

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ARTHUR EDUARDO ALVES AMORIM

**CONVERSOR MULTINÍVEL HÍBRIDO PARA
SUPORTABILIDADE A FALTAS EM
AEROGERAADORES DFIG**

VITÓRIA
2020

ARTHUR EDUARDO ALVES AMORIM

**CONVERSOR MULTINÍVEL HÍBRIDO PARA SUPTABILIDADE A
FALTAS EM AEROGERADORES DFIG**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof. Dr. Domingos S. L. Simonetti

VITÓRIA
2020

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

Amorim, Arthur Eduardo Alves, 1992-
Conversor Multinível Híbrido para Suportabilidade a Faltas
em Aerogeradores DFIG / Arthur Eduardo Alves Amorim. –
2020.

Orientador: Domingos Sávio Lyrio Simonetti.

ARTHUR EDUARDO ALVES AMORIM

CONVERSOR MULTINÍVEL HÍBRIDO PARA SUPORTABILIDADE A FALTAS EM AEROGERADORES DFIG

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 de Março de 2020.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. Dr. Victor Flores Mendes
Universidade Federal de Minas Gerais
Examinador

Prof. Dr. Flávio Duarte Couto Oliveira
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Prof^a. Dr^a. Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

*“Para que todos vejam, e saibam, e considerem,
e juntamente entendam que a mão do Senhor fez isto”*

(Isaías 41:20)

A minha esposa, Luiza.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela fidelidade, provisão, graça e misericórdia.

Aos meus pais, por me mostrarem o caminho para o crescimento pessoal e profissional.

A minha esposa, por todo incentivo e suporte durante a realização desse trabalho e na vida.

Ao meu irmão, às minhas avós, e aos demais familiares pelo apoio e incentivo.

Aos colegas do LEPAC: Flávio, Daniel, Odair, Weder, Dayane, Netalianne, Thiago Sales, Patrick, Sabrina, Ana Luiza e Thiago Amorim, e aos professores José Luiz, Lucas, Tiara e Jussara pelas conversas, opiniões e conhecimentos compartilhados em meio a um ambiente agradável de trabalhar.

Aos colegas do IFES – Campus São Mateus, pela acolhida e contribuição na conclusão desse trabalho.

Ao meu orientador, professor Domingos, pelo conhecimento que me agregou, pela disponibilidade durante esse período e acima de tudo pelo exemplo que demonstrou.

A CAPES, pelo apoio financeiro concedido.

RESUMO

Sistemas de conversão de energia eólica que utilizam o DFIG como gerador tem tido uma participação significativa na matriz de energia elétrica de muitos países, acompanhando o aumento da produção de energia eólica. Com a maior relevância desses geradores para o sistema elétrico, os códigos de rede têm sido atualizados restringindo cada vez mais os requisitos de conexão, uma vez que a estabilidade de toda a rede elétrica pode ser comprometida devido a falhas nesses equipamentos. Para o DFIG as requisições dos procedimentos de rede para suportabilidade às faltas são críticas, haja vista que esse gerador é extremamente susceptível a distúrbios na tensão da rede. Afundamentos de tensão no ponto de conexão do gerador tem potencial para gerar tensões e correntes destrutivas no circuito de rotor. A adequação de aerogeradores baseados em DFIG aos requisitos dos códigos de rede, sem comprometer a operação segura de seus componentes vem sendo tema de diversas pesquisas na atualidade. Uma proposta para a solução desse problema é explorada neste trabalho.

A proposta apresentada aqui utiliza uma topologia diferente de conversor eletrônico empregando um conversor multinível híbrido. Ao longo do texto a justificativa para a utilização dessa topologia, bem como o projeto e a estratégia de controle deste sistema são detalhados. Resultados obtidos por meio de simulação computacional no PSCAD para um gerador de 2MW são utilizados para demonstrar a efetividade da solução proposta. Esses resultados apresentam as principais variáveis de interesse no DFIG durante afundamentos equilibrados e desequilibrados, e ainda sua capacidade de injetar potência reativa e auxiliar na recuperação da tensão da rede. Além disso, a contribuição da estratégia proposta com a estabilidade transiente do sistema elétrico ao qual o DFIG está conectado é verificada. Comprova-se que, para diferentes cenários, a geração de potência permanece controlada enquanto as correntes no rotor são mantidas em níveis seguros para o conversor.

ABSTRACT

Wind energy conversion systems based on DFIG has significant role in electrical matrix in different countries, following the wind energy production growth. With the major relevance of this kind of generator for the electric utility, grid codes have been updated, restricting more and more the requirements for connection. The whole electrical grid stability could be jeopardized due to a failure in these equipment. The compliance of DFIG-based wind turbines to grid codes ride-through requirements is critical, once this generator is extremely susceptible to grid voltage disturbances. Voltage dips in the turbine point of connection has potential to produce hazardous voltages and currents in rotor circuit. The suitability of DFIG to these new grid codes without compromise its components safe operation have been theme of many researches recently. A proposal to solve this problem is explored in this work.

The proposal presented here uses an alternative converter topology employing a hybrid multilevel converter. Through the text the reasons for the employment of this topology, as well as system design and control strategy are detailed. Results obtained through computational simulation on PSCAD for a 2MW generator are used to demonstrate the effectiveness of the proposed solution. These results show the most important variables of DFIG during balanced and unbalanced voltage dips, as well as DFIG's capability to inject reactive power and to support grid voltage restoration. Besides this, the contribution of this strategy to the power system transient stability is verified. It is proved that, for different scenarios, power generation remains controlled while the currents in the rotor are kept at levels safe for the converter.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1- Capacidade Instalada de Geração Eólica no Mundo 2001-2018	16
Figura 1.2 - Turbina Eólica com DFIG	17
Figura 1.3 - Modos de Operação do DFIG	19
Figura 2.1 Exigências dos Códigos de Rede para Produção ou Consumo de Potência Reativa	28
Figura 2.2 - Curva de Suportabilidade a Afundamentos de Tensão	30
Figura 2.3 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Alemanha	31
Figura 2.4 - Reativos durante Afundamentos de Tensão no Código de Rede da Alemanha	31
Figura 2.5 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Espanha	32
Figura 2.6 - Reativos durante Afundamentos de Tensão no Código de Rede da Espanha	33
Figura 2.7 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Dinamarca	33
Figura 2.8 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede do Brasil	34
Figura 2.9 – Requisitos para Injeção de Corrente Reativa do Código de Rede do Brasil	35
Figura 2.10 – DFIG equipado com <i>crowbar</i>	37
Figura 2.11 - Topologias de <i>crowbar</i>	38
Figura 2.12- Circuito <i>chopper</i>	41
Figura 3.1 - Fluxo de Estator em Afundamento de Tensão	57
Figura 3.2 - Tensão Induzida no Rotor em Aberto Durante Afundamento	59
Figura 3.3 - Diagrama Fasorial de Afundamento sem Produção de Fluxo Natural ...	62
Figura 3.4 – Fluxo da Máquina durante Afundamento de Tensão Desequilibrado sem Componente Natural	62
Figura 3.5 - Diagrama Fasorial de Afundamento com Produção de Fluxo Natural Máximo	63
Figura 3.6 - Fluxo da Máquina durante Afundamento Desequilibrado com Componente Natural	63
Figura 3.7– Sistema de controle do conversor eletrônico	66
Figura 3.8 - Estrutura do DSOGI-FLL	70
Figura 3.9 - Estrutura do Detector de Frequência	71
Figura 3.10 - Filtro LCL entre GSC e a Rede	72

Figura 3.11 - Malha de Controle do GSC	74
Figura 3.12 - Correntes no Elo-CC do Conversor Back-to-back.....	76
Figura 3.13 - Malha de Controle do RSC	78
Figura 3.14 - Malha Externa de Controle do RSC	80
Figura 3.15 - Extração da Componente Natural do Fluxo	82
Figura 3.16 - Malha de Controle da Corrente de Magnetização.....	83
Figura 3.17 - Estratégia de Controle <i>Dual-Control</i> para o RSC.....	84
Figura 3.18 – Estrutura do Conversor Multinível Híbrido (HMC)	85
Figura 3.19 – Estrutura de um Braço do (HMC)	86
Figura 3.20 - Estados de chaveamento do HMC.....	87
Figura 3.21 - Funcionamento do Conversor Híbrido	89
Figura 4.1 – Tensão no PCC durante afundamento de profundidade 80%	96
Figura 4.2 – Variáveis do DFIG sem dispositivo de proteção.....	97
Figura 4.3 – Variáveis do DFIG com HMC com capacitor robusto	99
Figura 4.4 – Variáveis do DFIG com HMC com controle lógico	101
Figura 4.5 – Variáveis do DFIG com HMC durante falta fase-fase.....	104
Figura 4.6 – Sistema SMIB.....	106
Figura 4.7 – Correntes de Rotor em sistema SMIB.....	107
Figura 4.8 – Potência ativa e reativa em sistema SMIB.	109
Figura 4.9 – Comparação do desempenho das estratégias em sistema.....	110
Figura 4.10 – Sistemas 3 barras	112
Figura 4.11 – Gerador Síncrono durante uma falta de 515 ms em um sistema 3 barras	114
Figura 4.12 – Potência no DFIG para falta no sistema de 3 barras.....	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Exigências dos Códigos de Rede para Controle de Frequência	26
Tabela 2.2 - Exigências dos Códigos de Rede Europeus para Variação da Potência Ativa	27
Tabela 2.3 - Testes para Afundamentos de Tensão em Geradores Eólicos	36
Tabela 3.1 - Modos de Operação do DFIG	51
Tabela 3.2 – Relação entre o tipo de falta e as componentes de tensão	64
Tabela 3.3 - Dados do Gerador Utilizado	66
Tabela 3.4 - Parâmetros do Conversor BTB	69
Tabela 3.5 - Parâmetros do Filtro LCL	73
Tabela 3.6 - Ganhos dos Controladores do GSC.....	77
Tabela 3.7 - Ganhos dos Controladores do RSC	81
Tabela 3.8 – Saída do HMC de acordo com os estados de chaveamento.....	87
Tabela 3.9 - Parâmetros do Módulo FB	92
Tabela 3.10 – Controle lógico da tensão do módulo FB.....	93
Tabela 4.1- Parâmetros do Sistema SMIB	107
Tabela 4.2 - Parâmetros do Sistema 3 barras.....	112
Tabela 4.3 - Valores de tempo crítico para as estratégias simuladas	113

SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	9
Lista de tabelas	11
1. Introdução.....	15
1.1. Panorama da Geração Eólica.....	15
1.2. Aerogeradores baseados em DFIG.....	16
1.3. O Problema Estudado.....	19
1.4. Motivação e Objetivos	21
1.5. Contribuições do Trabalho.....	22
1.6. Organização do Trabalho	23
2. Revisão Bibliográfica.....	24
2.1. Códigos de Rede.....	24
2.1.1. Controle de Frequência	25
2.1.2. Controle de Potência Ativa e Reativa	27
2.1.3. Suportabilidade a Afundamentos de Tensão.....	29
2.1.4. IEC 61400-21	35
2.1.5. Comentários	36
2.2. Estado da Arte.....	37
2.2.1. <i>Crowbar</i>	37
2.2.2. Circuito <i>Chopper</i>	40
2.2.3. Controle do Ângulo de Passo.....	41
2.2.4. Estratégias de Controle	42
2.2.5. Dispositivos de Proteção.....	43
2.2.5.1. Restaurador Dinâmico de Tensão.....	44
2.2.5.2. Resistor Dinâmico em Série	44
2.2.5.3. Limitador de Corrente Supercondutor	45
2.2.6. Contribuição com a Estabilidade Transiente	46

3. Modelagem e controle do DFIG	49
3.1. Modelo Estacionário	50
3.2. Modelo Dinâmico.....	52
3.3. Modelo para Transitórios	53
3.3.1. Afundamentos de Tensão Equilibrados	55
3.3.2. Afundamentos de Tensão Desequilibrados	59
3.4. Controle do Conversor <i>Back-to-Back</i>	65
3.4.1. Projeto do Conversor Back-to-Back.....	67
3.4.2. PLL	69
3.4.3. Filtro LCL	71
3.4.4. Controle do GSC	73
3.4.5. Controle do RSC	78
3.4.5.1. Controle de Corrente de Magnetização	81
3.4.5.2. Controle de Sequência Negativa do RSC	83
3.5. Projeto do Módulo FB do Conversor Híbrido	85
3.5.1. Operação do HMC.....	86
3.5.2. Dimensionamento do HMC	90
3.5.3. Controle da tensão dos módulos FB.....	92
3.6. Comentários	94
4. Resultados e Discussão	95
4.1. Afundamentos Equilibrados de Tensão no PCC	95
4.1.1. Sem dispositivo de proteção	96
4.1.2. HMC com capacitor robusto	98
4.1.3. HMC com controle lógico de chaveamento.....	101
4.2. Afundamentos Desequilibrados de Tensão no PCC.....	103
4.3. Faltas na Linha de Transmissão	106
4.3.1. Sistema SMIB	106

4.3.2. Sistema 3 barras	112
5. Considerações Finais	117
Referências	120

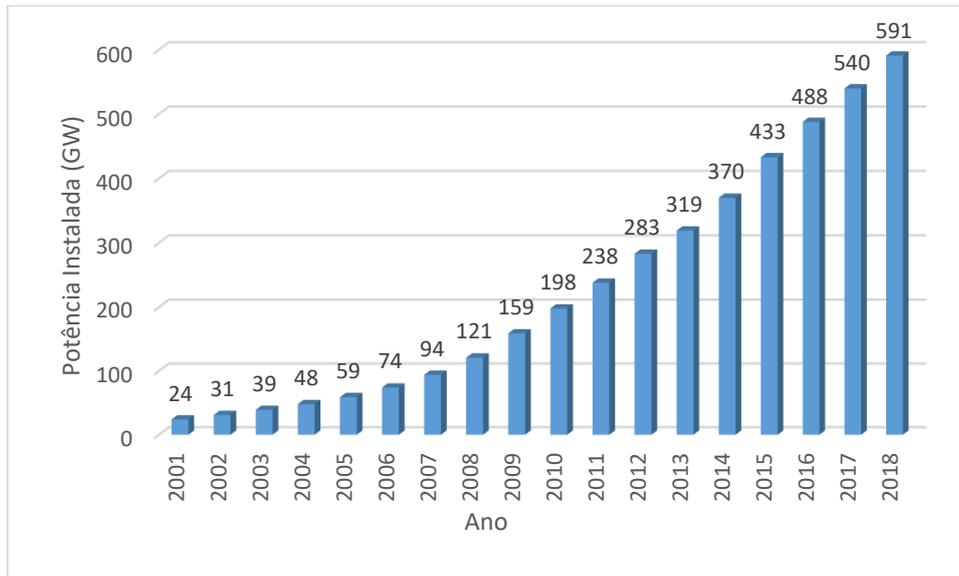
1. INTRODUÇÃO

1.1. Panorama da Geração Eólica

A demanda mundial por energia tem crescido progressivamente ao longo dos anos. Isso se dá porque o desenvolvimento econômico tem como um dos insumos básicos a disponibilidade de energia. Isto é, para fazer crescer a economia necessita-se aumentar na mesma proporção a produção de energia. Ao mesmo tempo, começou-se a observar os efeitos ambientais nocivos causados pelo uso descontrolado dos recursos do planeta e uma consciência ambiental tem sido criada na sociedade. Essa conscientização tem levado a uma preocupação global com o desenvolvimento de uma matriz energética mais limpa, de modo a produzir energia sem causar danos ao meio ambiente. Em meio à busca pela ampliação da produção de energia e simultânea redução da utilização de fontes poluidoras, os sistemas de geração eólicos tem ganhado espaço cada vez mais significativo.

Segundo dados do GWEC - *Global Wind Energy Council* (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018) pode-se observar a ampliação nos últimos 17 anos da potência instalada de aerogeradores em todo o mundo (Figura 1.1). Com um crescimento consistente ao longo dos anos, apenas em 2018 foram 46,8 GW de potência instalada em terra (*onshore*) e 4,5 GW instalados no mar (*offshore*). A previsão para esse mercado é de um crescimento médio de 55 GW por ano, alcançando mais 300 GW até 2023.

Figura 1.1- Capacidade Instalada de Geração Eólica no Mundo 2001-2018



Fonte: (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018)

Esse crescimento em todo o planeta se deve a diferentes motivos, dentre os quais podemos citar:

- Há geradores eólicos em uma ampla gama de dimensões, o que permite acomodar diferentes aplicações. Atualmente há aerogeradores de pequeno porte instalados em residências, e fazendas eólicas com potência da ordem de Gigawatts;
- Os produtores estão menos suscetíveis a oscilações no mercado econômico, haja vista que não há custos com combustíveis;
- Trata-se de uma energia limpa e renovável. O impacto ambiental dessa fonte é mínimo comparado a outras tecnologias, já que não emite gases poluentes e não consome água;
- Diversos países apresentam incentivos fiscais para a produção de energia a partir de fontes renováveis.

1.2. Aerogeradores baseados em DFIG

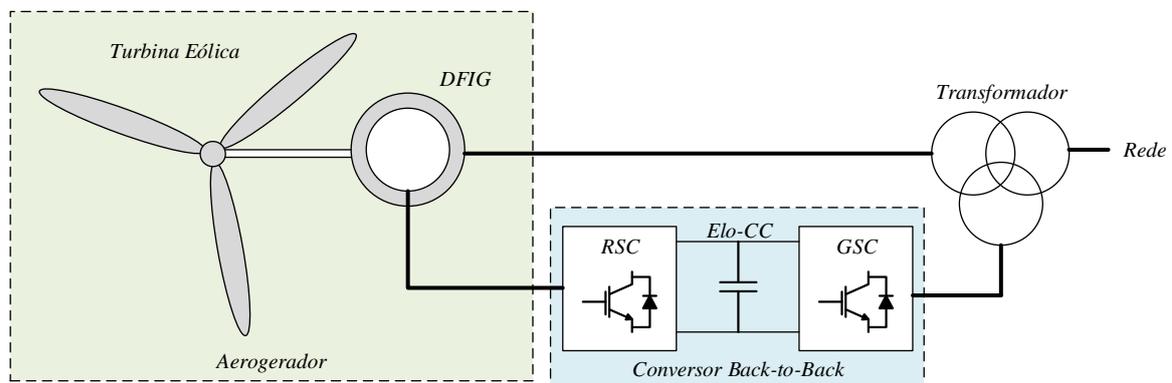
Acompanhando o aumento da capacidade instalada de geração eólica de energia, os sistemas de conversão de energia eólica têm experimentado um desenvolvimento expressivo nos últimos anos. Novas tecnologias de turbinas, máquinas, conversores

eletrônicos e dispositivos de proteção têm sido desenvolvidos e aprimorados progressivamente.

Historicamente, as tecnologias de conversão de energia eólica passaram por diversas transformações. Há um grande número de maneiras de extrair a energia do vento e transformá-la em energia elétrica: utilizando forças de sustentação ou arrasto; com turbinas de eixo vertical ou horizontal; diferentes números de pás; utilizando velocidade fixa ou variável; ou com o uso de diversos tipos de geradores elétricos (ACKERMANN et al., 2013).

Dentre os geradores elétricos, o gerador de indução de rotor bobinado, também chamado de gerador de indução duplamente excitado, DFIG (da sigla em inglês para *Doubly Fed Induction Generator*) é uma das tecnologias mais utilizadas. Os sistemas de conversão que utilizam o DFIG como gerador utilizam-se de turbinas de eixo horizontal, em geral de três pás, para a conversão da energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. Esse sistema também permite o funcionamento com turbinas de velocidade variável, e tem como principal vantagem a utilização de um conversor parcial, em que somente uma fração da energia total extraída do vento passa pelo conversor. A estrutura do sistema de conversão com DFIG é constituída por uma caixa de transmissão, para o acoplamento dos eixos e o conversor conectado aos enrolamentos do rotor, conforme Figura 1.2.

Figura 1.2 - Turbina Eólica com DFIG



Fonte: Produção do próprio autor

O conversor se faz necessário, pois a frequência das tensões produzidas no rotor é variável e diferente da frequência das tensões da rede elétrica. Além disso, esse

conversor deve ser bidirecional, pois o fluxo de potência no rotor DFIG pode ser em ambos os sentidos.

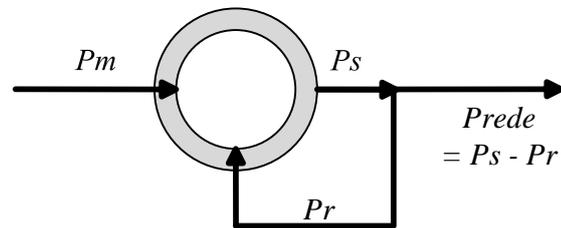
A proposição de um sistema de geração eólico baseado em DFIG tal como se tem hoje foi feita inicialmente por Pena; Clare; Asher (1996). Em sua proposta, uma turbina de velocidade variável é conectada a um gerador de indução duplamente excitado. O gerador, por sua vez, tem o estator diretamente conectado à rede elétrica e o rotor conectado a um conversor de potência bidirecional. Esse conversor, também conhecido como *back-to-back* (BTB), é composto por dois conversores fonte de tensão comandados por PWM – conversor do lado da rede (GSC, da sigla em inglês para *Grid Side Converter*) e conversor do lado do rotor (RSC, da sigla em inglês para *Rotor Side Converter*); conectados entre si por um elo-CC. Por meio desses conversores o rotor da máquina fica desacoplado da rede elétrica e, como está conectado apenas ao rotor, o BTB pode ser dimensionado para uma fração da potência total produzida pela turbina, proporcional ao escorregamento.

