase-locked loops, designe, simulation and aplication*. Switzerland: McGraw-Hill, 2007. ISBN 10:0071493751.
- [69] JIANHUA, Z. et al. **Study of torque characteristics of DFIG during the voltage sag.** In: *Materials for Renewable Energy Environment (ICMREE), 2011 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 592–595.

- [70] MARTINEZ J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage sag studies in distribution networks - part ii: Voltage sag assessment. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 3, p. 1679–1688, Junho 2006.
- [71] THAKUR P.; SINGH, A. K. B. R. C. Novel way for classification and type deetection of voltage sag. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 7, n. 4, p. 398–404, Abril 2013.
- [72] DJOKIĆ S. Z.; MILANOVIĆ, J. V. R. S. M. Advanced voltage sag characterization I: Phase shift. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 153, n. 4, p. 423–430, Julho 2006.
- [73] DJOKIĆ S. Z.; MILANOVIĆ, J. V. R. S. M. Advanced voltage sag characterization II: Point of wave. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 1, n. 1, p. 146–154, Janeiro 2007.
- [74] BUCHHOLZ, F. *Die drehstrom-dcheinleistung bei ungleichmäßiger belastune der drei zweige*. Deutschland: Licht und Kraft, Zeitschrift fü Elekt., 1922.
- [75] NAIDDO R.; PILLAY, P. A new method of voltage sag and swell detection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 2, p. 1056–1063, Abril 2007.
- [76] BRUMSICKLE, W. E. et al. Dynamic sag corrector: Cost-effective industrial power line conditioning. *IEEE Transactions on Industry Application*, v. 37, n. 1, p. 212–217, Janeiro/Fevereiro 2001.
- [77] FLANNERY P. S.; VENKATARAMANAN, G. Unbalanced voltage sag ride-through of a doubly fed generator wind turbine with series grid-side converters. *IEEE Transactions on Industrial Applications*, v. 45, n. 5, p. 1879–1887, Setembro 2009.
- [78] WESSELS C.; GEBHARDT, F. F. W. F. Fault ride-through technique of a dfig wind turbine using dynamic voltage restorer during symmetric and asymmetric grid faults. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, n. 3, p. 807–815, Março 2011.
- [79] IBRAHIM A. O.; NGUYEN, T. H. L. D. C. S.-C. K. A fault ride-through technique of dfig wind turbine systems using dynamic voltage restorer. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 26, n. 3, p. 871–882, Setembro 2011.
- [80] ROLAND A.; CÓRCOLES, F. P. J. Behaviour of the doubly fed induction generator exposed to unsymmetrical voltage sags. *IET Electric Power Application*, v. 6, n. 8, p. 561–574, Setembro 2012.
- [81] JOWDER, F. L. A. Design and analysis of dynamic voltage restorer for deep voltage sag and harmonic compensation. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 3, n. 6, p. 547–560, Junho 2009.
- [82] MARTINZ F. O.; GALASSI, M. G. A. R. O. M. A. S. F. A. T. M. M. C. S. Z. E. R. L. E. G. C. J. A. S. U. M. J. L. K. W. J. A. A low power voltage compensator. *Eletrônica de Potência - SOBRAEP*, v. 11, n. 2, p. 77–84, Julho 2006.
- [83] ASSIS, T. L. M. et al. A new technique to supply fast varying reactive power using a statcom. *Eletrônica de Potência - SOBRAEP*, v. 10, n. 2, p. 33–40, Novembro 2005.