O controle de torque, potência ativa e reativa do gerador é realizado por meio do ajuste da amplitude, fase e frequência das tensões e correntes inseridas no rotor – como será exposto em mais detalhes ao longo do texto. Com o ajuste da velocidade síncrona do gerador para o centro da faixa de operação de velocidade de vento da turbina, o DFIG irá operar em velocidades sub e super-síncrona, como mostrado na Figura 1.3, geralmente, com escorregamentos entre $\pm 30\%$, e com torque positivo e negativo. Essa característica demanda a alimentação do rotor por meio de um conversor que possa operar nos quatro quadrantes, por isso se tem a necessidade dos conversores controlados e com capacidade bidirecional.

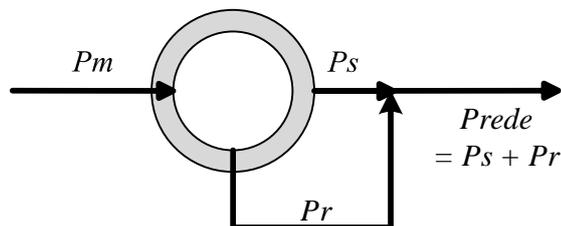
O modo sub-síncrono de operação (Figura 1.3a) é quando a máquina opera em velocidade inferior à velocidade síncrona, e o funcionamento como gerador depende da injeção de potência ativa no circuito do rotor. Dessa forma, a potência fornecida à rede elétrica é igual à potência fornecida pelo estator (P_S) menos a potência consumida pelo rotor (P_R). Quando no modo super-síncrono (Figura 1.3b), a máquina opera em velocidade superior à velocidade síncrona, o que permite que o circuito de rotor forneça potência. Nesse caso, a potência fornecida à rede é igual à potência fornecida pelo estator (P_S) mais a potência fornecida pelo rotor (P_R), transmitida à rede por meio do conversor.

Figura 1.3 - Modos de Operação do DFIG

(a) Sub-síncrono



(b) Super-síncrono



Fonte: Produção do próprio autor

A frequência de operação do rotor é igual à diferença entre a frequência da rede e a frequência elétrica do rotor (frequência de escorregamento). Com isso, as tensões a serem produzidas pelo RSC terão frequência variável conforme as condições de vento. Por meio do RSC são injetadas no rotor correntes que determinarão a potência reativa produzida no estator e o torque desenvolvido pelo gerador, cujo produto pela velocidade angular determina a potência ativa produzida.

No GSC a operação se dá em frequência fixa, igual à da rede elétrica. Por meio desse conversor é controlado o fluxo de potência reativa entre o rotor e a rede e também o fluxo de potência ativa, de maneira indireta, controlando-se a tensão no elo-CC entre os conversores.

1.3. O Problema Estudado

Como exposto, a energia eólica tem se tornado cada vez mais importante na matriz energética dos países e, conseqüentemente, o DFIG tem estado mais presente nos sistemas elétricos de todo o mundo. Além disso, com as evoluções tecnológicas

recentes, os geradores eólicos têm potências cada vez maiores, aumentando assim, seu impacto na rede à qual estão conectados.

A principal vantagem do DFIG, que é o conversor parcial, também é o seu ponto de susceptibilidade. Com a utilização de conversor apenas no rotor do gerador, o estator está diretamente conectado à rede elétrica e, portanto, vulnerável aos efeitos de seus transitórios. Qualquer variação abrupta na tensão imposta ao estator produz transitórios no fluxo concatenado da máquina que irão induzir tensões e correntes no circuito de rotor. Essas correntes não são críticas para a máquina em si, uma vez que os enrolamentos são projetados para suportar altas correntes durante a partida, porém podem ser danosas ao conversor eletrônico de potência conectado a ela.

Diante disso, as pesquisas recentes envolvendo DFIG tem se preocupado cada vez mais com os efeitos do DFIG no sistema elétrico e com os efeitos dos distúrbios da rede elétrica no DFIG. No passado, os aerogeradores eram isolados do sistema quando ocorriam faltas. Porém, com o aumento da penetração de geradores eólicos no sistema elétrico os procedimentos operacionais (códigos de rede) passaram a considerar que esses devem contribuir para a manutenção da estabilidade do sistema, tanto na frequência quanto na tensão, tal como as demais fontes, ditas tradicionais.

Os códigos de rede requerem que os geradores suportem: variações de tensão e frequência, dentro de determinados limites; regulação de potência ativa; controle de fator de potência; e suportabilidade a faltas. Dentre esses, o ponto mais crítico para aerogeradores baseados em DFIG são as faltas, especialmente os afundamentos de tensão. Os códigos de rede exigem que o gerador permaneça conectado durante determinado período de tempo quando a tensão da rede cai. Esse intervalo de tempo e o módulo da tensão remanescente variam entre os códigos de diversos países.

Quando ocorrem variações abruptas na tensão do estator, como é o caso nos afundamentos de tensão, há um desbalanceamento entre o fluxo anterior operando na máquina e a nova tensão imposta nos terminais do rotor. Dessa forma, o gerador rapidamente perde sua magnetização interna, altas correntes de desmagnetização surgem no estator e no rotor da máquina, e com isso, a força eletromotriz induzida no rotor cresce.

Correntes elevadas no circuito de rotor são críticas, uma vez que podem alcançar valores muito superiores às correntes nominais suportadas pelas chaves do conversor back-to-back. Contudo, para não comprometer a estabilidade do sistema, o DFIG não pode simplesmente ser desconectado, como faria uma proteção convencional de circuitos, em casos como esse.

1.4. Motivação e Objetivos

Existe a necessidade de um sistema de proteção que ao mesmo tempo garanta a segurança do conversor eletrônico e que permita que o DFIG permaneça conectado à rede elétrica, para atender aos requisitos dos códigos de rede. Devido à relevância desse tema, um grande número de soluções tem sido discutido para atender a esses requisitos. Algumas dessas soluções já estão muito bem estabelecidas e são implementadas em aerogeradores comerciais, muitas outras, todavia, têm sido apresentadas recentemente e necessitam de maior verificação para comprovar sua eficácia.

De maneira geral, os mecanismos para auxiliar na suportabilidade às faltas no DFIG buscam os seguintes objetivos:

- Produzir uma saída de potência adequada durante as faltas;
- Minimizar a queda de tensão nos terminais do gerador;
- Desviar ou anular as sobrecorrentes no rotor.

Onde o primeiro requisito sempre deve ser atendido e as estratégias variam quanto a realização do segundo ou do terceiro.

Em uma análise abrangente da questão da suportabilidade a afundamentos de tensão percebe-se que no cerne está o controle das correntes do rotor, ou seja, por meio de sua limitação e controle pode-se atender aos requisitos dos códigos de rede e proteger os equipamentos do sistema de conversão de energia eólica baseado em DFIG. Nota-se ainda que o empecilho para que esse controle seja efetuado de maneira simples e direta está na limitação da capacidade do conversor de produzir tensões tais que se contraponham às altas tensões induzidas no rotor durante as faltas. Portanto, pode-se concluir que uma das possíveis maneiras de aumentar a suportabilidade às faltas

no DFIG é com a utilização de um conversor eletrônico com maior capacidade de tensão, o que implicaria em um elo-CC de tensão mais elevada.

Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo apresentar uma proposta de dispositivo para suportabilidade a afundamentos de tensão em aerogeradores baseados em DFIG. Mais especificamente, este trabalho propõe a utilização de uma topologia diferente de conversor *back-to-back*, utilizando um conversor multinível híbrido – HMC (*Hybrid Multilevel Converter*). Esse conversor é composto do conversor trifásico tradicional largamente empregado no GSC e de um RSC modificado com a inserção em série de módulos ponte-completa a cada fase desse conversor.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- modelagem do DFIG durante afundamentos de tensão evidenciando a tensão induzida no rotor;
- projeto do conversor multinível híbrido proposto;
- desenvolvimento de estratégia de controle para as tensões dos capacitores;
- avaliação do desempenho do DFIG durante afundamentos equilibrados e desequilibrados, com o conversor proposto e com a solução clássica;
- análise da contribuição da solução proposta com a estabilidade transiente de sistemas elétricos.

1.5. Contribuições do Trabalho

Como principal contribuição deste trabalho tem-se a proposição de uma nova topologia de conversor *back-to-back* para o DFIG com capacidade de aprimorar sua suportabilidade a afundamentos de tensão. Mais especificamente este trabalho apresenta uma metodologia de projeto e controle do chaveamento do conversor proposto, permitindo atuação efetiva durante os transitórios e um controle adequado das tensões nos capacitores. Verifica-se o desempenho do DFIG com esse conversor durante afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados em comparação com a solução clássica e sua contribuição para a estabilidade transiente do sistema elétrico, por meio de simulação computacional.

1.6. Organização do Trabalho

Para apresentação da proposta concebida e os resultados demonstrando seu desempenho, o trabalho foi organizado da seguinte maneira:

O Capítulo 1 apresentou um breve panorama da geração eólica de energia, discutiu superficialmente o funcionamento de aerogeradores baseados em DFIG e mostrou o problema estudado nesse trabalho. Por fim, apresentou a contribuição deste trabalho, seus objetivos e motivação.

Os requisitos dos códigos de rede concernentes à conexão de aerogeradores e suportabilidade às faltas e uma breve revisão bibliográfica das soluções apresentadas na literatura para afundamentos de tensão são explicitados no Capítulo 2.

O Capítulo 3 apresenta uma rápida e abrangente modelagem matemática do comportamento do DFIG, durante operação normal e durante situações de anormalidades na tensão da rede. Por meio dessa descrição fica evidente o porquê afundamentos de tensão são um problema para aerogeradores baseados em DFIG. Além disso, são apresentados os sistemas de controle e os parâmetros utilizados para simulação do DFIG. Esse capítulo contém ainda o projeto e a operação do conversor híbrido proposto.

O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados de simulação de diversos cenários, isto é: afundamentos trifásicos equilibrados e afundamentos desequilibrados diretamente no ponto de conexão; e faltas na linha de transmissão em sistemas com 2 e 3 barras.

Finalmente, o Capítulo 5 compila as conclusões obtidas com esses resultados e apresenta as publicações realizadas durante o desenvolvimento deste trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diante do problema exposto, diversas soluções para aumento da suportabilidade às faltas do DFIG têm sido propostas e algumas já são utilizadas por fabricantes de aerogeradores. As pesquisas nessa área continuam porque os códigos de rede estão cada vez mais exigentes e o aumento da potência dos aerogeradores e das fazendas eólicas aumentam sua responsabilidade para com a estabilidade do sistema elétrico. Portanto, a revisão bibliográfica apresentada aqui está dividida em duas partes, em um primeiro momento é feita uma análise dos códigos de rede de diferentes países, comparando as exigências que são comuns e as peculiaridades de cada um. Após isso, é feita uma revisão do estado da arte das soluções utilizadas e propostas na literatura para suportabilidade a afundamentos de tensão no DFIG.

2.1. Códigos de Rede

Códigos de Rede são procedimentos que estabelecem requisitos para operação segura e confiável do sistema elétrico, tais como: faixas de tensão e frequência para operação contínua, suportabilidade a afundamentos e elevação de tensão, controle de potência ativa e reativa, e qualidade de energia (flicker, harmônicos e flutuações de tensão). Em alguns casos esses códigos são genéricos, em outros há códigos específicos para fontes renováveis, tais como solar e eólica.

A participação da energia eólica tem crescido progressivamente nos últimos anos em todo mundo, como apresentado no Capítulo 1. A expectativa é que esse crescimento continue nos próximos anos e que essa tecnologia de geração se torne cada vez mais relevante nos sistemas elétricos dos países. A Associação Europeia de Energia Eólica prevê que a geração eólica se torne responsável por 25% da demanda de energia no continente até 2030 (WIND EUROPE, 2019). No Brasil, para cumprir o compromisso na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 21) há um planejamento de aumentar para 33% o uso de fontes renováveis além da hídrica por meio do aumento da produção de energia eólica, solar e biomassa (BRASIL - MME - EPE, 2019).

Para manter a confiabilidade e desempenho da rede elétrica com esse crescimento da participação de geradores eólicos, os órgãos regulamentadores têm atualizado seus códigos de rede com requisitos específicos concernentes a operação de geradores eólicos e fazendas eólicas. Esses novos códigos esperam que fazendas eólicas apoiem a rede elétrica e provejam serviços auxiliares, tal como as fontes tradicionais. Conforme o nível de participação da energia eólica em cada país e a robustez da rede elétrica, o nível dessa contribuição varia.

2.1.1. Controle de Frequência

Para a operação estável do sistema elétrico, o controle de frequência é decisivo. Esse controle assegura a adaptação contínua entre a potência gerada e a potência consumida. O balanço de potência no sistema elétrico se relaciona com a frequência da rede por meio de todos os geradores síncronos conectados a ele – isto é, durante um transitório, um aumento na carga desacelera os geradores síncronos e leva a frequência a diminuir momentaneamente. Nas fontes tradicionais (hídrica e térmica) esse controle é feito de duas maneiras: uma ocorre naturalmente, devido à inércia desses geradores; a outra ocorre por meio de uma reserva de potência dessas fontes de geração (ATTYA; DOMINGUEZ-GARCIA; ANAYA-LARA, 2018).

A substituição progressiva das fontes convencionais por unidades eólicas e solares causará um impacto significativo no comportamento da frequência do sistema. Primeiramente, na maioria dos casos, essas fontes são desacopladas da rede por meio de conversores eletrônicos, portanto não possuem inércia. Segundo, essas fontes despacham sempre a máxima potência disponível, pois em geral não tem reserva de potência. Para manter a estabilidade em frequência da rede elétrica os códigos de rede têm exigido que a geração eólica proveja um serviço auxiliar destinado a esse controle (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2014).

Os códigos de rede apresentam valores diferentes para esse quesito conforme o órgão regulador, como mostrado na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 - Exigências dos Códigos de Rede para Controle de Frequência

Local	Faixa de frequência	Período de Operação
Europa Continental (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que o período para 47,5Hz – 48,5Hz
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	30 min
Nórdicos (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 30 min
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	30 min
Reino Unido (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,0Hz – 47,5Hz	20 s
	47,5Hz – 48,5Hz	30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 90 min
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	90 min
	51,5Hz – 52,0Hz	15 min
Irlanda e Irlanda do Norte (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	90 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 90 min
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	90 min
Bálticos (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	Especificado por cada Operador, porém maior que 30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que o período para 47,5Hz – 48,5Hz
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 30 min
China (ALTIN et al., 2010)	48,0Hz – 49,5Hz	10 min
	49,5Hz – 50,5Hz	Ilimitado
	50,5Hz – 51Hz	2 min
Brasil (ONS, 2019)	56Hz – 58,5Hz	20 s
	58,5Hz – 62,5Hz	Ilimitado
	62,5Hz – 63,0Hz	10s

Fonte: Produção do Próprio Autor

Por meio dessa tabela observa-se que, apesar da atualização recente no código brasileiro, ainda há defasagem em relação a outros códigos que exigem a operação fora da faixa da frequência nominal por vários minutos. Isso ocorre porque, devido à maior penetração de geradores eólicos nesses países, estes devem contribuir mais efetivamente para a estabilidade do sistema. O código mais severo é o do Reino Unido, que devido à estrutura ilhada de seu sistema de transmissão está mais susceptível a oscilações.

2.1.2. Controle de Potência Ativa e Reativa

A capacidade de produção de potência ativa em geradores eólicos é determinada pelas condições de vento instantâneas, por isso os códigos de rede em geral regulam apenas a taxa de variação dessa potência. Essa regulação é importante para evitar a instabilidade da frequência da rede e minimizar os efeitos da variação dinâmica das turbinas – como em rajadas de vento ou energização e desligamento de um aerogerador.

De maneira resumida, as taxas de variação que atendem aos códigos de rede são mostradas na Tabela 2.2 (SOURKOUNIS; TOUROU, 2013).

Tabela 2.2 - Exigências dos Códigos de Rede Europeus para Variação da Potência Ativa

Condição	Variação da Potência Ativa
Faixa de variação de subida	10-100% de P_N / min
Faixa de variação de descida	10-100% de P_N / min
Taxa de variação após falta	>90% de P_N / s

Fonte: (SOURKOUNIS; TOUROU, 2013) – Adaptado

Devido à importância que a regulação dos níveis de tensão tem para o correto funcionamento do sistema elétrico, os novos códigos de rede vêm exigindo que os aerogeradores sejam capazes de consumir e injetar potência reativa em seu ponto de conexão. O efeito dessa inserção irá depender da impedância da rede, da capacidade de curto-circuito e da proximidade do ponto de conexão com outras cargas.

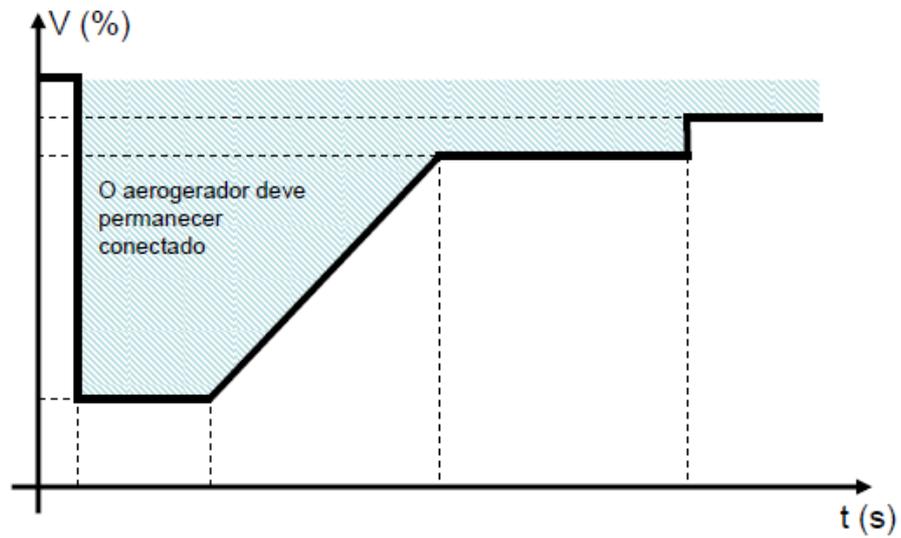
O código de rede brasileiro (ONS, 2019) estabelece um requisito similar aos códigos internacionais, isto é, que os aerogeradores devem ser capazes durante a operação em potência nominal, de desenvolver fator de potência mínimo de 0,95 capacitivo e máximo de 0,95 indutivo. Dessa forma, o sistema de geração eólica pode ter participação efetiva no controle de tensão, quando solicitado.

2.1.3. Suportabilidade a Afundamentos de Tensão

A suportabilidade a afundamentos de tensão é a exigência mais importante nos códigos de rede no que se refere a geradores eólicos. Esse requisito é essencial para a operação estável e confiável das redes elétricas, especialmente em regiões com alta penetração de aerogeradores. No passado, durante distúrbios na rede e afundamentos de tensão, turbinas e fazendas eólicas poderiam ser desconectadas da rede. Contudo, com uma maior quantidade de geração eólica na rede a desconexão simultânea pode causar um afundamento ainda maior na tensão ou até um colapso total em determinada região. Além disso, a perda dessa potência adicional como resultado da desconexão pode causar um desbalanceamento entre a potência gerada e a potência consumida, e conseqüentemente a queda na frequência da rede.

O principal requisito com relação à suportabilidade é que os aerogeradores permaneçam conectados durante as faltas, desde que o módulo da tensão esteja dentro de uma faixa de profundidade e de tempo, conforme a Figura 2.2. O perfil dessa curva varia conforme os códigos de rede.

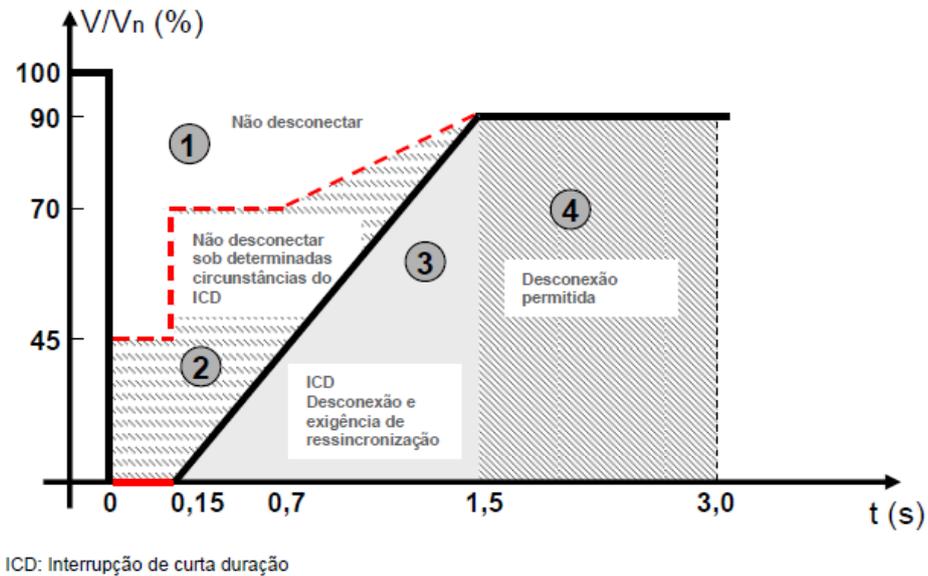
Figura 2.2 - Curva de Suportabilidade a Afundamentos de Tensão



Fonte: Produção do próprio autor

O código de rede da Alemanha exige a seguinte curva de suportabilidade mostrada na Figura 2.3. Nas áreas marcadas como 1 e 2 a turbina deve permanecer conectada à rede elétrica. Na área 2 a turbina pode, caso ocorra alguma sobrecarga, se desconectar momentaneamente, porém deve estar apta a se reconectar em até 2s. A área 3, por causar danos severos aos aerogeradores autoriza a desconexão, porém exige resincronização em até 2s após a extinção da falta. A área 4 permite a interrupção total da geração.

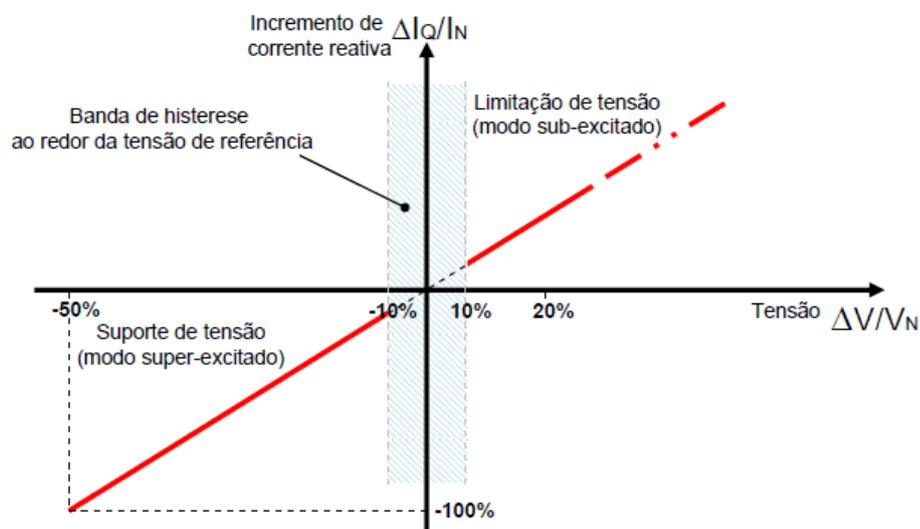
Figura 2.3 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Alemanha



Fonte: (ERLICH; WINTER; DITTRICH, 2006) - Adaptado

Além disso, há exigências quanto à inserção de reativos durante as faltas, como mostra a Figura 2.4. A partir de uma faixa de variação acima de 10% da tensão nominal exige-se a injeção de correntes reativas, conforme a curva. Essa injeção deve ocorrer dentro de 20 ms, após ser detectado o afundamento, com uma constante de proporcionalidade tal que para um afundamento de 50% na tensão seja injetado 100% de corrente reativa.

Figura 2.4 - Reativos durante Afundamentos de Tensão no Código de Rede da Alemanha

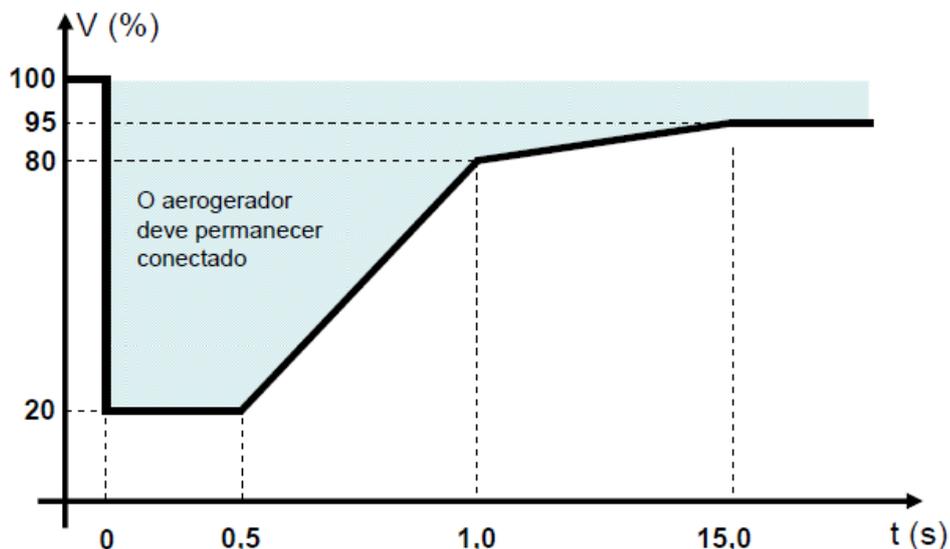


Fonte: (ERLICH; WINTER; DITTRICH, 2006) - Adaptado

O código espanhol (MINISTERIO DE INDUSTRIA DE ESPAÑA, 2006) apresenta uma curva com característica diferente, como visto na Figura 2.5. Essa regulamentação exige que os aerogeradores permaneçam conectados durante afundamento de tensão, sejam eles monofásicos, bifásicos a terra ou trifásicos, dentro da área sombreada.

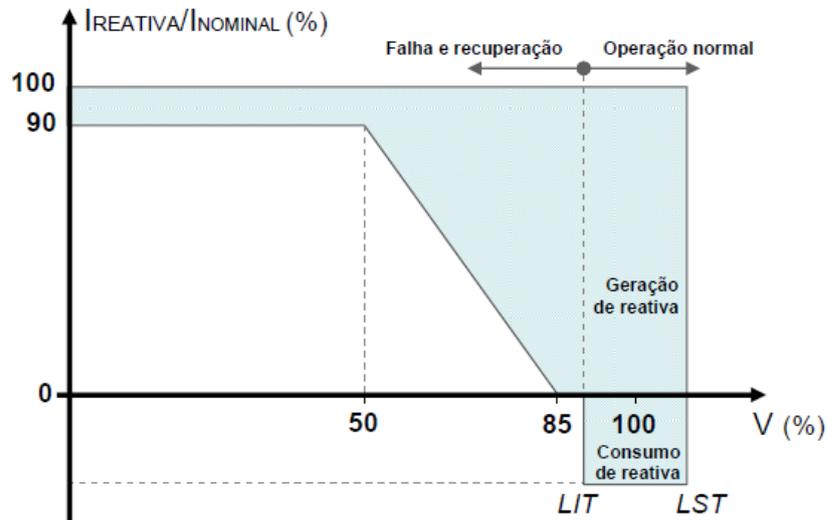
Essa regulamentação exige ainda um comportamento quanto à injeção de corrente reativa tal qual mostrado na Figura 2.6. Admite-se em um intervalo de até 150 ms após a ocorrência da falta ou após a recuperação do afundamento um consumo de reativos inferior a 60%. Após esse período, deverá ocorrer a produção de reativos, que deverá estar dentro da região sombreada da Figura 2.6. Essa região indica que com a tensão próxima ao valor nominal a proporção entre a corrente reativa e a corrente nominal não possui restrição, contudo à medida que a tensão da rede diminui a corrente reativa deve ser aumentada e pode chegar até 90% da corrente nominal para afundamentos maiores que 50%. O valor de fronteira entre a região sombreada e a não sombreada é o valor mínimo obrigatório de corrente reativa a ser injetada.

Figura 2.5 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Espanha



Fonte: (MINISTERIO DE INDUSTRIA DE ESPAÑA, 2006) - Adaptado

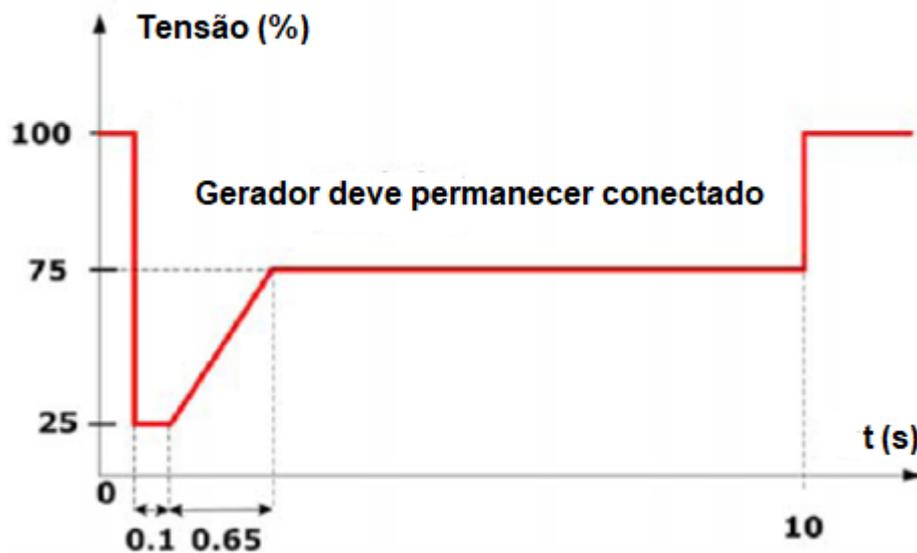
Figura 2.6 - Reativos durante Afundamentos de Tensão no Código de Rede da Espanha



Fonte: (MINISTERIO DE INDUSTRIA DE ESPAÑA, 2006) - Adaptado

O código de rede da Dinamarca (ELTRA; ELKRAFT, 2004) propõe uma curva com uma exigência menor quanto à máxima profundidade do afundamento, porém exige que os aerogeradores permaneçam conectados por um período mais longo com tensão reduzida, conforme Figura 2.7.

Figura 2.7 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Dinamarca

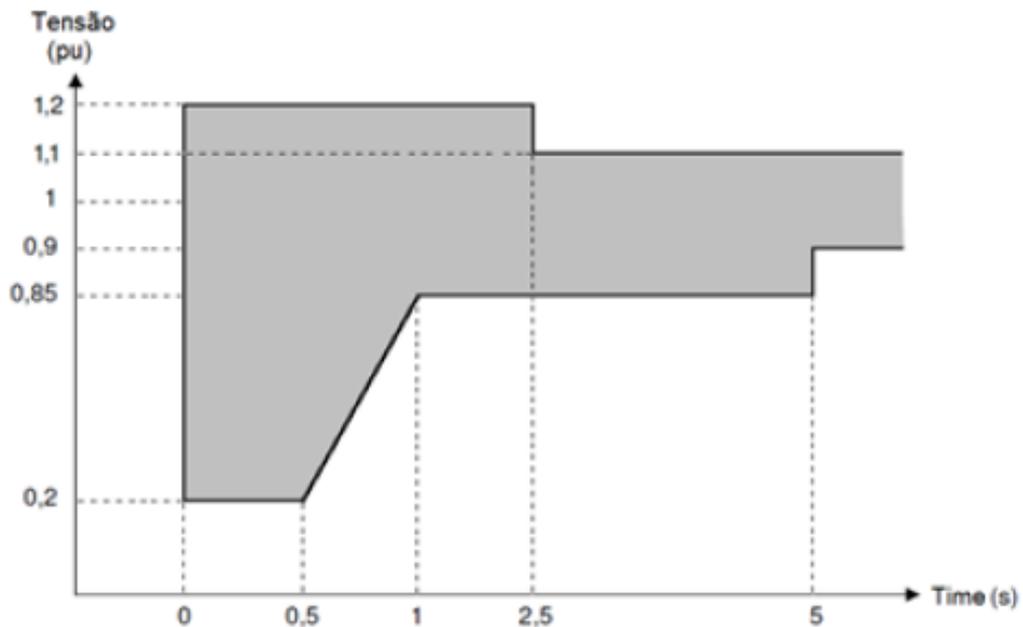


Fonte: (ELTRA; ELKRAFT, 2004) - Adaptado

Esse código permite uma redução da potência ativa proporcional ao quadrado da tensão remanescente. Porém exige a mudança no controle da máquina durante faltas para o máximo de suporte a tensão, auxiliando o sistema a se recuperar o mais rapidamente possível.

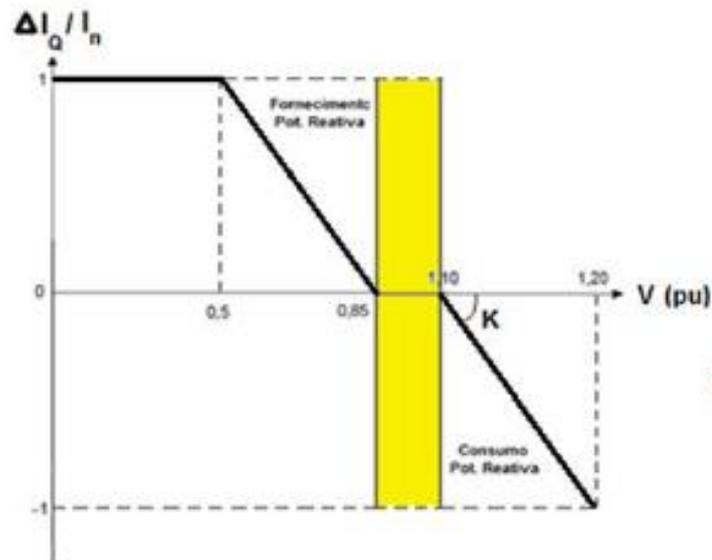
O código brasileiro (ONS, 2019) estabelece uma curva de suportabilidade, conforme a Figura 2.8, com limites para subtensões e sobretensões dinâmicas. Os aerogeradores além de manter-se conectados deverão injetar corrente reativa caso as tensões de sequência positiva estejam inferiores a 85% e deverão absorver corrente reativa caso essas tensões estejam acima de 110%, conforme a Figura 2.9.

Figura 2.8 - Curva de Suportabilidade do Código de Rede do Brasil



Fonte: (ONS, 2019)

Figura 2.9 – Requisitos para Injeção de Corrente Reativa do Código de Rede do Brasil



Fonte: (ONS, 2019)

2.1.4. IEC 61400-21

Além dos códigos de rede nacionais, é amplamente utilizada na literatura sobre suportabilidade a afundamento de tensão em aerogeradores a norma internacional IEC (IEC 61400-21, 2008). Essa norma especifica medições e avaliações das características de qualidade de energia para geradores eólicos conectados à rede elétrica. Em outras palavras, diferente dos códigos de rede que impõe restrições quanto à operação dos sistemas de geração eólicos conectados à rede, a norma estabelece os requisitos de desempenho em ensaios para o funcionamento satisfatório desses aerogeradores.

A norma IEC 61400-21 estabelece critérios para ensaios em sistemas de conversão de energia eólicos isolados - isto é, o comportamento do sistema de controle não irá influenciar o comportamento do perfil de tensão durante a falta. Por meio desses testes é possível verificar o desempenho de aerogeradores e sistemas de proteção que garantam a suportabilidade às faltas.

São estabelecidos critérios quanto à profundidade, tipo e duração dos afundamentos de tensão, conforme Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Testes para Afundamentos de Tensão em Geradores Eólicos

Caso	Módulo da tensão, pu (fase-fase)	Magnitude da sequência positiva	Duração s
VD1 – Afundamento de tensão trifásico simétrico	0,9 ± 0,05	0,9 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD2 – Afundamento de tensão trifásico simétrico	0,5 ± 0,05	0,5 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD3 – Afundamento de tensão trifásico simétrico	0,2 ± 0,05	0,2 ± 0,05	0,2 ± 0,02
VD4 – Afundamento de tensão fase-fase	0,9 ± 0,05	0,95 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD5 – Afundamento de tensão fase-fase	0,5 ± 0,05	0,75 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD6 – Afundamento de tensão fase-fase	0,2 ± 0,05	0,6 ± 0,05	0,2 ± 0,02

Fonte: (IEC 61400-21, 2008) - Adaptado

2.1.5. Comentários

Como apresentado, a suportabilidade a afundamentos de tensão é um dos aspectos mais críticos na geração eólica com DFIG. A proposta apresentada neste trabalho visa intervir no sistema de geração de forma a que atenda aos requisitos especificados nos códigos de rede e normas, especificamente nesse quesito. Existem algumas diferenças entre os códigos de rede dos diversos órgãos reguladores, mas alguns aspectos são similares. Neste trabalho serão realizados testes que atendam algumas das curvas de suportabilidade e a tabela da norma IEC 61400-21, contudo para requisitos mais específicos alguns ajustes de projeto e controle podem ser necessários.

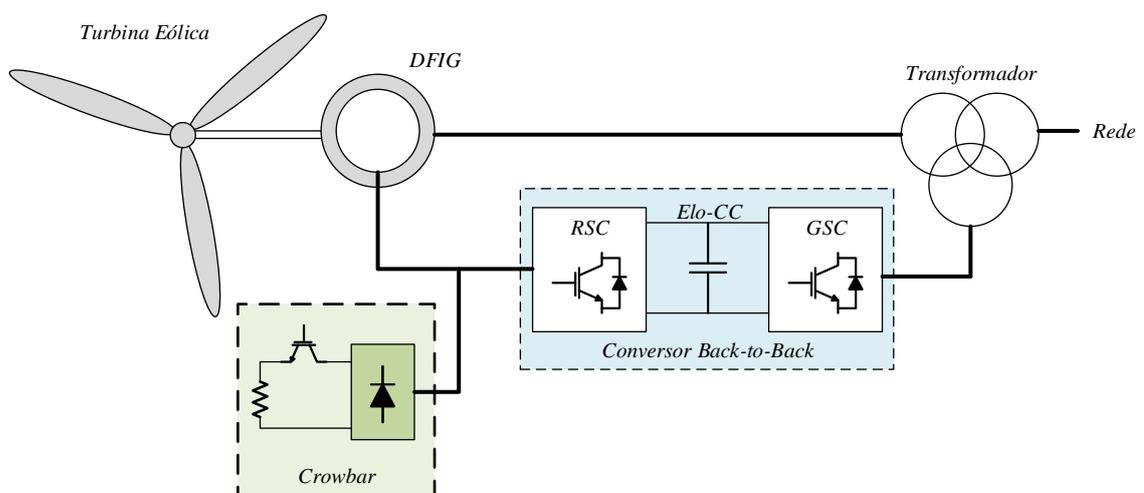
2.2. Estado da Arte

Diante do problema exposto, diversas soluções para aumento da suportabilidade às faltas do DFIG têm sido propostas e algumas já são utilizadas por fabricantes de aerogeradores. As pesquisas nessa área continuam porque os códigos de rede estão cada vez mais exigentes e o aumento da potência dos aerogeradores aumenta sua contribuição com a estabilidade do sistema elétrico. Há proposições das mais diversas características para a solução desse problema buscando proteção para os dispositivos eletrônicos e que permitam ao DFIG cooperar na recuperação da rede em situações de falta (TOHIDI; BEHNAM, 2016), como descritos a seguir.

2.2.1. Crowbar

De forma geral, o *crowbar* é um dispositivo largamente utilizado na proteção de circuitos de eletrônica de potência contra sobretensões. Em sistemas de conversão baseados em DFIG, o termo descreve um dispositivo que oferece um caminho alternativo para as correntes no rotor, desviando-as do RSC por meio de um conjunto de resistores, conforme mostrado na Figura 2.10.

Figura 2.10 – DFIG equipado com *crowbar*



Fonte: Produção do próprio autor

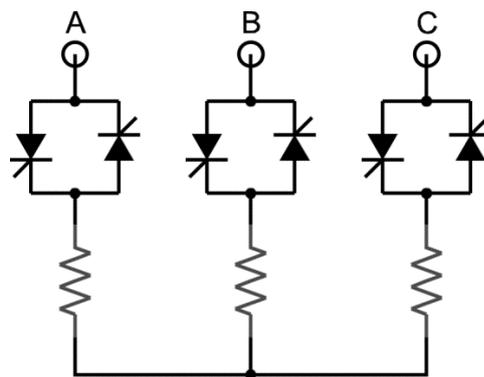
Esse dispositivo é acionado sempre que há indícios da ocorrência de uma falta, tais como sobrecorrente no rotor, queda de tensão no estator ou sobretensão no elo-CC.

A ativação do *crowbar* é temporária, isto é, durante a operação normal o dispositivo permanece desligado, durante a falta ele é acionado, e assim que a falta se encerra o dispositivo é desligado novamente. Enquanto o *crowbar* é acionado as chaves do RSC são desabilitadas, e com isso o controle do DFIG fica comprometido durante esses instantes (BENBOUZID; MUYEEN; KHOUCHA, 2015).