- [84] SUVIRE, G. O.; MERCADO, P. E. Improvement of power quality in wind energy applications using a dstatcom coupled with a flywheel energy storage system. *Eletrônica de Potência - SOBRAEP*, v. 15, n. 3, p. 239–246, Agosto 2010.
- [85] UCHOA, J. I. L.; LIMA, F. K. A.; BRANCO, C. G. C. **FACTS applied to fix speed wind turbines to meet grid code requirements**. In: *Intersternal Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1474–1479.
- [86] TSILI M.; PAPATHANASSIOU, S. A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation*, v. 3, n. 3, p. 308–332, Setembro 2009.
- [87] TEODORESCU, R.; LISIRRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid Converter for Photovoltaic and Wind Power Systems*. United Kingdom: John Wiley & Sons, Inc., 2011. ISBN 978-0-470-05751-3.
- [88] RODRÍGUEZ, P. et al. **New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions**. In: *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–7. ISSN 0275-9306.
- [89] RODRIGUEZ, P.; LUNA, A.; CIOBOTARU, M. **Advanced grid synchronization system for power converters under unbalanced and distorted operating conditions**. In: *Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 5173–5178.
- [90] ELOY-GARCIA, J.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Grid simulator for power quality assessment of micro-grids. *IET Power Electronics*, v. 6, n. 4, p. 700–709, Abril 2013.
- [91] WANG, X. et al. Secondary voltage control for harmonics suppression in islanded micro-grids. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–8.
- [92] IEEE Std. 519-1992: **Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. [S.l.], 1993.
- [93] XIAO, S. et al. An lvr control strategy based on flux linkage tracking for dfig-based wecs. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 7, p. 2820–2832, Júlio 2013.
- [94] TOUROU, P.; SOURKOUNIS, C. **DFIG-based wind energy conversion systems under unbalanced voltage dips**. In: *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2014 International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 877–882.
- [95] FONTESCUE, C. L. **A Review of the state of the art of power electronics for wind turbines**. *Trans AIEE*, v. 37, n. 1, p. 1027–1140, 1918.
- [96] STEVENSON, W. D. *Elements of Power System Analysis*. [S.l.]: McGraw Hill, 1983. ISBN 9780070665842.
- [97] ZHENG, X.; REN, Y.; WANG, C. **Passivity-based control scheme for doubly-fed induction generator under unbalanced grid voltage**. In: *Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), 2nd IET*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–8.
- [98] MULJADI, E. et al. **Understanding the unbalanced-voltage problem in wind turbine generation**. In: *Industry Applications Conference, 1999. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 1999 IEEE*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 2, p. 1359–1365 vol.2. ISSN 0197-2618.

- [99] MENDES, V. F. et al. **Doubly-fed induction generator control during unbalanced grid conditions**. In: *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.
- [100] CLARKE, C. *Circuit analysis of AC power system*. [S.l.]: Wiley, 1950.
- [101] PARK, R. Two reaction theory of synchronous machines. *IEEE Transactions*, v. 48, n. 7, p. 716–730, 1929.
- [102] FRANKLIN, F. et al. *Feedback Control of Dynamic Systems*. [S.l.]: Prentice-Hall, 2010.
- [103] DORF, R. C.; BISHOP, R. H. *Moder Control System*. [S.l.]: Pearson, 2014. ISBN 1292024054.
- [104] KALANTARIAN, S. R.; HEYDARI, H. **An analytical method for selecting optimized crowbar for DFIG with AHP algorithm**. In: *Power Eletronics, Drive Systems and Technologies, 2011 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–4.
- [105] DANTAS, J. L. et al. Um algoritmo robusto e rápido para detecção de afundamentos de tensão. *Eletrônica de Potência - SOBRAEP*, v. 21, n. 1, p. 24–31, Fevereiro 2016.

APÊNDICE A – CIRCUITO AUXILIAR DE CONEXÃO E PROTEÇÃO

A.1 Introdução

A conexão do gerador eólico com a rede elétrica só é realizada após o sincronismo entre as tensões dos dois sistemas. Nessa seção será apresentada os circuitos auxiliares de sincronismo e proteção, que foram utilizados na plataforma experimental adotada. Os circuitos auxiliares são:

- a) Resistores e contactor de sincronismo;
- b) Circuito Crowbar;
- c) Circuito de descarga do elo CC;
- d) Alimentação do retificador.