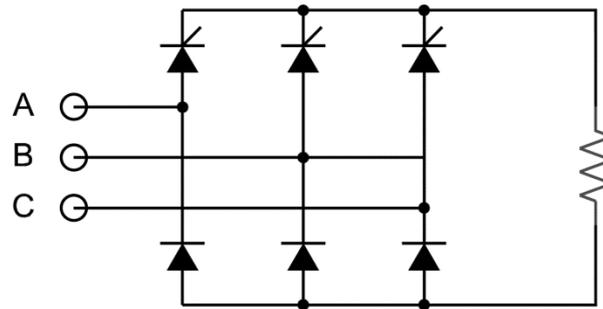
Há diversas variações na implementação dessa tecnologia (VIDAL et al., 2013), (MORREN; DE HAAN, 2005). As principais topologias são mostradas na Figura 2.11, onde se pode notar que esse dispositivo é basicamente um conjunto de resistores cuja inserção no circuito é controlada por chaves eletrônicas. Uma vez que tiristores e diodos suportam bem correntes elevadas, as topologias mostradas em Figura 2.11a e Figura 2.11b são mais robustas, porém não são totalmente controladas. A topologia utilizando IGBT (Figura 2.11c) é totalmente controlada – isto é, muda de estado ligado e desligado exatamente conforme o sinal de comando, contudo é mais sensível a sobrecorrentes e sobretensões. Mais recentemente, uma nova topologia para o *crowbar* foi proposta por Yang et al. (2016), utilizando chaves SCR em uma configuração que possibilita o controle preciso da ativação por meio da coordenação com as chaves do RSC no intuito de aliar as principais vantagens das configurações tradicionais.

Figura 2.11 - Topologias de *crowbar*

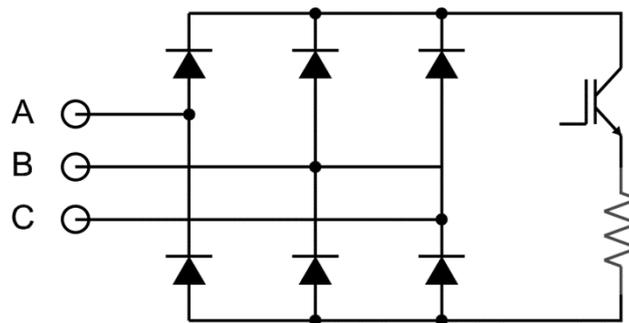
(a) Com 6 Tiristores



(b) Com 3 Tiristores e 3 Diodos



(c) Com 6 Diodos e 1 IGBT



Fonte: Produção do próprio autor

Conforme mencionado, o DFIG desabilita o RSC e, portanto, perde o controle da corrente durante os instantes do acionamento do *crowbar*. Essa é a principal desvantagem desse dispositivo. Outro inconveniente da utilização do *crowbar* é o elevado consumo de potência reativa do gerador durante o seu uso. Isso ocorre porque, com o circuito de *crowbar* conectado ao rotor, a máquina se comporta como um gerador de indução com resistência elevada no rotor e com escorregamento grande. Esse consumo de reativos da rede durante a falta é extremamente prejudicial para a recuperação da tensão do sistema elétrico de potência. Cabe mencionar ainda que o *crowbar* é um conjunto de resistores e, portanto, há um significativo consumo de energia durante o seu acionamento.

Há proposta para um controle mais elaborado para o acionamento do dispositivo *crowbar* (ZHANG; JIN; ZHAN, 2011), atuando por um intervalo de tempo menor e recuperar mais rapidamente o controle da máquina. E ainda proposta para uma operação coordenada entre o *crowbar* e a ativação das chaves do RSC (LÓPEZ et al., 2009), onde se demonstra que é possível obter uma aceleração no decaimento do fluxo, e conseqüentemente a supressão mais rápida dos efeitos da falta, com esse tipo de estratégia. Haidar; Muttaqi; Hagh (2017) propuseram uma configuração de *crowbar* conectado em série com o circuito de rotor capaz de injetar potência reativa,

contudo a detecção do afundamento e a chave utilizada para realizar a conexão do *crowbar* não foram detalhadas.

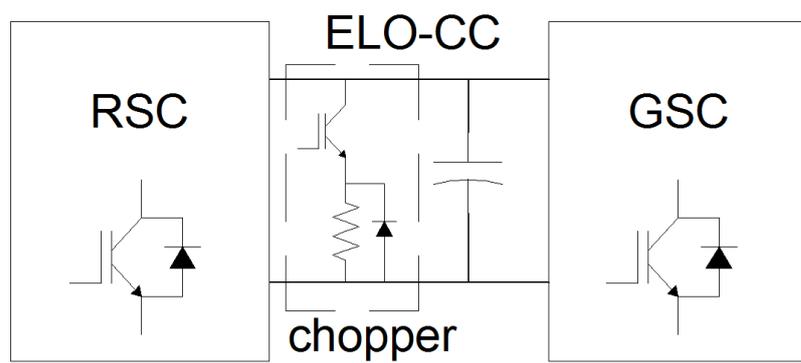
Apesar de ser uma tecnologia bastante conhecida e estudada, há ainda alguns pontos a serem explorados na literatura. Rahimi; Azizi (2019) discutem o efeito da resistência do *crowbar* no amortecimento da resposta transitória do DFIG durante as faltas e os transitórios criados pelo próprio *crowbar* após a extinção da falta, enquanto Din et al. (2019) aborda o impacto da impedância da rede no desempenho da proteção por meio do *crowbar*.

2.2.2. Circuito *Chopper*

Sobretensões no elo-CC ocorrem principalmente durante as faltas. Quando o RSC é desativado para o acionamento do *crowbar*, o conversor atua como um retificador não controlado. Se a tensão nos terminais do *crowbar* for superior à tensão CC do conversor, os diodos conduzem, entregando potência para o capacitor do elo-CC. Com o carregamento do capacitor a tensão CC se eleva e o GSC não é capaz de escoar essa sobretensão devido à tensão reduzida da rede elétrica. Com isso, pode-se colocar em risco os dispositivos do conversor, sobretudo o capacitor do elo-CC.

Para a proteção do elo-CC contra essas sobretensões, o circuito *chopper* é o mais utilizado. Esse circuito, mostrado na Figura 2.12, é ativado para descarregar a tensão do capacitor em um conjunto de resistores (ERLICH; WREDE; FELTES, 2007), (PANNELL et al., 2013). Os resistores regulam a tensão no capacitor e oferecem um caminho alternativo para as correntes danosas, protegendo-o. Geralmente, o circuito *Chopper* é utilizado como uma proteção complementar ao *crowbar* (LIU et al., 2016).

Apesar de *crowbar* e *chopper* serem soluções bastante confiáveis e efetivas na proteção das chaves do conversor *back-to-back* e do capacitor, há ainda uma contrapartida inevitável em sua utilização. Essas soluções apenas desviam as correntes do conversor para outro dispositivo, o rotor da máquina continua sujeito a elas e, portanto, oscilações de fluxo e torque continuam ocorrendo e desgastando o DFIG. Cabe citar que por se tratarem de resistores, esses dispositivos dissipam energia durante o acionamento, reduzindo a eficiência desse tipo de solução.

Figura 2.12- Circuito *chopper*

Fonte: Produção do próprio autor

2.2.3. Controle do Ângulo de Passo

Uma das dificuldades durante afundamentos de tensão é que a potência extraída do vento não pode ser entregue à rede elétrica. Isso ocorre, pois, dada a limitação da capacidade de circulação de corrente dos elementos, a capacidade de injeção de potência durante uma falta diminui proporcionalmente à profundidade do afundamento de tensão. A utilização do controle do ângulo de passo permite regular o ângulo entre as pás e a força do vento (SENJYU et al., 2006). Desta maneira, há uma redução na potência extraída prevenindo contra maiores danos do sistema de conversão eólica. Entretanto, a variação do ângulo das pás, sobretudo em turbinas maiores demanda um tempo muito maior que os transitórios elétricos.

Essa proteção é utilizada em praticamente todos os aerogeradores, como uma solução para a condição de regime permanente, juntamente com outra técnica de resposta mais rápida que atuará durante os transitórios. O controle do ângulo de passo, por si só, não é capaz de atender os requisitos dos códigos de rede, nem de proteger efetivamente o DFIG.

2.2.4. Estratégias de Controle

Diversos trabalhos apresentam uma melhoria na suportabilidade às faltas do DFIG utilizando estratégias de controle das correntes de rotor por meio do conversor eletrônico de potência.

Durante faltas, componentes de sequência natural e até de sequência negativa (para o caso de faltas desequilibradas) surgem no fluxo da máquina. O trabalho de Xiao et al (2013) demonstra que a injeção de correntes pelo RSC para opor-se a esses fluxos melhora o desempenho do DFIG durante as faltas. Contudo, a limitação de correntes de rotor com esse tipo de estratégia não é suficiente para afundamentos severos, e esbarra nas limitações de tensão do conversor. Além disso, essa estratégia consome reativos durante as faltas o que, como já mencionado, atrapalha a recuperação do sistema elétrico.

No trabalho de Mendes et al (2011) é utilizado o mesmo princípio de estimação do fluxo, porém um controle de corrente de magnetização é implementado, permitindo o fornecimento de reativos durante o afundamento de tensão. Zhou; Blaabjerg, (2018) também se utiliza de um controle da corrente de magnetização, porém o alterna com o controle vetorial dos conversores do DFIG. Entretanto, para afundamentos de tensão severos, tem-se ainda correntes elevadas no rotor, recomendando-se sua aplicação em conjunto com outras estratégias.

Uma grande contribuição a esse tipo de solução foi feita por Lima et al (2010) por meio de um modelo simplificado do DFIG. Nesse trabalho propõe-se uma injeção de correntes pelo rotor de tal forma a induzir correntes em contra-fase àquelas do estator. Contudo, a limitação das correntes no rotor não é suficiente na recuperação dos afundamentos de tensão. Essa proposta foi aprimorada por Huang et al (2016) permitindo uma restrição maior nas correntes do rotor durante as faltas. Nesse método ainda é necessário o circuito de *chopper* para regulação da tensão no elo-CC.

Morshed; Fekih (2017) propõem a utilização de controladores *fuzzy* em ambos os conversores do DFIG. Segundo esse trabalho seria possível limitar as sobrecorrentes no rotor do DFIG em cerca de 1,1 pu. Contudo, os estudos são realizados com o DFIG conectado a uma microrrede, apresentada em outros trabalhos (MEHRIZI-SANI;

IRAVANI, 2010; MORSHED; FEKIH, 2015). Além disso se faz necessário a utilização de um outro conversor em série e um transformador com a mesma potência que o DFIG que, adicionados, proveem uma tensão que compense o afundamento.

Zhu et al (2017) demonstra a utilização de um sistema de controle capaz de emular a inserção de indutância no RSC durante o afundamento de tensão. Essa estratégia apresenta um compromisso entre as altas correntes necessárias em alguns métodos e as altas tensões exigidas em outros. Contudo, os resultados apresentados mostram que, para afundamentos severos, a corrente do rotor ainda atinge valores elevados, além da impossibilidade de injeção de potência reativa durante a falta. Em uma continuação desse estudo, Zhu et al (2018) desenvolve melhorias no controle PI para as componentes de sequência negativa e natural por meio de controle *feedforward* dessas componentes oscilantes das malhas de controle. O método não se propõe a otimizar a limitação de corrente ou proteção do conversor, mas amortecer as oscilações de torque causadas pelo controle tradicional.

Kim et al (2016) apresenta estratégia de controle coordenado do parque eólico para injeção de potência reativa e melhoria do suporte a tensão do PCC. Apesar de apresentar resultados satisfatórios e uma melhoria da contribuição do DFIG na injeção de potência reativa, os autores não apresentam detalhes de como esse controle afeta as correntes do DFIG.

O grande benefício desse tipo de estratégia é a não utilização de nenhum dispositivo adicional, o que reduz consideravelmente os custos de implementação. Todavia, esses métodos demandam uma maior capacidade de tensão e corrente do conversor para suportar faltas mais severas. Na prática, por questões de confiabilidade, a utilização desses dispositivos deve ser feita como um complemento para algum dispositivo físico de proteção.

2.2.5. Dispositivos de Proteção

Diante da grande relevância do problema da suportabilidade a faltas no DFIG e das lacunas deixadas pelas soluções com *crowbar*, *chopper* e estratégias de controle, dispositivos alternativos de proteção vêm sendo propostos na literatura. A ideia por

trás de tais dispositivos é que um dispositivo eletrônico possa compensar os efeitos da rede elétrica sob falta e dispensar a utilização de quaisquer dos métodos mais tradicionais.

2.2.5.1. Restaurador Dinâmico de Tensão

Uma das soluções nessa linha é Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR, da sigla em inglês). Um conversor fonte de tensão inserido em série com a rede para corrigir as tensões sob falta. Há uma vasta gama de topologias para essa implementação na literatura (NIELSEN & BLAABJERG, 2005). Muitos trabalhos atestam que sua utilização é factível como proteção para sistemas de conversão de energia eólica, tanto com geradores gaiola de esquilo (RAMIREZ et al., 2011), quanto com DFIG (WESSELS; GEBHARDT; FUCHS, 2011).

Trabalhos recentes têm estudado essa estratégia e sua combinação com estratégias de controle moderno (SITHARTHAN et al., 2018). Ibrahim et al (2009) sugere a utilização do DVR de potência reduzida como forma de diminuir o custo de implantação desse dispositivo, no entanto os testes apresentados são apenas para pequenos afundamentos e que não ocorrem instantaneamente. No trabalho de Cheng; Nian (2012), uma redução significativa nas correntes de rotor é obtida ao inserir um DVR que compartilha o elo-CC com o conversor *back-to-back*, contudo não é apresentado o projeto desse DVR, ou as correntes que este suporta durante a falta. Apesar de ser uma alternativa interessante para aumento da suportabilidade às faltas no DFIG, a necessidade da utilização de transformadores em série para a conexão do DVR torna custoso e difícil o avanço dessa tecnologia.

2.2.5.2. Resistor Dinâmico em Série

Outra proposição com relevância na literatura é o Resistor Dinâmico em Série (SDR, da sigla em inglês). Como o próprio nome já diz, consiste em um conjunto de resistências cuja inserção ou não no circuito é controlada por chaves eletrônicas (ABED; KABSHA; ABDLSALAM, 2013). A diferença em relação ao *crowbar* está no

fato do SDR ser conectado em série com o circuito a ser protegido, enquanto o *crowbar* é conectado em paralelo. A implementação do SDR exige que chaves eletrônicas suportem a passagem das correntes continuamente durante operação normal. Obviamente, essas chaves apresentam perdas por condução, porém, esta não é relevante uma vez que trabalham com correntes muito inferiores aos seus valores nominais.

Há publicações com o SDR tanto no estator quanto no rotor do DFIG (YANG; FLETCHER; O'REILLY, 2010), (RAHIMI; PARNIANI, 2010), (OKEDU et al., 2012). A ideia desse dispositivo é realizar a proteção limitando as correntes que circulam no estator e rotor da máquina por meio da inserção de uma impedância em série com o circuito. Além disso o SDR pode contribuir com o controle da tensão do elo-CC, limitando a corrente de rotor que o carrega. Essa estratégia apresenta a vantagem de permitir o controle do DFIG durante as faltas, contudo, destaca-se nessa técnica a desvantagem de apresentar flutuações de torque elevadas (SAEED et al., 2016).

2.2.5.3. Limitador de Corrente Supercondutor

Mais recentemente, alternativas empregando materiais supercondutores vem sendo apresentadas. Esses materiais cujas características de resistência e indutância se alteram durante condições de falta são inseridos no circuito para proteção do DFIG. Entre os trabalhos que utilizam a característica indutiva dos supercondutores, alguns empregam o SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) para proteção de toda a usina eólica (YUNUS; MASOUM; ABU-SIADA, 2012), para proteção do DFIG individualmente (GUO; XIAO; DAI, 2012), e ainda inseridos no elo-CC do conversor back-to-back (MOSAAD; ABU-SIADA; EL-NAGGAR, 2019).

Entre os que utilizam a característica resistiva dos supercondutores em dispositivos SFCL (*Superconductor Fault Current Limiter*) há trabalhos que o utilizam no ponto de conexão entre o DFIG e a rede (ELSHIEKH; MANSOUR; AZMY, 2013), inseridos no circuito de rotor (OLIVEIRA et al., 2016) ou para a proteção de toda a fazenda eólica. O princípio de funcionamento dessas propostas é o mesmo do SDR, porém sem a necessidade de chaves eletrônicas. Zou et al (2019), propõe a utilização combinada das duas estratégias, isto é, SFCL e SDR, uma para a proteção primária e a outra

como *backup*, e avalia a efetividade dessa contribuição na recuperação da falta no DFIG.

Os resultados obtidos com os dispositivos supercondutores na proteção do DFIG são indiscutíveis, e esses dispositivos não apresentam perdas durante a operação normal. No entanto, esses materiais supercondutores necessitam de um mecanismo criogênico para seu funcionamento e nenhum desses trabalhos demonstrou experimentalmente o desempenho dessa proposta.

Quaisquer desses dispositivos de proteção apresentam as desvantagens do custo de implementação e a diminuição na confiabilidade devido ao aumento do número de componentes eletrônicos. Apesar disso, diversas pesquisas têm sido feitas em novas propostas de topologias, técnicas, e em seu controle para aprimorar o comportamento do DFIG na suportabilidade às faltas.

2.2.6. Contribuição com a Estabilidade Transiente

Recentemente, além dos desafios relacionados à proteção do DFIG durante faltas no sistema elétrico, tem-se estudado o efeito que sistemas de conversão de energia eólica têm sobre a estabilidade do sistema elétrico quando essas faltas ocorrem (CHOWDHURY et al., 2013; GAUTAM; VITTAL; HARBOUR, 2010; SHI et al., 2014). Com o aumento da participação da energia eólica na rede elétrica, esse tema ganha importância e problemas da área de análise de sistemas elétricos de potência têm sido abordados considerando a participação dos geradores eólicos.

Mais especificamente, a estabilidade transiente é um problema que carece de ser avaliado. Os estudos relacionados à estabilidade transiente de sistemas elétricos estão relacionados à habilidade das unidades geradores em manter o sincronismo sob condições de operação normal e após a ocorrência de distúrbios. Mais especificamente, a instabilidade transiente ocorre quando o sistema é acometido por faltas graves, nas quais o sistema é levado à instabilidade pela falta de torque sincronizante. Nesses casos, a resposta do sistema apresenta grandes excursões do ângulo de rotor e a instabilidade é caracterizada por oscilações não periódicas. Essas oscilações ocorrem imediatamente após a extinção da falta e requer um planejamento

preventivo específico para a correta coordenação da proteção dos dispositivos envolvidos (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Nos sistemas tradicionais, cujos geradores são majoritariamente máquinas síncronas, a estabilidade transiente é dependente de fatores tais como: inércia do gerador, tensão interna da máquina definida pela excitatriz, carregamento dos geradores no momento da falta, reatância interna da máquina, entre outros. Por outro lado, em sistemas baseados em DFIG, essa estabilidade depende de outras grandezas, por exemplo: o controle adotado pelos conversores, a velocidade do vento no momento da falta, e o tipo de proteção adotada para o circuito de rotor (CHOWDHURY et al., 2015). A janela temporal em que esse tipo de instabilidade pode ocorrer é de alguns segundos após a ocorrência da falta (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; P. KUNDUR ET AL., 2004), portanto, a estratégia adotada para a proteção do DFIG pode ter um impacto que contribua ou prejudique a estabilidade da rede elétrica. Estudos relacionados a estabilidade transiente e o efeito da interação do DFIG com outros geradores presentes na rede são realizados para garantir a confiabilidade do sistema.

Na literatura, a avaliação da estabilidade transiente de sistemas elétricos com a presença de geradores eólicos baseados em DFIG é feita de análises qualitativas e quantitativas. As análises qualitativas são realizadas pela observação de diversas variáveis dos geradores no cenário pós-falta. Entre os parâmetros avaliados estão: o ângulo de rotor, a velocidade angular do rotor, a potência ativa, a tensão terminal e a potência reativa (CHOWDHURY et al., 2015). O ângulo de rotor é calculado em relação a um referencial comum entre todas máquinas do sistema e é considerado instável caso seja observado um crescimento contínuo da diferença entre o ângulo de uma das máquinas e essa referência. Da mesma forma a velocidade angular do rotor e a potência ativa apresentam uma característica oscilatória não amortecida ou um crescimento descontrolado caso o sistema esteja instável. A tensão terminal do gerador indica estabilidade caso se recupere rapidamente após a ocorrência do distúrbio. Finalmente, a potência reativa demanda pelo sistema apresenta um crescimento significativo, caso esse se encontre em instabilidade.

A análise quantitativa é efetuada por meio de índices de estabilidade usando variáveis de interesse obtidas por meio de simulação. Esses índices revelam o nível de estabilidade de um sistema e permitem a comparação de diferentes cenários de faltas

no sistema. Dentre os diferentes índices apresentados na literatura para esse propósito, podem-se destacar: TSI (*Transient Stability Index*), TRASI (*Transient Rotor Angle Stability Index*) e CCT (*Critical Clearing Time*) (CHOWDHURY et al., 2015; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). O CCT representa a máxima duração de falta na qual o sistema mantém a estabilidade de primeira oscilação, isto é, a estabilidade transiente. A medição da estabilidade por meio do CCT leva em consideração as condições do sistema antes, durante e depois da falta. Dessa forma, o CCT é considerado a melhor medida da severidade para uma perturbação ao sistema. Se uma mudança na operação do sistema levar a um aumento no valor do CCT, essa mudança é considerada benéfica para a melhoria da estabilidade transiente. O valor numérico do CCT pode ser obtido por meio de simulação computacional, realizando-se a busca binária, por meio de métodos diretos como o critério das áreas iguais, ou por métodos baseados na teoria de estabilidade de Lyapunov.

3. MODELAGEM E CONTROLE DO DFIG

Ao se estudar o DFIG como uma máquina elétrica, diversos modelos podem ser adotados, dependendo do tipo de análise desejada. O modelo mais minucioso compreende essa máquina elétrica como dois conjuntos de enrolamentos trifásicos em que a aplicação de tensões trifásicas equilibradas juntamente com a distribuição espacial dos enrolamentos no estator produz um campo magnético girante no entreferro da máquina. Esse campo magnético é visto pelos enrolamentos de rotor como um campo variante no tempo, o que induz tensões alternadas nesses enrolamentos. O módulo da tensão induzida, assim como sua frequência, é proporcional à diferença entre a frequência do fluxo magnético no estator e a velocidade angular do rotor. No DFIG os enrolamentos de rotor ainda são alimentados por outra fonte, por meio de escovas, possibilitando singularidades no comportamento dessa máquina

As tensões trifásicas de estator, $[v_{s,abc}]$, e rotor, $[v_{r,abc}]$, segundo Krause; Wasynczuk; Sudhoff (2010), podem ser descritas por (3.1).

$$\begin{aligned} [v_{s,abc}] &= R_s [i_{s,abc}] + \frac{d}{dt} [\lambda_{s,abc}] \\ [v_{r,abc}] &= R_r [i_{r,abc}] + \frac{d}{dt} [\lambda_{r,abc}] \end{aligned} \quad (3.1)$$

Onde $[i_{s,abc}]$ e $[i_{r,abc}]$ são as correntes e R_s e R_r as resistências de estator e rotor, respectivamente. $[\lambda_{s,abc}]$ e $[\lambda_{r,abc}]$ são os fluxos de estator e rotor, definidos por (3.2).

$$\begin{bmatrix} \lambda_{s,abc} \\ \lambda_{r,abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [L_{sr}] \\ [L_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} i_{s,abc} \\ i_{r,abc} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Onde:

$$\begin{aligned}
[L_s] &= \begin{bmatrix} L_{\sigma s} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{\sigma s} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{\sigma s} + L_{ms} \end{bmatrix} \\
[L_r] &= \begin{bmatrix} L_{\sigma r} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{\sigma r} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{\sigma r} + L_{mr} \end{bmatrix} \\
[L_{sr}] = [L_{rs}]^T &= L_m \begin{bmatrix} \cos \theta_m & \cos\left(\theta_m + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_m - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_m - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta_m & \cos\left(\theta_m + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_m + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_m - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos \theta_m \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{3.3}$$

Sendo $L_{\sigma s}$ e $L_{\sigma r}$ as indutâncias de dispersão de estator e de rotor; L_{ms} e L_{mr} as indutâncias mútuas de estator e rotor; L_m o máximo valor da indutância mútua estator-rotor e θ_m é a posição angular do rotor.

A desvantagem desse modelo completo com a representação abc é o grande número de equações a serem calculadas, necessitando de muito esforço para as análises. Em vista disso, modelos alternativos são utilizados para estudos de problemas específicos relacionados ao DFIG.

3.1. Modelo Estacionário

A modelagem da máquina de indução de rotor bobinado em regime estacionário, conforme apresentado em Fitzgerald; Kingsley; Umans (2003), permite observar a capacidade dessa máquina de funcionar tanto em velocidades superiores ou inferiores à síncrona como gerador, conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Modos de Operação do DFIG

Modo	Velocidade	P_m	P_s	P_r
[1. Motor] $T_{em} > 0$	$s < 0$ <i>super-síncrono</i> $\omega_m > \omega_s$	$P_m > 0$ <i>Fornece</i>	$P_s > 0$ <i>Consome</i>	$P_r > 0$ <i>Consome</i>
[2. Gerador] $T_{em} < 0$	$s < 0$ <i>super-síncrono</i> $\omega_m > \omega_s$	$P_m < 0$ <i>Consome</i>	$P_s < 0$ <i>Fornece</i>	$P_r < 0$ <i>Fornece</i>
[3. Gerador] $T_{em} < 0$	$s > 0$ <i>sub-síncrono</i> $\omega_m < \omega_s$	$P_m < 0$ <i>Consome</i>	$P_s < 0$ <i>Fornece</i>	$P_r > 0$ <i>Consome</i>
[4. Motor] $T_{em} > 0$	$s > 0$ <i>sub-síncrono</i> $\omega_m < \omega_s$	$P_m > 0$ <i>Fornece</i>	$P_s > 0$ <i>Consome</i>	$P_r < 0$ <i>Fornece</i>

Fonte: Produção do próprio autor

Onde, T_{em} é o torque eletromagnético, s é o escorregamento, ω_m e ω_s são as frequências angulares mecânica e síncrona, respectivamente, e P_m , P_s e P_r são as potências mecânica, de estator e de rotor, respectivamente.

Nota-se que os modos de operação 2 e 4 são os tradicionais, idênticos à máquina de indução gaiola de esquilo. Os modos 1 e 3 são permitidos graças a alimentação independente do circuito de rotor. Para as aplicações com turbinas eólicas interessam apenas os modos de operação como gerador, modos 2 e 3, quando essa máquina é denominada DFIG.

Além disso, esse modelo evidencia que apenas uma fração da potência total do DFIG flui pelo circuito de rotor, essa parcela é proporcional ao escorregamento em que a máquina se encontra, conforme (3.4). Ou seja, o fluxo de potência no rotor é bidirecional, seu sentido depende da velocidade da máquina. Sendo assim, é necessário para alimentação do circuito de rotor um conversor eletrônico de potência que permita o fluxo bidirecional, comumente chamado de conversor *back-to-back*.

$$P_r \cong -sP_s \quad (3.4)$$

3.2. Modelo Dinâmico

Se a análise da máquina for feita por meio do modelo dinâmico, conforme apresentado por Abad et al. (2011), é possível compreender a relação entre as correntes injetadas no rotor e a potência produzida pela máquina. Por meio de uma transformação matemática das variáveis da máquina - isto é, tensões, correntes e fluxos; para um referencial síncrono, e desconsiderando-se as perdas no ferro, pode-se efetuar o cálculo das potências ativa e reativa no estator e no rotor (3.5) - (3.8).

$$P_s = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (3.5)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}'_r \cdot \vec{i}'_r^*\} = \frac{3}{2} (v'_{dr} i'_{dr} + v'_{qr} i'_{qr}) \quad (3.6)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (3.7)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}'_r \cdot \vec{i}'_r^*\} = \frac{3}{2} (v'_{qr} i'_{dr} - v'_{dr} i'_{qr}) \quad (3.8)$$

Ao utilizar a modelagem em um referencial síncrono pode-se ajustar a que variável alinhar esse referencial, sendo que as opções mais comumente utilizadas são a posição do fluxo do estator e o ângulo de fase da rede. Seguindo o legado do acionamento de motores de indução, a primeira opção foi para a orientação com o fluxo. Com essa abordagem o fluxo do estator está sempre alinhado com o eixo d do referencial. A alternativa surgida posteriormente foi o alinhamento com a tensão da rede, utilizando um PLL (*phase locked loop*) para detectar a fase da tensão fundamental. Em tese as opções são equivalentes, visto que a queda de tensão na resistência de estator pode ser desconsiderada.

Apesar de ambas serem encontradas em igual número na literatura, durante situações de transitório a orientação pela tensão da rede é mais vantajosa. Segundo Petersson (2005) essa orientação é sempre estável, enquanto a orientação pelo fluxo pode

instabilizar o sistema de controle em determinadas condições. Portanto, a orientação por tensão da rede foi adotada neste trabalho.

Com a orientação adotada, a tensão da rede está alinhada com o eixo d, e as expressões para o cálculo do fluxo de potência são dadas por (3.9) - (3.10).

$$P_s = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (|V| \cdot i_{sd}) \quad (3.9)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (|V| \cdot i_{sq}) \quad (3.10)$$

Desconsiderando a queda de tensão na resistência de estator, o fluxo estará alinhado com o eixo q, e pode-se calcular as correntes de estator em função das correntes de rotor (3.11) - (3.12).

$$i_{sd} = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i'_{rd} \quad (3.11)$$

$$i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i'_{rq} \quad (3.12)$$

Esse tipo de modelagem é extremamente relevante para compreensão e projeto de controladores, uma vez que fica evidente que o controle de toda a potência ativa e reativa produzida pelo DFIG pode ser feito por meio das correntes no rotor, isto é, utilizando um conversor eletrônico de potência. Esse controle pode ser feito de maneira desacoplada adotando-se uma transformação de referenciais e uma orientação adequada.

3.3. Modelo para Transitórios

Por meio de um aprofundamento no modelo dinâmico, López et al (2007) propõe uma modelagem específica para o estudo dos transitórios, especialmente, os

afundamentos de tensão no DFIG. Essa análise permite a compreensão da raiz do problema que os afundamentos de tensão causam no DFIG e permitem vislumbrar alternativas para solucioná-lo.

Diferentemente da abordagem usada até aqui, em que as variáveis do rotor eram referidas à frequência do estator, para a modelagem do DFIG durante os distúrbios faz-se a análise com os circuitos em frequências distintas. Sob essa ótica, a tensão do rotor é dada em função do fluxo do rotor (3.13).

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} \quad (3.13)$$

Onde o sobrescrito r indica que a variável está em um referencial no rotor da máquina.

Escrevendo o fluxo do rotor em função do fluxo do estator e da corrente do rotor, tem-se (3.14) – (3.15).

$$\vec{\psi}_r^r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_s^r + \sigma L_r \vec{i}_r^r \quad (3.14)$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s \cdot L_r} \quad (3.15)$$

Substituindo em (3.13), tem-se (3.16)

$$\vec{v}_r^r = \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^r + R_r \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r \quad (3.16)$$

Essa equação mostra que a tensão no rotor depende diretamente do fluxo do estator e que, portanto, variações desse fluxo oriundas do afundamento de tensão, irão refletir em sobretensões no rotor da máquina. O primeiro termo dessa equação diz respeito à força eletromotriz induzida no rotor devido ao fluxo do estator, enquanto os demais tratam da queda de tensão na resistência e na indutância de dispersão devido à corrente rotórica.

3.3.1. Afundamentos de Tensão Equilibrados

Entre todas as situações de falta, o afundamento simétrico de tensão é o que produz maiores correntes de falta no estator e no rotor. Uma análise dessa situação é feita considerando-se que o afundamento de tensão ocorra instantaneamente – o que não é fisicamente possível, mas tipifica o pior caso (LÓPEZ et al., 2007). A tensão no estator pode ser descrita por (3.17).

$$\vec{v}_s = \begin{cases} \hat{V}_{pre} e^{j\omega_s t} & \text{para } t < 0 \\ (1-p)\hat{V}_{pre} e^{j\omega_s t} & \text{para } t \geq 0 \end{cases} \quad (3.17)$$

onde, \hat{V}_{pre} é o valor de pico do vetor da tensão no estator durante a operação normal do DFIG e p é a profundidade do afundamento de tensão.

Em regime permanente o fluxo do estator é proporcional à tensão da rede, ou seja, ele experimenta o mesmo decaimento da tensão, como mostrado em (3.18).

$$\vec{\psi}_s^s(\text{regime permanente}) = \begin{cases} \frac{\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & \text{para } t < 0 \\ \frac{(1-p)\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & \text{para } t \geq 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

Entretanto, o fluxo não varia instantaneamente devido à energia armazenada associada a ele. Ao invés disso, o fluxo varia progressivamente de um estado estacionário para outro. Essa transição é descrita em (3.19).

$$\frac{d}{dt} \vec{\psi}_s^s = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s} \vec{\psi}_s^s \quad (3.19)$$

Quando o afundamento de tensão acontece há um desbalanceamento entre o fluxo anterior operando na máquina e o novo fluxo imposto pela nova tensão de estator. A solução dessa equação diferencial ordinária explicita o comportamento do fluxo, podendo ser dividida em dois termos: solução homogênea e solução particular.

A solução particular é a resposta estacionária e é proporcional ao valor da entrada, isto é, à tensão do estator, termo esse chamado fluxo forçado. A solução homogênea é o transiente ou resposta natural da equação e depende da condição inicial da solução total, chamado de fluxo natural. Esse termo representa o transitório entre os dois estados do fluxo, descrevendo o processo de desmagnetização da máquina. A componente natural induz altas tensões no circuito de rotor, o que é altamente perigoso para o conversor eletrônico conectado a ele.

O fluxo forçado, como dito, tem amplitude constante e proporcional à tensão da rede. Esse fluxo é um vetor girando na frequência da rede elétrica, como mostrado em (3.20).

$$\vec{\psi}_{sf} = \frac{\hat{V}_{falta}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} = \frac{(1-p)\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \quad (3.20)$$

O fluxo natural é um fluxo transitório causado pela mudança na tensão, cujo valor independe da tensão do estator, mas unicamente das condições iniciais da máquina. Esse fluxo pode existir ainda que a tensão da rede seja nula, equação (3.20), e se apresenta como uma componente estática em relação ao estator. O valor inicial do fluxo natural é tal que imediatamente antes e após o afundamento o fluxo da máquina seja o mesmo (3.21).

$$\vec{\psi}_{sn} = \vec{\Psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} \quad (3.21)$$

$$\vec{\Psi}_{n0} = \frac{p \cdot \hat{V}_{pre}}{j\omega_s} \quad (3.22)$$

Onde, $\vec{\Psi}_{n0}$ é o valor inicial da componente natural do fluxo e τ_s é a constante de tempo para o amortecimento do fluxo.

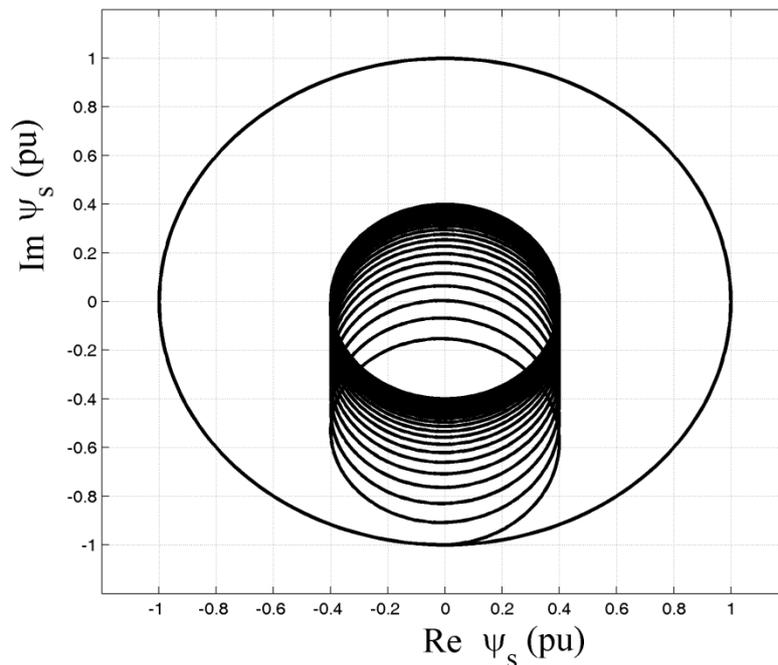
Dessa forma, o comportamento do fluxo do estator durante um afundamento de tensão trifásico equilibrado pode ser descrito como em (3.23) – (3.24).

$$\vec{\psi}_s(t < 0) = \frac{\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \quad (3.23)$$

$$\vec{\psi}_s(t \geq 0) = \frac{\hat{V}_{falta}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \vec{\psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} \quad (3.24)$$

A Figura 3.1 mostra a evolução do fluxo de estator ao longo do tempo no plano complexo.

Figura 3.1 - Fluxo de Estator em Afundamento de Tensão



Fonte: (OLIVEIRA, 2016)

Nessa figura nota-se claramente a condição de regime permanente, onde o fluxo descreve uma trajetória circular, centrada na origem do plano. Observa-se também o comportamento transitório entre esses dois estados, onde a componente girante do fluxo é somada a uma componente estacionária que o desloca da origem. Como a componente estacionária decai ao longo do tempo, tem-se essa trajetória espiral.

Como mostrado na equação (3.16) a variação do fluxo de estator produz uma força eletromotriz (fem) induzida no rotor da máquina. Tratando apenas dessa componente da tensão do rotor, percebe-se que a fem induzida também apresenta durante o afundamento duas componentes – forçada e natural, descritas por (3.25) – (3.26)

$$\vec{e}_{rf}^r = \frac{L_m}{L_s} s \hat{V}_{falta} e^{j\omega_r t} \quad (3.25)$$

$$\vec{e}_{rn}^r = -\frac{L_m}{L_s} j\omega_m \vec{\Psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_m t} \quad (3.26)$$

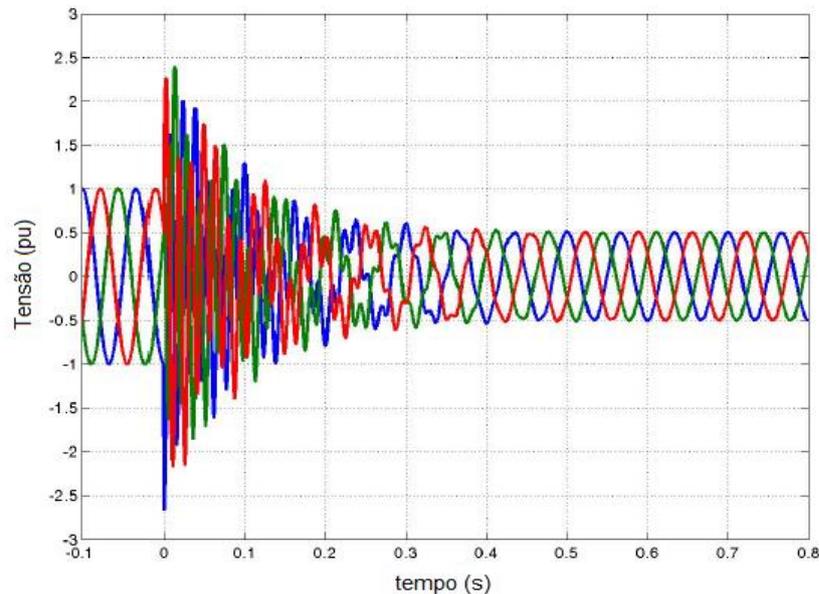
Finalmente, a força eletromotriz induzida total no rotor resulta da adição dessas duas componentes. Expressando essa tensão em função da profundidade do afundamento, tem-se (3.27).

$$\vec{e}_r^r = \frac{L_m}{L_s} \hat{V}_{pre} (s(1-p)e^{j\omega_r t} - (1-s)pe^{-j\omega_m t} e^{-t/\tau_s}) \quad (3.27)$$

Essa última dedução permite perceber que os dois termos dessa equação são de naturezas distintas e a composição da tensão induzida no rotor durante o afundamento é a superposição de duas frequências. O primeiro termo dessa expressão é gerado pela nova tensão de rede durante o afundamento, e sua amplitude é pequena e proporcional ao escorregamento. Sua frequência é de apenas alguns Hertz, dada pela diferença entre a frequência síncrona e a frequência do rotor. O segundo termo é uma tensão transiente causada pelo fluxo natural, cuja importância é proporcional à profundidade do afundamento. Sua frequência é igual à velocidade angular do rotor, ou seja, próximo à frequência síncrona.

A Figura 3.2 mostra a tensão induzida no rotor, em aberto, para um afundamento equilibrado de profundidade igual a 50%, obtida da simulação de um gerador com potência de 2 MW. Para se observar o efeito do amortecimento da tensão induzida, a tensão da rede permanece reduzida até o final da simulação.

Figura 3.2 - Tensão Induzida no Rotor em Aberto Durante Afundamento



Fonte: Produção do próprio autor

É possível perceber nessa curva a sobreposição das duas frequências. Observa-se ainda que a fem induzida atinge valores de até 2,5 vezes seu valor nominal. Essa sobretensão no rotor produz altas correntes nesse circuito e podem levar a danos no conversor se nenhuma ação for tomada.

Cabe salientar que o comportamento mostrado na figura pode ser modificado, já que a corrente exerce influência sobre a tensão nos terminais do rotor. Dependendo da estratégia de controle adotada no conversor, pode-se tornar mais rápida ou mais lenta a dinâmica de amortecimento da componente natural do fluxo (MENDES, 2009).

3.3.2. Afundamentos de Tensão Desequilibrados

Apesar de os afundamentos de tensão equilibrados serem os mais severos em termos de suportabilidade, os afundamentos desequilibrados são os mais comuns nos sistemas elétricos. A falta mais comum é o curto-circuito fase-terra, havendo também diversas ocorrências de faltas fase-fase. Neste tipo de situação as tensões das três fases não permanecem com o mesmo módulo ou com o mesmo defasamento durante

o afundamento. Tradicionalmente, a abordagem utilizada para o estudo de faltas assimétricas é por meio do método das componentes simétricas de Fortescue (1918).

Segundo essa teoria, qualquer sistema trifásico desequilibrado pode ser desmembrado em três conjuntos de sistemas trifásicos equilibrados. Portanto, qualquer fasor, seja ele tensão, corrente, fluxo, etc., pode ser decomposto na soma de três sistemas equilibrados, assim chamados:

- A sequência positiva, denotada pelo subscrito 1, onde as fases seguem a sequência regular, isto é abc. É a sequência habitual de um sistema equilibrado.
- A sequência negativa, denotada pelo subscrito 2, onde as fases possuem sequência oposta à regular, isto é, acb. Seria a sequência que faria um motor elétrico girar no sentido oposto.
- A sequência zero, denotada pelo subscrito 0, onde as três fases possuem o mesmo módulo e mesmo ângulo, ou seja, são sempre coincidentes.