A.2 Resistores e Contactor de Sincronismo

Um banco de resistores (R1), de valor nominal igual a $3 \times 750\text{W}/220\text{V}$, foi inserido entre os terminais do estator do *DFIG* e as fases da rede correspondente. Após o sincronismo, os contatos de força de um contactor(K1) curto circuitam os resistores para efetivar a conexão do gerador eólico com a rede elétrica.

A.3 Circuito Crowbar

Utilizou-se um circuito Crowbar passivo, como retaguarda de proteção, no caso da ocorrência de falha no controle proposto, principalmente na fase de sintonia dos controladores. O mesmo é constituído de um retificador trifásico, cuja entradas são conectadas aos terminais do rotor através de um contactor, alimentando um banco de resistores composto por dois resistores, de valor nominal $1500\text{W}/220\text{V}$, associados em paralelo. O cálculo da resistência de Crowbar foi parcialmente obtida a partir de [104].

A.4 Descarga do Elo CC

A associação em paralelo de dois resistores, cujos valores nominais são 2500W/220V, formam o banco de resistivo adotado para descarga do elo CC. A conexão do banco com o elo é feita através de um contactor (*K5*).

A.5 Diagramas do Circuito Auxiliar

O circuito auxiliar foi montado em um quadro metálico com pintura em Epoxi. Ele é composto por contactores acionados por botoeiras, e por uma placa eletrônica que recebe um sinal de comando do dSPACE, ao qual está integrada.

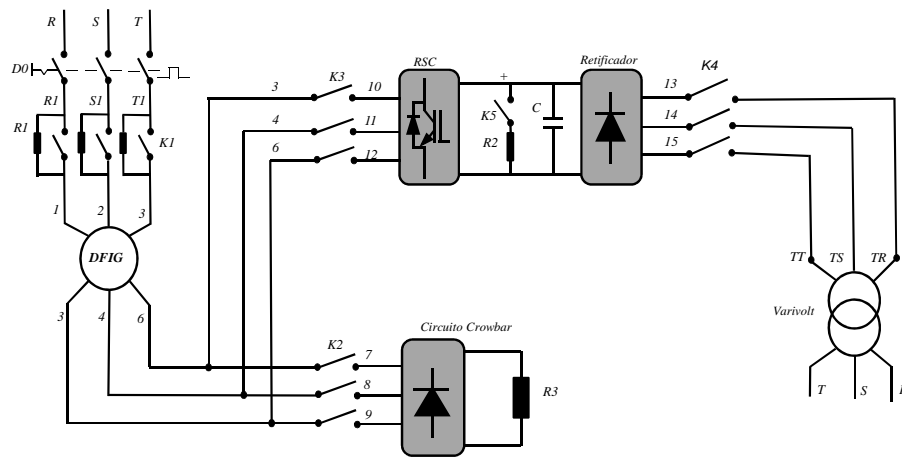
A.6 Diagramas de força e comando

O diagrama de força do circuito auxiliar, incluso no diagrama de força do sistema experimental, e o diagrama de comando estão representados na Figura A.1. Os dois diagramas estão acomodados no mesmo quadro metálico com pintura em epoxi, incluso na Figura 6.1. Inserido no diagrama de comando está o circuito eletrônico Anjo da Guarda, que aciona os relés *Ra* e *Rb*.

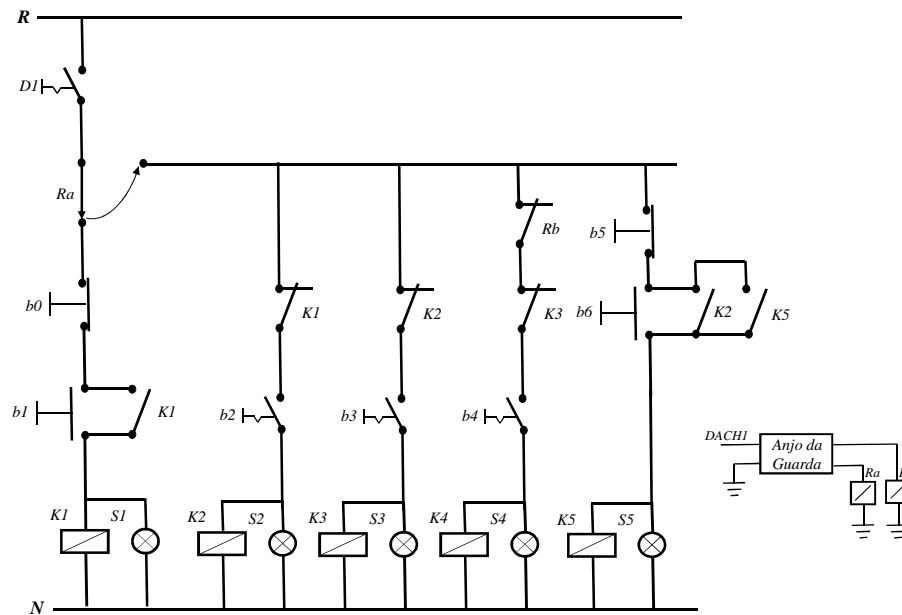
Tabela A.1: Legenda.

Símbolo	Descrição
R, S, T	Fases do sistema trifásico.
D0	Disjuntor tripolar termomagnético 32A
K1, K2, K3, K4e K5	Contatos de força dos contactores de mesmo nome.
R1	Banco de resistores, 3x750W/220V
R2	resistor de descarga do elo CC, 2500W/220V.
C	Banco de capacitor 2 x 1300 μ F , 350V

Figura A.1: Diagramas do circuito de proteção e e auxílio ao sincronismo.



(a) Diagrama de força.



(b) Diagrama de comando.

Fonte: Próprio autor.

APÊNDICE B – SUBSISTEMA ANJO DA GUARDA

B.1 Introdução

A estratégia de controle, proposta neste trabalho, protege a máquina e os conversores de energia durante afundamentos de tensão. Porém, a mesma depende do funcionamento correto das várias placas e componentes existentes no sistemas, como as placas de aquisição de tensões e correntes. Caso haja falha em alguma dessas placas ou componentes, a estratégia de controle pode não atuar corretamente, e as sobrecorrentes, inerentes à afundamentos de tensão, poderão não serem amortecidas. Outro fato que se deve levar em consideração, como já dito em A, é a etapa de sintonia dos PIs.

Buscando eliminar essa lacuna na proteção da máquina, um subsistema, chamado de **Anjo da Guarda**, foi projetado e incluído no sistema de conexão do *DFIG* com a rede elétrica, o qual é composto por:

- a) Algoritmo Anjo da Guarda;
- b) Circuito eletrônico Anjo da Guarda.

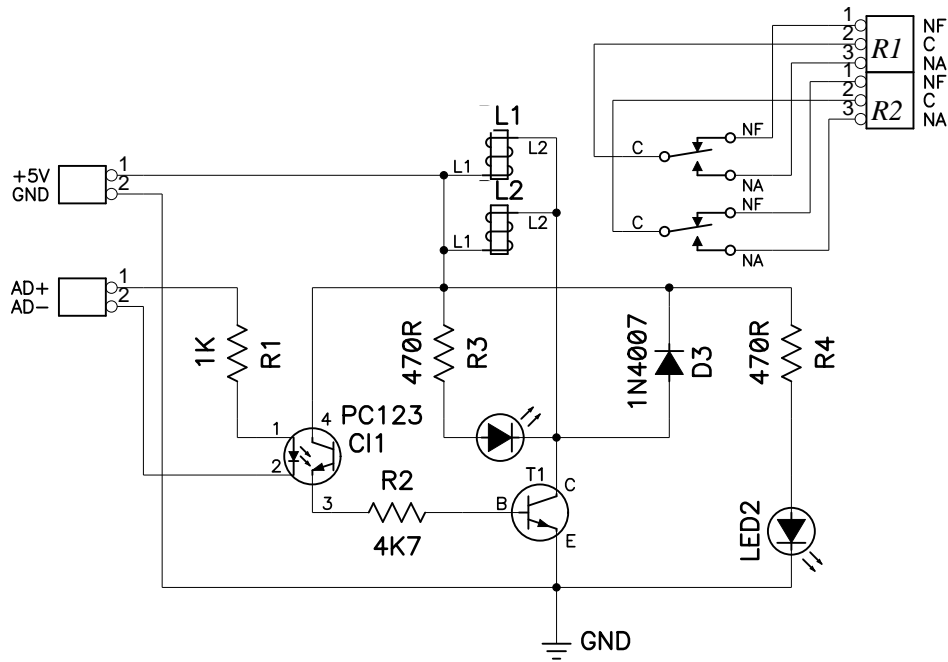
B.2 Descrição do Subsistema Anjo da Guarda