As três sequências podem ser calculadas a partir dos fasores das três fases do sistema original, como mostrado em (3.28).

$$\begin{bmatrix} X_{1,a} \\ X_{2,a} \\ X_{0,a} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & e^{j2\pi/3} & e^{-j2\pi/3} \\ 1 & e^{-j2\pi/3} & e^{j2\pi/3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Onde X_a , X_b , X_c são os fasores das fases a, b e c respectivamente, e $X_{1,a}$, $X_{2,a}$, $X_{0,a}$, são as componentes positiva, negativa e zero da fase a, respectivamente.

A máquina elétrica ao ser alimentada por um sistema com tensões desequilibradas pode, por meio dessa transformada, ter suas equações decompostas nas três sequências. Considera-se para realizar essa decomposição que a máquina não sature e que as impedâncias sejam simétricas.

A sequência positiva das tensões no estator irá produzir um fluxo de estator com amplitude constante e sincronizado com a frequência da rede elétrica. A sequência negativa também produz um fluxo com amplitude constante, porém no sentido contrário. A sequência zero, não produz fluxo na máquina, pois o efeito resultante da soma das três fases é nulo.

Com isso, durante afundamentos de tensão o fluxo da máquina será constituído das componentes positiva e negativa, que quando somadas correspondem à componente forçada do fluxo e a componente natural, que é induzida durante o transitório provocado pela variação de tensão, conforme (3.29).

$$\psi_s = \psi_{s1} + \psi_{s2} + \psi_{sn} \quad (3.29)$$

Os fluxos de sequência positiva e negativa são fluxos de regime permanente, uma função da tensão da rede. O fluxo natural, todavia, é um fluxo transitório que na verdade independe da tensão da rede. Seu valor inicial ($\vec{\Psi}_{n0}$) garante a continuidade do fluxo total. Portanto, se no afundamento equilibrado esse fluxo era função apenas da profundidade do afundamento, durante afundamentos desequilibrados esse fluxo depende do tipo da falta (fase-terra, fase-fase, etc.) e do momento em que essa falta ocorre.

Para determinar o valor inicial da componente de sequência natural do fluxo, se utiliza da propriedade que o fluxo total deve ser contínuo (ABAD et al., 2011), portanto tem-se (3.30)

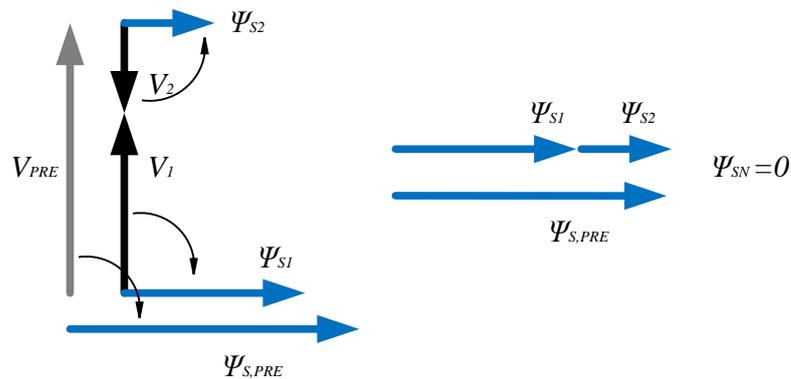
$$\begin{aligned} \psi_s(t_o^-) &= \psi_s(t_o^+) \\ \psi_s(t_o^-) &= \psi_{s1}(t_o^+) + \psi_{s2}(t_o^+) + \psi_{sn}(t_o^+) \end{aligned} \quad (3.30)$$

Logo:

$$\vec{\Psi}_{n0} = \psi_s(t_o^-) - \psi_{s1}(t_o^+) - \psi_{s2}(t_o^+) \quad (3.31)$$

Os fluxos de sequência positiva e negativa produzidos pela ocorrência da falta assimétrica giram em sentidos opostos, portanto, a cada período por duas vezes esses fluxos estarão alinhados e com mesmo sentido e por duas vezes estarão alinhados, porém com sentidos opostos. Caso o afundamento ocorra num instante tal que os fluxos produzidos estejam alinhados e com o mesmo sentido, tem-se a ausência de fluxo natural, como pode ser visto na Figura 3.3.

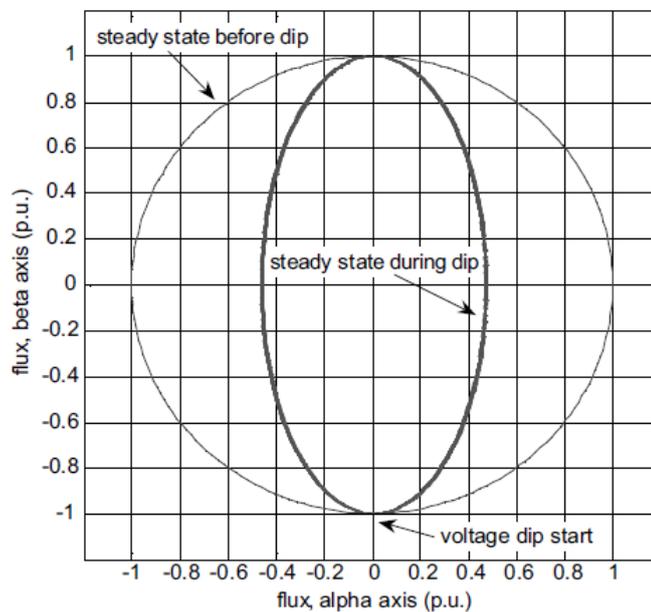
Figura 3.3 - Diagrama Fasorial de Afundamento sem Produção de Fluxo Natural



Fonte: Produção do próprio autor

Quando essa situação ocorre, o fluxo durante o afundamento tem o seu perfil mudado de circular para elipsoidal, como mostrado na Figura 3.4, porém não há nenhum transitório para essa mudança de perfil.

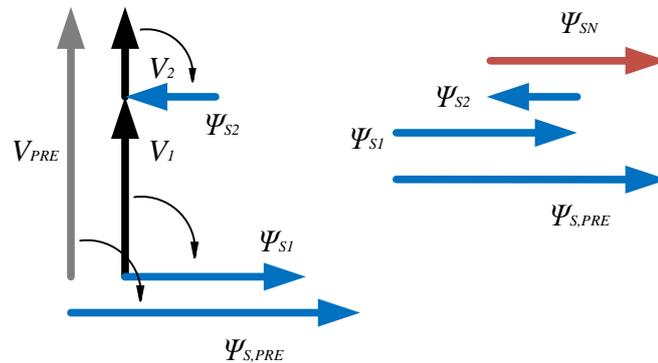
Figura 3.4 – Fluxo da Máquina durante Afundamento de Tensão Desequilibrado sem Componente Natural



Fonte: (ABAD et al., 2011) - Adaptado

Por outro lado, caso o afundamento ocorra no momento em que os fluxos de sequência positiva e negativa produzidos estejam alinhados, porém em oposição de fase, o valor inicial da componente natural será máximo, como mostra o diagrama fasorial da Figura 3.5.

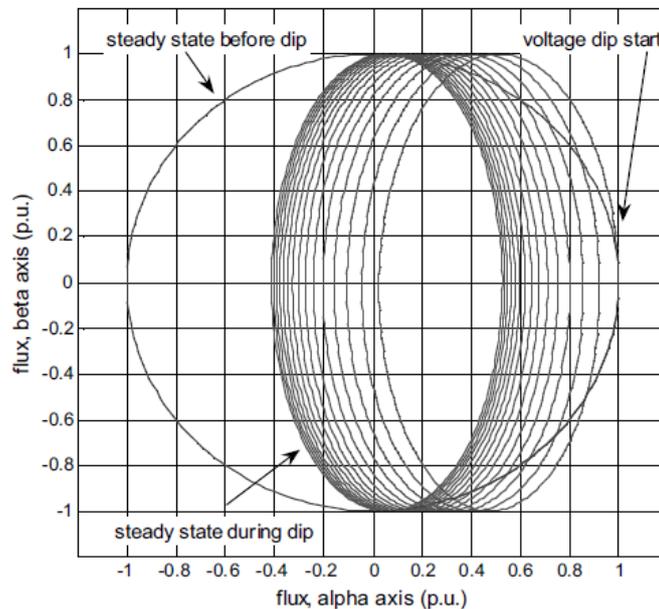
Figura 3.5 - Diagrama Fasorial de Afundamento com Produção de Fluxo Natural Máximo



Fonte: Produção do próprio autor

Nesse caso, entre a transição do perfil circular para o perfil elipsoidal haverá um transitório durante a existência do fluxo natural, conforme a Figura 3.6.

Figura 3.6 - Fluxo da Máquina durante Afundamento Desequilibrado com Componente Natural



Fonte: (ABAD et al., 2011) - Adaptado

Utilizando-se o método das componentes simétricas pode-se resumir, conforme o tipo de afundamento, o valor das tensões de sequência positiva e negativa e a faixa de variação da componente natural do fluxo (OLIVEIRA et al., 2016), conforme a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Relação entre o tipo de falta e as componentes de tensão

<i>Falta</i>	$ V_1 $	$ V_2 $	$ \bar{\Psi}_{n0} $
<i>Fase – Neutro</i>	$1 - p/3$	$p/3$	$0 \text{ a } 2p/3$
<i>Fase – Fase</i>	$1 - p/2$	$p/2$	$0 \text{ a } p$
<i>Fase – Fase – Neutro</i>	$1 - 2p/3$	$p/3$	$p/3 \text{ a } p$
<i>Fase – Fase – Fase</i>	$1 - p$	0	p

Fonte: (OLIVEIRA et al., 2016)

Cada uma dessas componentes do fluxo irá induzir uma componente de fem no rotor, de acordo com a sua amplitude e velocidade angular em relação ao respectivo enrolamento de rotor. Substituindo em (3.28) e (3.29), tem-se (3.32) – (3.34).

$$\vec{e}_{rf1}^r = \sqrt{2}V_1 \frac{L_m}{L_s} s e^{js\omega_s t} \quad (3.32)$$

$$\vec{e}_{rf2}^r = \sqrt{2}V_2 \frac{L_m}{L_s} (2 - s) e^{-j(2-s)\omega_s t} \quad (3.33)$$

$$\vec{e}_{rn}^r = -\frac{L_m}{L_s} j\omega_m \psi_{sn}^r \quad (3.34)$$

O valor final da fem induzida é, portanto, a soma desses três termos (3.35).

$$\vec{e}_r^r = \vec{e}_{rf1}^r + \vec{e}_{rf2}^r + \vec{e}_{rn}^r \quad (3.35)$$

A primeira tensão é pequena, uma vez que é proporcional ao escorregamento, e sua frequência é igual à frequência de escorregamento. A segunda tensão pode ser bastante significativa dependendo da taxa de assimetria do afundamento de tensão, e possuirá uma frequência próxima ao dobro da frequência da rede. A expressão da fem induzida pelo fluxo natural é exatamente a mesma dos afundamentos simétricos, a menos do seu valor inicial que depende de outros fatores além da profundidade do afundamento. Sua frequência é igual à frequência angular do rotor, ou seja, próxima à frequência da rede.

Com o modelo demonstrado para distúrbios na rede percebe-se que o principal problema dos afundamentos de tensão para o DFIG é a tensão induzida elevada que surge no rotor devido à mudança no fluxo da máquina. Essa tensão pode levar a circulação de correntes cujos valores são superiores aos suportados pelos componentes eletrônicos do conversor. Além disso, a análise a ser efetuada do efeito de um afundamento de tensão nos terminais de um DFIG depende do tipo de falta. Como a falta pode ser simétrica ou assimétrica, os dois modelos foram apresentados neste capítulo e serão usados no momento oportuno conforme a falta analisada.

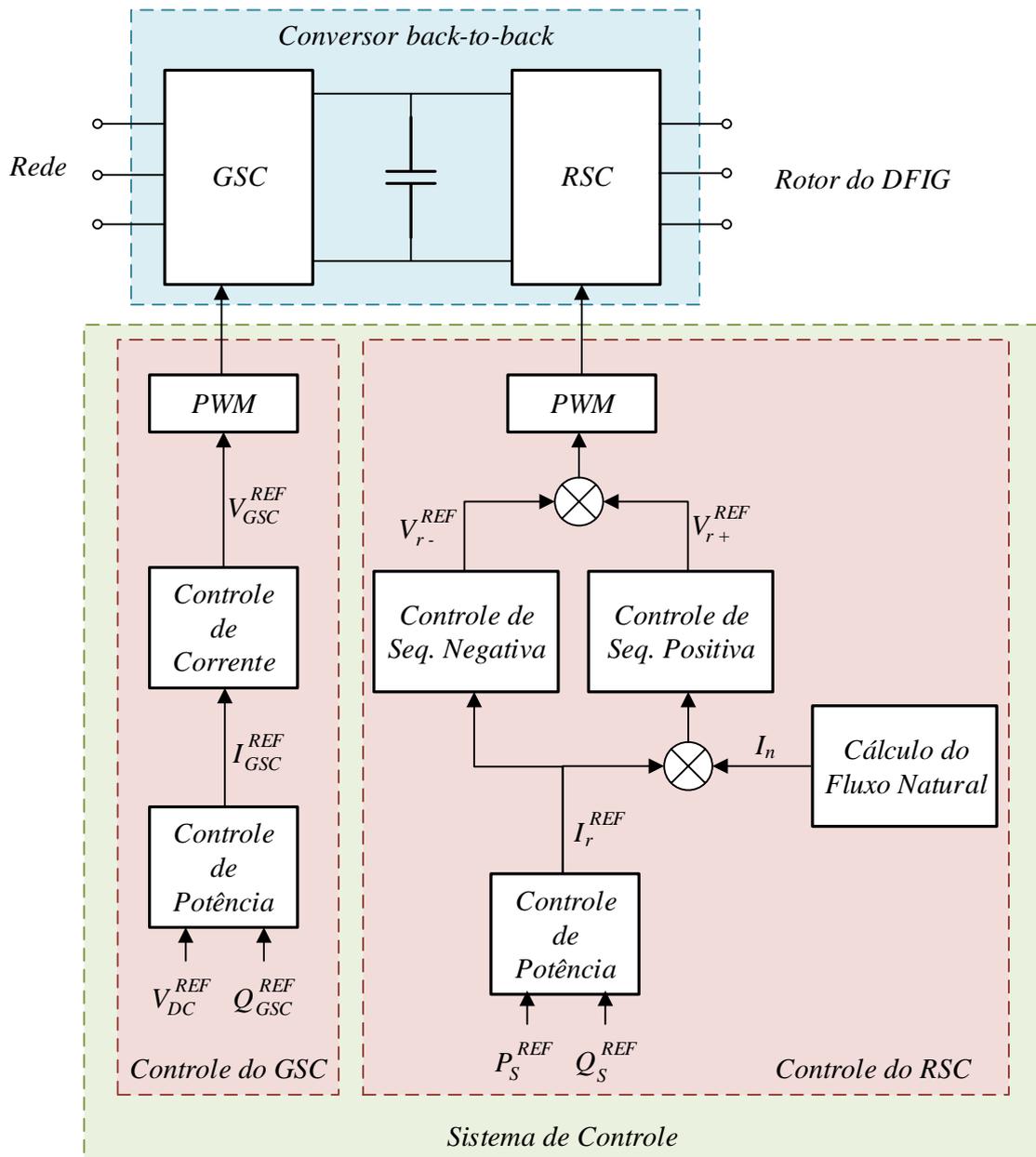
3.4. Controle do Conversor *Back-to-Back*

A função básica do sistema de controle do sistema de conversão de energia eólica é a máxima extração de potência do vento. Esse controle dinâmico é efetuado pelo controle adequado do conversor de potência. O conversor permite a operação da turbina em velocidade variável e aproveitamento ótimo da energia cinética do vento.

Para garantir a estabilidade do sistema e a operação ótima, há diversas variáveis a serem mantidas controladas em referências estabelecidas, tais como o torque, potência ativa e reativa da máquina; e ainda variáveis relacionadas ao GSC, como potência reativa e tensão do elo-CC. O sistema de controle tem como tarefa receber essas referências e determinar as tensões a serem geradas em ambos os conversores.

O conversor do lado da rede (GSC) controla a tensão do barramento CC e o fluxo de potência reativa entre o conversor e a rede. O conversor do lado do rotor (RSC) controla os fluxos de potência ativa e reativa entre o estator da máquina e a rede elétrica. A Figura 3.7 ilustra esse sistema de controle, apresentando as malhas em cascata, que serão detalhadas posteriormente.

Figura 3.7– Sistema de controle do conversor eletrônico



Fonte: Produção do próprio autor

Neste trabalho, a verificação da proposta foi feita por meio de simulação computacional no software PSCAD com um aerogerador de 2 MW. Os dados dessa máquina foram extraídos de Abad et al (2011), conforme apresentado na Tabela 3.3. O projeto de todos os dispositivos e malhas de controle foi efetuado levando em consideração esses parâmetros

Tabela 3.3 - Dados do Gerador Utilizado

Potência Nominal	2,0 MW
-------------------------	--------

Tensão de Linha no Estator	690 V
Corrente Nominal do Estator	1760 A
Frequência Nominal	50 Hz
Velocidade Síncrona	1500 rpm
Relação de Transformação Estator/Rotor	1/3 (Y/Y)
Indutância de Magnetização	2,5 mH
Indutância de Dispersão do Estator	0,087 mH
Indutância de Dispersão do Rotor	0,783 mH
Resistência do Estator	2,6 mΩ
Resistência do Rotor	26,1 mΩ

Fonte: (ABAD et al., 2011) – Adaptado

3.4.1. Projeto do Conversor Back-to-Back

Para a utilização em conversores fonte de tensão PWM aplicados em sistemas de conversão de energia eólica, o dispositivo eletrônico mais comum é o IGBT, por permitir a operação com frequência de chaveamento da ordem de kHz e valores elevados de tensão e corrente. Nas simulações, considerando o IGBT tendo em anti-paralelo um diodo, assumiu-se o comportamento ideal desse conjunto, desconsiderando-se as perdas e o tempo morto entre as comutações. Dessa forma, o projeto das chaves eletrônicas não foi contemplado neste trabalho.

Para garantir a qualidade da forma de onda de tensão gerada pelo conversor eletrônico dois índices são importantes. O primeiro desses indicadores é o índice de modulação de frequência, m_f . Esse índice é obtido pela razão entre a frequência da onda triangular e a frequência da onda de referência, como exposto em (3.36).

$$m_f = \frac{f_{tri}}{f_{ref}} \quad (3.36)$$

Quanto maior o valor desse índice melhor a qualidade da forma de onda na saída do conversor. Entretanto, com o aumento desse índice o número de transições das células de chaveamento se eleva. Isso implica em uma maior dissipação de potência

no conversor, devendo ser considerado um compromisso entre esses dois fatores (ABAD et al., 2011).

Adotou-se um índice de modulação igual a 100, de maneira a se obter uma eliminação de componentes harmônicas de ordem mais baixa e ao mesmo tempo reduzir as perdas de chaveamento nas chaves eletrônicas. Dessa forma:

$$f_{tri} = 100 \times 50 = 5 \text{ kHz}$$

Outro indicador é o índice de modulação de amplitude, m_a , dado por (3.37) (ABAD et al., 2011).

$$m_a = \frac{|v^*|}{|v_{tri}|} \quad (3.37)$$

Sob condições ideais, por meio da decomposição em série de Fourier do sinal de saída, esse índice pode determinar a tensão obtida na saída do conversor (3.38).

$$\langle v_{an} \rangle_1 = m_a \frac{V_{CC}}{2} \quad \text{se } m_a \leq 1 \quad (3.38)$$

Dessa forma fica determinado o valor máximo da tensão fundamental na saída do conversor como sendo metade do valor da tensão no elo-CC.

Adotou-se a tensão de linha RMS no ponto de conexão do GSC com a rede igual a 400V. O índice de modulação de amplitude foi escolhido igual a 0,7 para permitir excursão dos sinais de referência durante transitórios, assim, tem-se:

$$\frac{\sqrt{2} \times 400}{\sqrt{3}} = 0,7 \times \frac{V_{CC}}{2}$$

$$V_{CC} = 933,14 \text{ V}$$

O projeto da capacitância para o elo-CC do conversor *back-to-back* foi feito conforme os critérios de Carlsson (1998). São definidos dois critérios para esse dimensionamento. O primeiro considerando que a tensão do capacitor deve ser praticamente constante apesar da descontinuidade da corrente que passa por ele. O

segundo considera a manutenção da tensão no elo-CC durante transitórios, sendo o pior caso a reversão do sentido da potência no conversor.

A partir desses cálculos, obtém-se:

$$C \geq 24 \text{ mF}$$

A Tabela 3.4 resume os valores dos parâmetros adotados para o conversor BTB.