O Subsistema Anjo da Guarda monitora, individualmente, a corrente em cada fase do estator. Caso uma dessas correntes aumente acima de um valor especificado, ele atua no sentido de:

- a) Desligar o contactor de sincronismo e inserir banco de resistores $R1$;
- b) Conectar o circuito Crowbar com os terminais do rotor e desconexão do *RSC*;
- c) Acionar o circuito de descarga do elo CC;
- d) Desligar o contactor de alimentação do retificador.

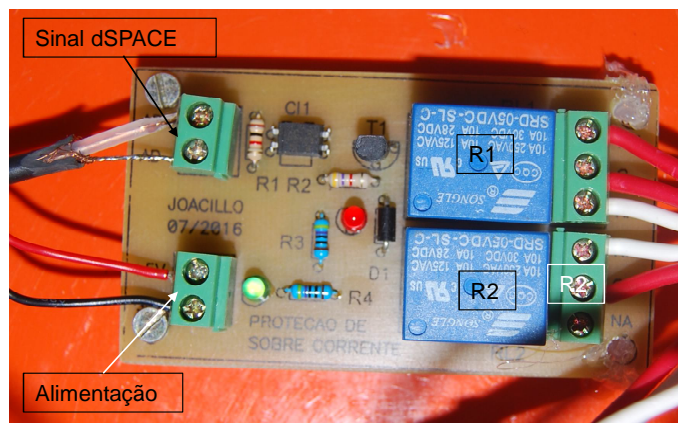
O circuito eletrônico opera em conjunto com o algoritmo. Após detecção de sobrecorrentes no estator, o algoritmo aciona a saída analógica DACH1 do dSPACE 1103, a qual disponibiliza um sinal de 5V para o circuito eletrônico. Através deste sinal, aciona-se os relés $R1$ e $R2$. O esquema do circuito Anjo da Guarda e a instalação do mesmo estão esboçados respectivamente nas Figuras B.1 e B.2.

Figura B.1: Circuito Anjo da Guarda.



Fonte: Próprio autor.

Figura B.2: Placa do circuito Anjo da Guarda.



Fonte: Próprio autor.

O algoritmo é semelhante ao proposto em [105] para detecção de afundamentos de tensão, porém modificado para detectar acréscimo no valor agregado da corrente, ao invés de decréscimo.

APÊNDICE C – SCRIPT DE INICIALIZAÇÃO NO MATLAB/SIMULINK

C.1 Introdução

Os parâmetros necessários, para configura o componentes do Simulink, podem ser introduzidos individualmente em cada elemento, porém o uso de um *script* facilita futura alterações, caso necessárias. No presente trabalho, optamos pelo uso do *script*, em ambas as propostas, os quais estão descrito nas seções C.2 e C.3. Durante o processo de compilação e gravação, o Simulink é carregado no dSPACE 1103, possibilitando a realização dos experimentos.