Tabela 3.4 - Parâmetros do Conversor BTB

Tensão do Elo-CC do Conversor BTB	1,0 kV
Capacitância do Elo-CC do Conversor BTB	30 mF
Frequência da Portadora Triangular	5 kHz

Fonte: Produção do próprio autor

3.4.2. PLL

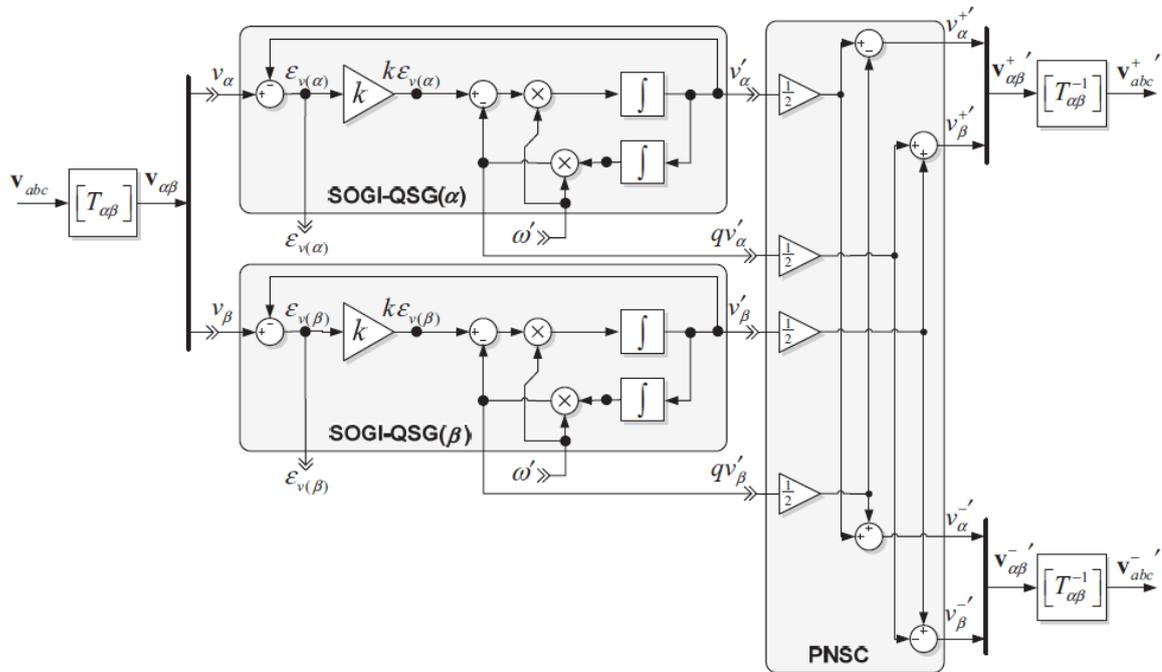
Utilizando o modelo dinâmico apresentado para o DFIG, as variáveis de estator e rotor estão referidas ao estator em um sistema de coordenadas síncrono. Escolhendo-se adequadamente o alinhamento do referencial dq, as potências ativa e reativa são desacopladas, permitindo o seu controle independente. Foi adotado, conforme mencionado, a orientação pela tensão do estator.

Idealmente, o vetor de tensão da rede deveria possuir módulo e frequência de rotação constantes, descrevendo tensões perfeitamente senoidais. Contudo, na prática há inúmeras não idealidades no sistema elétrico que originam distúrbios no vetor da tensão – componentes harmônicos, desbalanceamentos, oscilações na frequência, entre outros. O conversor que esteja conectado à rede está sujeito a todos esses distúrbios e para o seu correto funcionamento a sincronização com a rede deve ser feita corretamente. A detecção do ângulo é então realizada por meio de um circuito detector de fase, ou sincronizador, comumente chamado de PLL, sigla do inglês para *phase locked loop*.

Há diversas estruturas para o PLL apresentadas na literatura. Nesse trabalho utiliza-se a estrutura DSOGI-FLL (*Double Second-Order Generalized Integrator - FLL*) demonstrada por Teodorescu; Liserre; Rodríguez (2010), como mostrado na Figura

3.8. Essa topologia foi escolhida por apresentar resposta rápida e precisa mesmo durante condições de anormalidade das tensões da rede.

Figura 3.8 - Estrutura do DSOGI-FLL



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2010)

A estrutura DSOGI consiste em quatro blocos básicos:

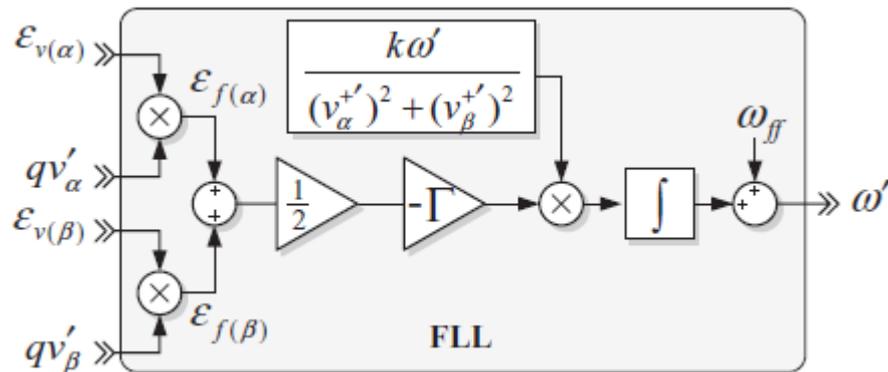
- No primeiro bloco, chamado de $T_{\alpha\beta}$, as tensões trifásicas são convertidas para o sistema de eixos $\alpha\beta$ por meio da transformada de Clarke.
- Os blocos SOGI-QSG (*Second-order Generalized Integrator for Quadrature Signal Generator*) realizam as mesmas operações para os vetores dos eixos α e β , separadamente. Esses blocos são filtros seletivos em torno da frequência ω' (fornecida pelo FLL) que geram sinais em quadratura v_α , qv_α , v_β e qv_β .
- O bloco PNSC (*positive/negative-sequence calculation*) gera, a partir dos sinais em quadratura, os vetores α e β de sequência positiva e negativa.
- Finalmente, os blocos $T_{\alpha\beta}^{-1}$, realizam a transformada inversa de Clarke convertendo os sinais novamente para o sistema trifásico em sequência positiva e negativa.

O único parâmetro a ser definido nessa estrutura é o ganho proporcional k . Esse ganho define o grau de seletividade do filtro e segundo Teodorescu; Liserre;

Rodríguez (2010), o valor de $k = \sqrt{2}$ garante a relação ótima entre sobressinal e tempo de resposta do sinal.

O detector de frequência FLL adotado é apresentado na Figura 3.9.

Figura 3.9 - Estrutura do Detector de Frequência



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2010)

Utiliza-se apenas um FLL para o cálculo de ω' para os SOGI-QSG de α e β , visto que ambos estão em uma mesma frequência. O que se faz, portanto, é calcular o erro médio a partir dos sinais fornecidos pelo QSG de α e β . A frequência base do sistema, ω_{ff} , é inserida para diminuir o esforço da malha de controle. O ganho Γ é ajustado para determinar o tempo de acomodação do sistema, e segundo Teodorescu; Liserre; Rodríguez (2010) essa relação é descrita por (3.39).

$$t_{acomodação} \cong \frac{4,6}{\Gamma} \quad (3.39)$$

Escolhendo um tempo de acomodação próximo de 100ms, obtém-se o ganho aproximadamente, $\Gamma = 50$.

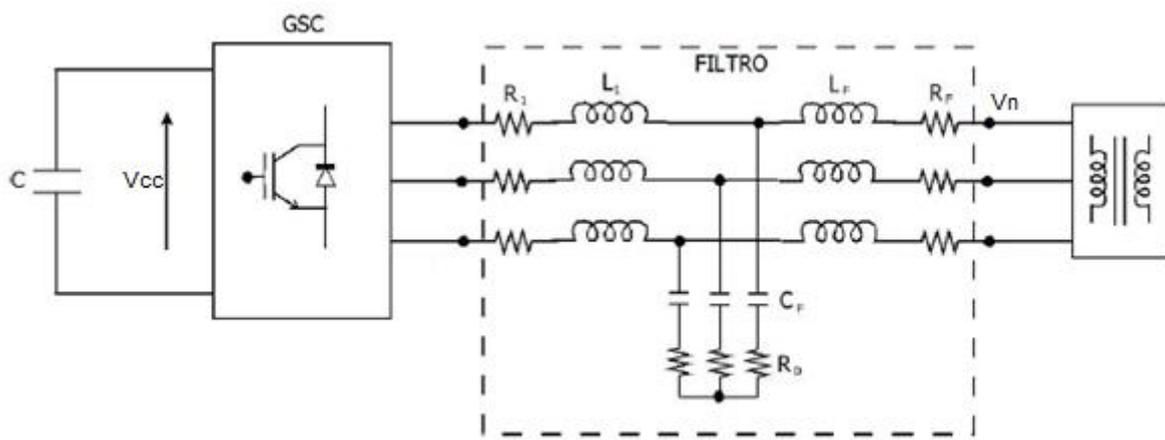
3.4.3. Filtro LCL

A conexão do GSC com o sistema elétrico deve atender aos requisitos de qualidade de energia com relação aos harmônicos conforme a IEEE 519 (IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY, 2014). Como a tensão de saída do conversor é uma onda quadrada com modulação PWM seu conteúdo harmônico é elevado, sobretudo em

frequências próximas da frequência de chaveamento. A utilização de um filtro é indispensável para a supressão desses harmônicos.

Nesse trabalho, foi utilizado um filtro LCL (indutor-capacitor-indutor), conforme mostrado na Figura 3.10. Com essa topologia permite-se a redução dos indutores em comparação com um filtro indutivo puro, o que reduz significativamente as dimensões e o peso do filtro. As resistências em série com as indutâncias são intrínsecas dos enrolamentos. As resistências em série com os capacitores são inseridas para aumentar o amortecimento do filtro.

Figura 3.10 - Filtro LCL entre GSC e a Rede



Fonte: Produção do próprio autor

Para o projeto do filtro foi utilizada a metodologia apresentada por Liserre; Blaabjerg; Hansen (2005). Nesse trabalho são especificadas as restrições para o dimensionamento dos componentes:

- O capacitor deve ser ajustado para não reduzir o fator de potência no ponto de conexão durante a operação com potência nominal. Em geral adota-se um valor inferior a 5% da impedância de base.
- O valor total da indutância deve ser inferior a 0,1 pu para limitar a queda de tensão entre a rede e o conversor e garantir a controlabilidade do sistema.
- A frequência de ressonância deve estar entre dez vezes a frequência da rede e metade da frequência de chaveamento.
- O amortecimento deve ser tal que suprima oscilações e ao mesmo tempo não cause perdas significativas a ponto de reduzir a eficiência.

Dessa forma o capacitor é determinado por (3.40).

$$C_f = 0,05 \cdot \frac{P_n}{2 \cdot \pi \cdot f_s \cdot V_n^2} \quad (3.40)$$

A indutância do lado do conversor deve ser suficiente para suprimir as oscilações de corrente. Foi adotado um valor de *ripple* inferior a 3,5% e o indutor foi calculado conforme (3.41).

$$L_1 = \frac{V_n}{2 \cdot \sqrt{6} \cdot f_{sw} \cdot i_{ripple}} \quad (3.41)$$

Segundo Liserre; Blaabjerg; Hansen (2005), o indutor do lado da rede pode ser determinado por meio da atenuação desejada dos componentes harmônicos da frequência de chaveamento, nesse caso 0,2, conforme (3.42).

$$\frac{i_g(h_s)}{i(h_s)} = \frac{1}{|1 + r(1 - L_1 C_b \omega_s^2 \cdot 0,05)|} \quad (3.42)$$

Verificou-se se a frequência de ressonância estava atendendo à condição estabelecida. O resistor adotado foi escolhido como um terço da impedância do capacitor. Dessa forma, os parâmetros do filtro escolhido são mostrados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Parâmetros do Filtro LCL

Tensão de Linha no GSC	400 V
Indutância do Lado do Conversor	0,7mH
Indutância do Lado da Rede	0,144mH
Capacitância	0,2mF
Resistência	15,87Ω

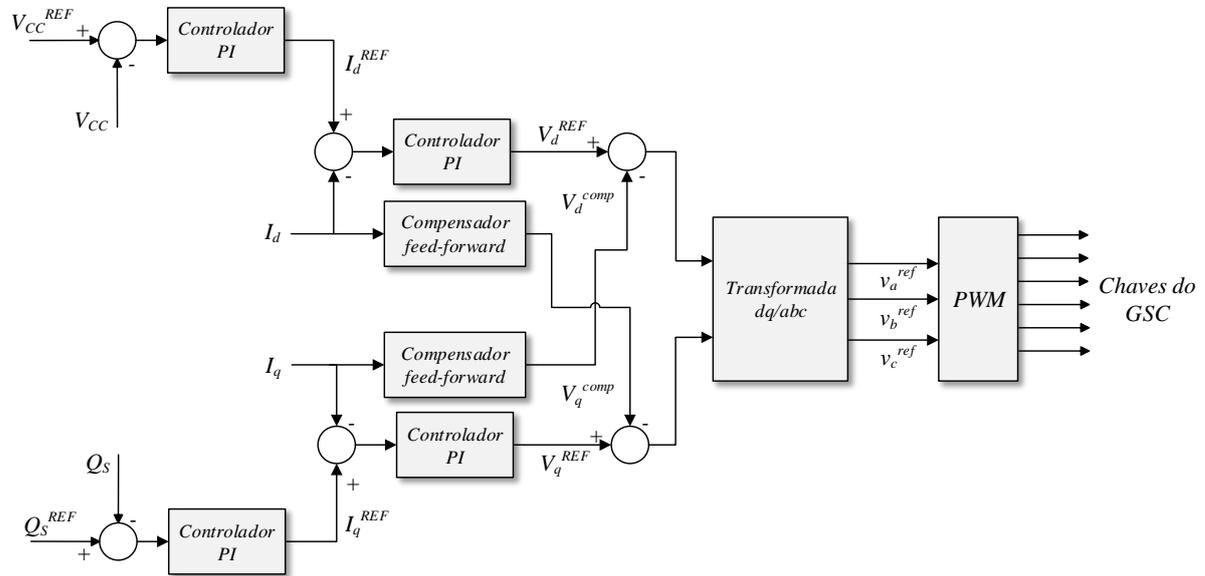
Fonte: Produção do próprio autor

3.4.4. Controle do GSC

A malha de controle do GSC é um sistema em cascata, desacoplado nos eixos d e q, conforme Figura 3.11. As malhas de controle da tensão do barramento CC e do fluxo de potência reativa funcionam como malhas externas fornecendo os sinais de referência para a corrente de eixo direto e de eixo quadratura. Na malha interna é

determinada a tensão que deve ser sintetizada no conversor para garantir essa corrente e conseqüentemente a tensão CC e a potência reativa desejadas.

Figura 3.11 - Malha de Controle do GSC



Fonte: Produção do próprio autor

Para a análise das funções de transferência e projeto dos controladores que a seguir são apresentadas, foram utilizadas as análises e deduções apresentadas por Mendes (2013).

O GSC se conecta à rede elétrica por meio do filtro LCL. Para fins de simplificação, no projeto das malhas de controle considera-se esse filtro apenas como a soma dos indutores. Dessa forma (3.43) e (3.44) descrevem esse sistema em um referencial na frequência síncrona.

$$v_d = -R_T \cdot i_d - L_T \cdot \frac{di_d}{dt} + e_d + \omega \cdot L_T \cdot i_q \quad (3.43)$$

$$v_q = -R_T \cdot i_q - L_T \cdot \frac{di_q}{dt} - \omega \cdot L_T \cdot i_d \quad (3.44)$$

Onde as tensões v_d e v_q representam as componentes de eixo direto e quadratura sintetizadas pelo conversor, R_T e L_T são os parâmetros do filtro e e_d é a tensão da

rede, que apresenta apenas a componente de eixo direto, devido à orientação adotada.

Nessa equação percebe-se que há uma função transferência entre a tensão de eixo d e a corrente de eixo d, e da mesma forma entre a tensão de eixo q e a corrente de eixo q, conforme (3.45).

$$G_{in} = \frac{i_d}{v_d} = \frac{i_q}{v_q} = \frac{1}{L_T s + R_T} \quad (3.45)$$

Por meio dessa função de transferência são projetados os controladores para a malha de corrente (malha interna), por meio de (3.46) e (3.47).

$$T_i = \frac{L_T}{R_T} \quad (3.46)$$

$$K_p = \frac{L_T}{2 \cdot T_a} \quad (3.47)$$

Onde T_a é o atraso provocado pelo chaveamento do inversor, igual à metade do período de chaveamento.

Nota-se ainda que há termos de acoplamento entre os eixos nas equações (4.8 e 4.9), esses termos são considerados perturbações pela malha de controle e são compensados por controladores *feedforward*, descritos por (3.48) e (3.49).

$$V_{d \text{ comp}} = e_d + \omega \cdot L_T \cdot i_q \quad (3.48)$$

$$V_{q \text{ comp}} = -\omega \cdot L_T \cdot i_d \quad (3.49)$$

Com a tensão orientada no eixo d, as equações da potência ativa e da potência reativa são dadas por (3.50) e (3.51).

$$P_{GSC} = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}^*\} = \frac{3}{2} (|V| \cdot i_d) \quad (3.50)$$

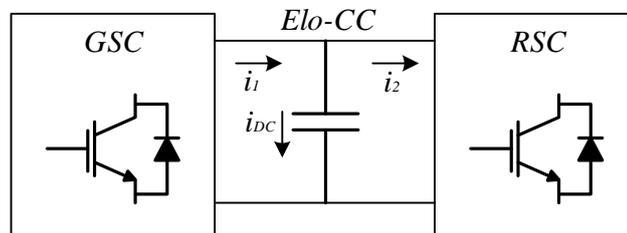
$$Q_{GSC} = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}^*\} = \frac{3}{2} (|V| \cdot i_q) \quad (3.51)$$

Fica claro que a potência ativa é controlada pela componente de eixo d da corrente, enquanto a potência reativa é controlada pela corrente no eixo q. Dessa forma tem-se o controle desacoplado da potência.

Pelo barramento CC flui apenas potência ativa. Assim, o controle da tensão CC é feito pelo balanço de potência entre o rotor e o GSC. Quando o rotor da máquina está consumindo potência ativa a tensão CC tende a diminuir, e o GSC consome potência da rede para impedir que isso ocorra. Quando o rotor fornece potência ativa o GSC deve despachar essa potência para a rede para impedir a elevação da tensão CC. As correntes no elo-CC podem ser relacionadas por (3.52), conforme a Figura 3.12.

$$i_1 = i_2 + C \frac{dV_{CC}}{dt} \quad (3.52)$$

Figura 3.12 - Correntes no Elo-CC do Conversor Back-to-back



Fonte: Produção do próprio autor

A corrente i_2 é considerada uma perturbação para a malha de controle, e, portanto, a função de transferência para esse sistema pode ser descrita por (3.53).

$$G_{V_{cc}} = \frac{V_{cc}}{i_1} = \frac{1}{sC} \quad (3.53)$$

Dessa forma, os controladores dessa malha podem ser projetados por (3.54) e (3.55).

$$T_i = 4 \cdot \tau_{cor} \quad (3.54)$$

$$K_p = \frac{C}{2 \cdot \tau_{cor}} \quad (3.55)$$

Onde, τ_{cor} é o atraso inserido pela malha de controle de corrente.

O controle de potência reativa é feito de forma independente, conforme o fator de potência desejado. Durante a operação normal a potência reativa é mantida em zero, garantindo fator de deslocamento unitário do conversor.