C.2 Script de Inicialização para Primeira Proposta

No experimento, relativo ao algoritmo de detecção de afundamentos de tensão, muitas funções ficaram inseridas diretas no Simulink, no entanto, algumas foram implementado em um *script* que possibilitava:

- a) Escolher o tipo de afundamento de tensão;
- b) Incluir harmônicas no afundamento;
- c) Configurar a Taxa de amostragem adotada ($T_d = 10^{-5}s$);
- d) Frequência das tensões geradas no emulador;
- e) Outros.

```

%*****SCRIPT ADAMF*****
%***** Parâmetros da simulação*****
Td = 0.00001;
T90 = 500; % delay para pi/2 de acorco com Td
fs = 50;
Vrms = 127;

```



```

Kvpu = 1/(Vrms * sqrt(2));
SagSet = 0.9;
tsag;n = 6.0;
tsagout = 6.4;
k5 = 0.10;
k7 = 0.05;
k11 = 0.03;
ON = 1;
OFF = 0;
harm = ON;
FLLON = OFF;
dip = 0.4;
%*****Intergrator*****
Ka = 23;
Kb = 16;
Kc = 5;
%*****FLL*****
Gfll = 5000;
wref = 2 * pi * fs;
%*****SOGI*****
Gsogi = 1.41;
%*****Sag type*****
saga = ON;
sagb = OFF;
sagc = OFF;
%*****FFT*****
Fd = 1/Td;
N = length(VaalpP);
NFFT = 2n ext pow2(N);
Y = fft(VaalpP,NFFT)/N;
f = Fd/2 * linspace(0,1,NFFT/2 + 1);
bar(f,2 * abs(Y(1 : NFFT/2 + 1)))

```

C.3 Script de Inicialização para Primeira Proposta

Para o experiment relacionado com o a estratégia de controle responsável por ajudar o DFIG a suportar afundamentos de tensão, o *scripts* foi utilizado para:

- a) Configurar os ganhos dos controladores das malhas de correntes e potência ;
- b) Configurar ganhos dos DSOIGs, FLL e integradores;
- c) Taxa de amostragem adotada ($T_d = 10^{-4}s$);
- d) Frequência da rede;
- e) Configurar ganhos das placas de aquisições;
- f) Determinar a frequência de chaveamento do RSC.
- g) Outros.

```

%*****SCRIPT DFIG LVRT*****
clc;
clear all;
Td = 1e - 4;
Tb = 10 * Td;
Tg0 = 42;
fs = 60;
ws = 2 * pi * fs;
Rsource = 0.015;
Lsource = 0;
wPos = ws;
wNeg = -ws;
A0 = 23;
A1 = 16;
A2 = 5;
%*****Intergrator*****
Ka = 23;
Kb = 16;
Kc = 5;
%*****
VrmsFN = 220;
SagSet = 0.95 * Vrms * sqrt(2);
%*****Configuração da proteção por sobrecorrente*****
IRset = 12;
Iset = 12.1;
%*****
ON = 1;

```

```

OFF = 0;
harm = ON;
FLLON = ON;
%*****Potência Sag*****
ksag = 0.2;
Qsag = 500;
Psag = ksag * 6000;
%*****FLL*****
Gfll = 5000;
wref = 2 * pi * fs;
%*****SOGI*****
Gsogi = 1.41;
%*****
Tch = Inf;
%*****Ganho palcas de aquisições*****
GainV = 10 * (39 + 3.3 + 47 + 3 + 150 + 2.7 + 5.1 + 0.022) / (0.022 + 5.1);
GainI = 10 * (1/200) * (1/3) * 1000;
LFILTRO = 2.5e - 3;
% *****Machine parameters*****
Rs = 0.5417;
Rr = 0.7480;
Lls = 0.005; % Stator leakage inductance
Llr = 0.00826;
Lm = 0.11513; % Magnetizing inductance
Ls = Lls + Lm; % Stator proper inductance
Lr = Llr + Lm;
sigma = (1 - Lm2 / Ls * Lr);
Im = 4.6; % Magnetizing current
Wslip = 0.22 * 2 * pi * 60;
Ls = Lls + Lm;
% *****-DSOGI*****
KsOGI = sqrt(2); % SOGI gain
%*****Electrical parameters*****
VACREF = 380; VACNOM = 380; VDC = 350;
Rgrd = 1.4;
Lgrd = 2/1000;
Cfilter = 4.68 * 3/1000000;
Rconv = 0.1;
Lconv = 1.8/1000;

```