A medição instantânea da potência possui muitos ruídos devido ao chaveamento do conversor. Essa medição é filtrada, e esse filtro é levado em consideração na função de transferência da potência reativa, conforme (3.56).

$$G_{Q\ GSC} = \frac{Q_{GSC}}{i_n} = -\frac{3}{2} \frac{V_n}{T_{Q\ GSC} s + 1} \quad (3.56)$$

Sendo $T_{Q\ GSC}$ a constante de tempo desse filtro, os ganhos dessa malha de controle podem ser projetados por (3.57) e (3.58)

$$T_i = T_{Q\ GSC} \quad (3.57)$$

$$K_p = \frac{T_{Q\ GSC}}{3 \cdot V_n \cdot \tau_{cor}} \quad (3.58)$$

Dessa forma, os ganhos adotados para o controle do GSC são resumidos na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Ganhos dos Controladores do GSC

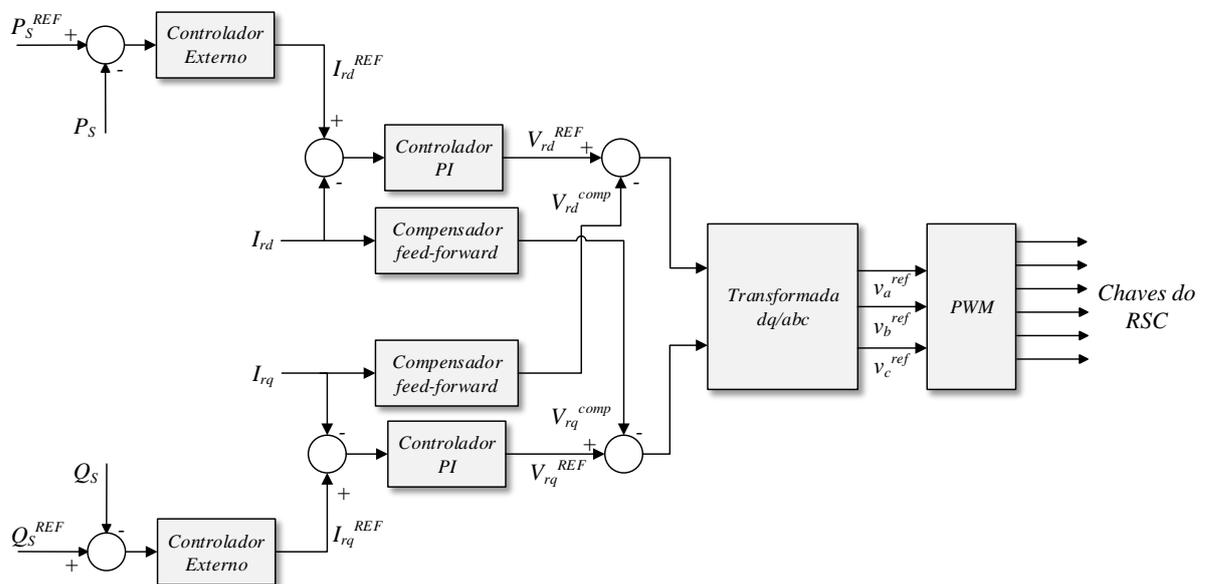
Controlador de Corrente do GSC	Kp	8,44
	Ti	0,0844s
Controlador da Tensão do Elo-CC	Kp	1
	Ti	0,1s
Controlador da Potência Reativa no GSC	Kp	0,2962
	Ti	0,3376 s

Fonte: Produção do próprio autor

3.4.5. Controle do RSC

Assim como no GSC, no RSC é utilizado um sistema de controle em cascata desacoplado, conforme Figura 3.13. As malhas externas fornecem a referência de corrente necessária para se obter a potência ativa e reativa desejada no estator da máquina. As malhas internas recebem essa referência e determinam as tensões a serem sintetizadas no rotor do DFIG.

Figura 3.13 - Malha de Controle do RSC



Fonte: Produção do próprio autor

Também para o RSC foram utilizadas funções de transferência e projetos dos controladores conforme apresentados por Mendes (2013).

As tensões a serem produzidas no rotor em função das correntes de eixo d e q são dadas por (3.59) – (3.60).

$$v_{rd} = R_r \cdot i_{rd} + \sigma L_r \cdot \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_r \cdot \sigma \cdot L_r \cdot i_{rq} - \omega_r \cdot \frac{L_m}{L_s} \cdot \psi_{sq} \quad (3.59)$$

$$v_{rq} = R_r \cdot i_{rq} + \sigma \cdot L_r \cdot \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_r \cdot \sigma \cdot L_r \cdot i_{rd} \quad (3.60)$$

Por meio dessas equações pode-se estabelecer as funções de transferência do sistema (3.61)

$$G_{ir} = \frac{i_{rd}}{v_{rd}} = \frac{i_{rq}}{v_{rq}} = \frac{1}{\sigma \cdot L_r \cdot s + R_r} \quad (3.61)$$

Nesse caso, os termos de acoplamento são considerados perturbações compensadas com controladores *feedforward*, conforme (3.62) e (3.63).

$$V_{rd \text{ comp}} = -\omega \cdot \sigma \cdot L_r \cdot i_{rq} - \omega_r \cdot \frac{L_m}{L_s} \cdot \psi_{sq} \quad (3.62)$$

$$V_{q \text{ comp}} = \omega \cdot \sigma \cdot L_r \cdot i_{rd} \quad (3.63)$$

Os controladores podem ser dimensionados por (3.64) e (3.65).

$$T_i = \frac{\sigma \cdot L_r}{R_r} \quad (3.64)$$

$$K_p = \frac{\sigma \cdot L_r}{2 \cdot T_a} \quad (3.65)$$

Como apresentado anteriormente, as potências ativa e reativa no estator podem ser calculadas por (3.66) - (3.69).

$$P_s = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (|V| \cdot i_{sd}) \quad (3.66)$$

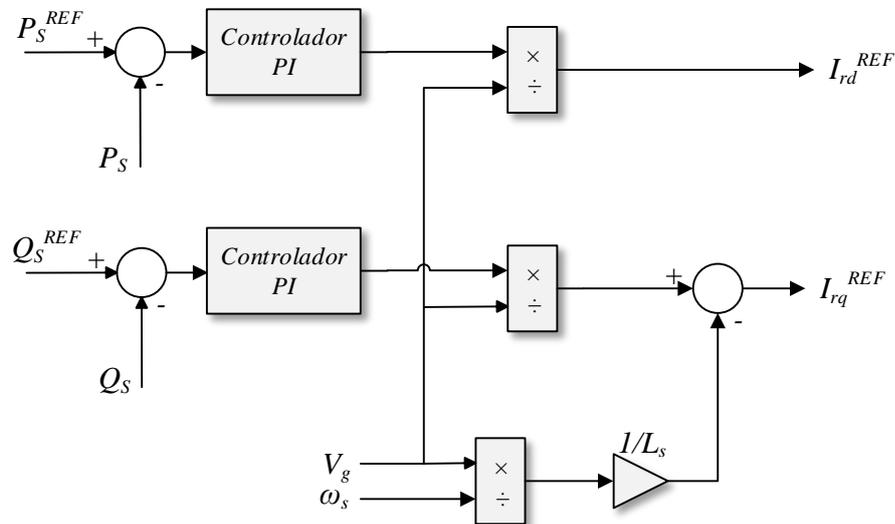
$$Q_s = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (|V| \cdot i_{sq}) \quad (3.67)$$

$$i_{sd} = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \quad (3.68)$$

$$i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i_{rq} \quad (3.69)$$

Com isso, a malha de controle externa é construída conforme a Figura 3.14.

Figura 3.14 - Malha Externa de Controle do RSC



Fonte: Produção do próprio autor

O controle de potência considera os filtros utilizados, da mesma forma que no GSC, portanto sua função de transferência é dada por (3.70) e (3.71)

$$G_{P_s} = -\frac{3 \frac{L_m}{L_s} v_{sd}}{2T_{P_s}S + 1} \quad (3.70)$$

$$G_{Q_s} = -\frac{3 \frac{L_m}{L_s} v_{sd}}{2T_{Q_s}S + 1} \quad (3.71)$$

Os ganhos nos controladores da malha de potência são então calculados por (3.72) e (3.73)

$$T_i = T_{P_s} = T_{Q_s} \quad (3.72)$$

$$K_p = \frac{T_{P_s}}{3 \frac{L_m}{L_s} \tau_a} \quad (3.73)$$

De maneira resumida, os ganhos obtidos são apresentados na Tabela 3.7:

Tabela 3.7 - Ganhos dos Controladores do RSC

Controlador de Corrente do RSC	Kp	1,7107
	Ti	0,059s
Controlador da Potência no Estator	Kp	0,69
	Ti	0,03s

Fonte: Produção do próprio autor

3.4.5.1. Controle de Corrente de Magnetização

Como apresentado no capítulo 3, a existência do fluxo natural durante afundamentos de tensão gera dois efeitos prejudiciais ao funcionamento do DFIG, a saber: altas tensões induzidas no circuito de rotor e surgimento de uma nova componente no fluxo da máquina em frequência diferente. O primeiro efeito prejudica o funcionamento do conversor, que uma vez sujeito a essas tensões satura e é atravessado por correntes sobremaneira elevadas. O segundo efeito provoca oscilações no torque e na potência gerada, aumentando o desgaste da máquina e podendo levar a instabilidade.

Durante afundamentos de tensão, a máquina perde magnetização, visto que o fluxo devido à tensão remanescente é menor do que o fluxo com tensão plena. Essa desmagnetização pode ser vista pelo decaimento do fluxo natural.

Segundo (3.14), reescrita em (3.74) o fluxo no rotor da máquina é dependente do fluxo no estator, porém, pode ser influenciado pela corrente injetada no rotor.

$$\vec{\psi}_r^r = \frac{L_m}{L_s} \vec{\psi}_s^r + \sigma L_r \vec{i}_r^r \quad (3.74)$$

Esse fluxo de rotor, durante afundamentos de tensão é composto por duas parcelas – natural e forçada. Uma estratégia muito utilizada para diminuir o efeito da desmagnetização da máquina é injetar uma corrente para acelerar o decaimento do fluxo natural, como apresentado a seguir.

Aumentando o amortecimento do fluxo, reduz-se o período de operação com altas tensões induzidas no rotor, diminuindo a operação saturada do conversor. Além disso, reduz-se as oscilações provocadas no torque e na potência.

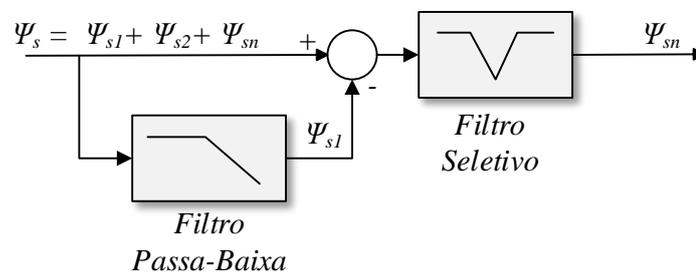
O fluxo natural foi calculado a partir das correntes medidas no estator e no rotor, e dos parâmetros da máquina, como descrito em (3.75) e (3.76)

$$\Psi_{\alpha s} = (L_{\sigma s} + L_m)i_{\alpha s} + L_m i_{\alpha r} \quad (3.75)$$

$$\Psi_{\beta s} = (L_{\sigma s} + L_m)i_{\beta s} + L_m i_{\beta r} \quad (3.76)$$

Esse fluxo é então calculado em um referencial síncrono, no qual a componente de fluxo de sequência positiva aparece como um valor constante, a componente de sequência negativa com o dobro da frequência síncrona, e a componente natural na frequência síncrona. Passando por um filtro passa baixa, obtém-se a parcela de sequência positiva do fluxo. Ao subtrair essa parcela do fluxo total, restam as componentes natural e de sequência negativa. Por meio de um filtro seletivo sintonizado no dobro da frequência da rede, extrai-se a componente natural do fluxo, conforme Figura 3.15.

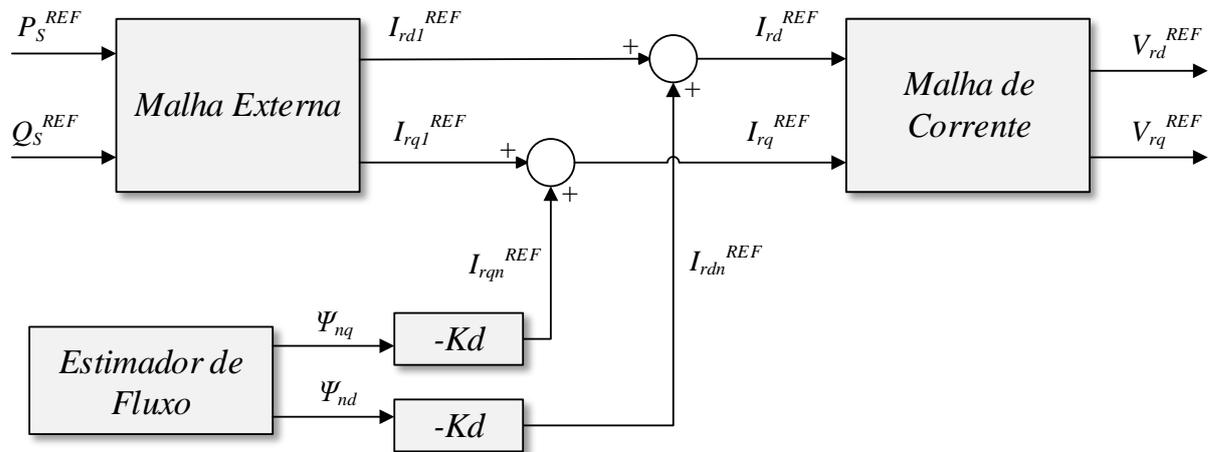
Figura 3.15 - Extração da Componente Natural do Fluxo



Fonte: Produção do próprio autor

Uma vez estimado o fluxo natural, pode-se adicionar ao controle uma corrente proporcional a esse fluxo para aumentar o seu amortecimento, conforme Figura 3.16.

Figura 3.16 - Malha de Controle da Corrente de Magnetização



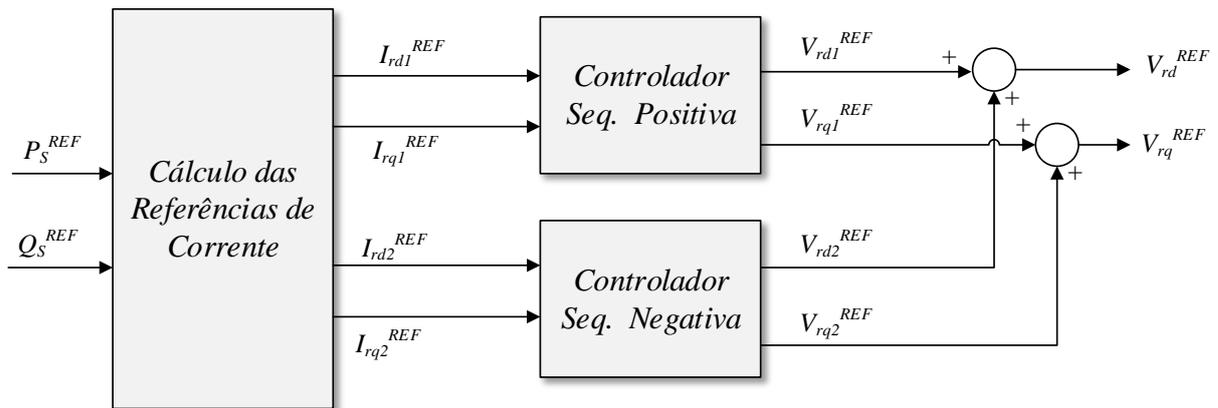
Fonte: Produção do próprio autor

Não é necessário um controlador integral, uma vez que a componente natural já tende a zero em regime permanente. Quanto maior o ganho K_d , mais rápido o decaimento do fluxo, contudo seu aumento descontrolado pode fazer ultrapassar a capacidade de circulação de corrente das chaves do conversor. Em vista disso, foi obtido empiricamente o valor de $K_d = 0,05$.

3.4.5.2. Controle de Sequência Negativa do RSC

Durante condições de desequilíbrio na rede é necessário algum sistema para suprimir os efeitos da componente de sequência negativa de tensão. Tais efeitos são principalmente: oscilações no torque, sobrecorrentes no estator e sobretensões no rotor. Por meio da inserção precisa de componentes de sequência negativa na corrente do rotor, pode-se contornar esses problemas. Dessa maneira, utiliza-se um controle em paralelo ao controle do RSC para a malha de corrente de sequência negativa, conforme Figura 3.17, com a técnica normalmente denominada *dual-control*.

Figura 3.17 - Estratégia de Controle *Dual-Control* para o RSC



Fonte: Produção do próprio autor

Como a configuração do sistema para a sequência negativa é a mesma da sequência positiva - isto é, considera-se que as resistências e indutâncias da máquina tem o mesmo valor para ambas; utilizam-se nos controladores PI os mesmos ganhos que foram projetados anteriormente.

Com o PLL utilizado é possível extrair a fase da componente de sequência negativa da tensão da rede. Subtraindo dessa componente o ângulo de rotação do rotor, pode-se determinar a fase das componentes de sequência negativa vistas no rotor. Esse ângulo é utilizado para as transformações de referência.

Ao realizar a transformada dq utilizando o ângulo da sequência negativa, essas aparecem como valores constantes, enquanto as componentes de sequência positiva aparecem como oscilações. Por meio de um filtro seletivo, essas componentes são eliminadas, e tem-se uma medição precisa das componentes de sequência negativa das correntes de rotor.

A definição das referências para essas correntes pode ter diferentes objetivos (IEC 61400-21, 2008):

- Anular as componentes de sequência negativa da corrente de rotor;
- Anular as componentes de sequência negativa da corrente de estator;
- Eliminar as pulsações na potência ativa gerada no estator;
- Reduzir o estresse mecânico, eliminando as oscilações na potência total do gerador.

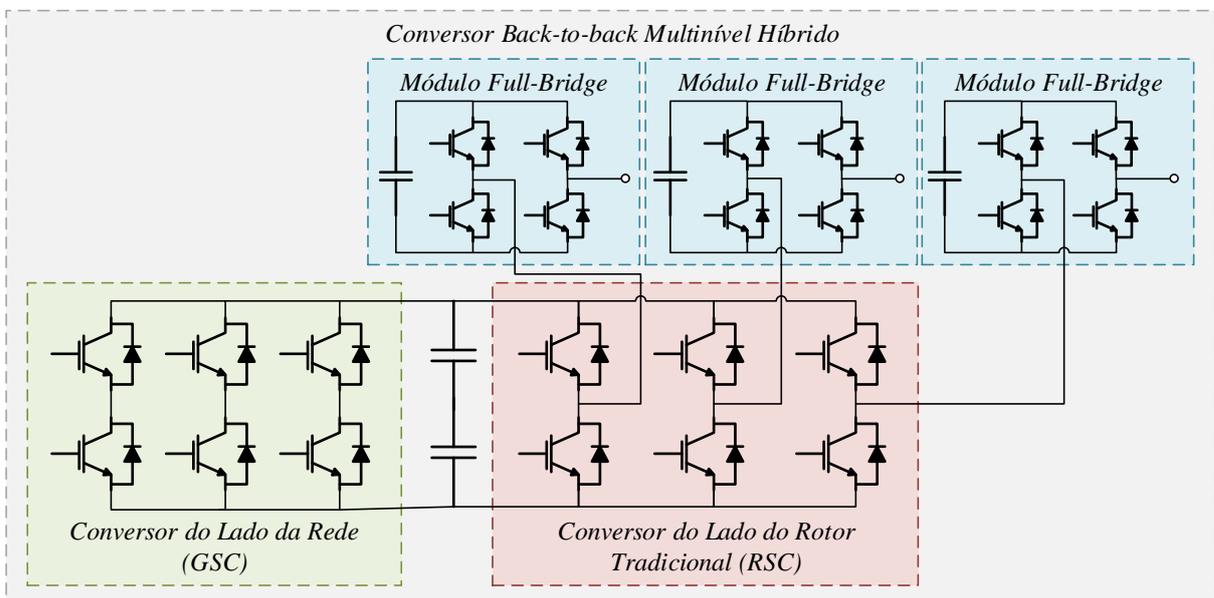
Nesse trabalho foi adotado o primeiro objetivo, definindo-se assim as referências para as componentes de sequência negativa do rotor iguais a zero.

3.5. Projeto do Módulo FB do Conversor Híbrido

A utilização da topologia multinível híbrida para o conversor *back-to-back* permite que o sistema produza tensões mais elevadas no circuito de rotor sempre que necessário. Essas tensões maiores permitem que seja realizado o controle das correntes de rotor para operação durante faltas, e não afetam a operação durante condições normais. O conversor multinível híbrido (HMC) proposto pode ser dividido em três partes, como mostrado na Figura 3.18.

- Conversor do lado da Rede (GSC)
- Conversor do lado do Rotor (RSC)
- Módulos Ponte Completa (FB)

Figura 3.18 – Estrutura do Conversor Multinível Híbrido (HMC)



Fonte: Produção do próprio autor

O conversor proposto apresenta a mesma estrutura do *back-to-back* tradicional, contendo os conversores GSC e RSC conectados por um elo-CC, e acrescenta a cada fase do RSC um conversor monofásico ponte completa, denominado aqui FB (*full-bridge module*). O controle do conversor tradicional é realizado conforme apresentado

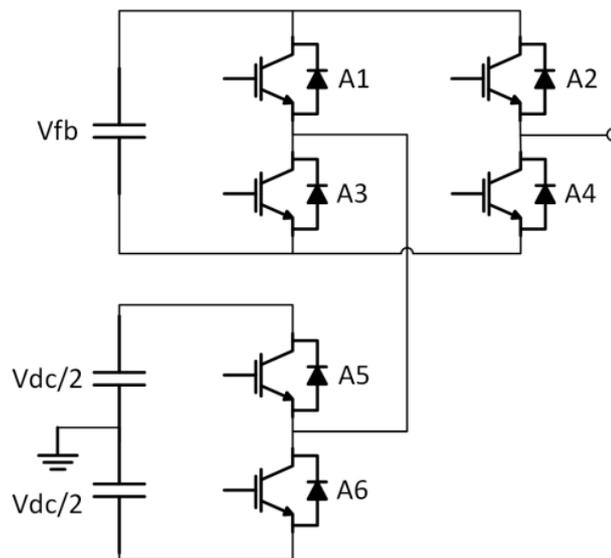
anteriormente, não sendo necessária nenhuma alteração devido à modificação na topologia.

A estrutura adotada para os módulos FB utiliza capacitores flutuantes, dessa forma não há necessidade de fontes de alimentação independentes para cada conversor. Para o controle da carga e descarga dos capacitores flutuantes esse trabalho propõe uma nova técnica de chaveamento modificada usando as próprias chaves desse conversor.

3.5.1. Operação do HMC

A análise da operação do conversor híbrido é realizada por meio da observação das tensões produzidas por um braço desse conversor. Cada braço é composto por seis chaves eletrônicas, sendo duas do conversor trifásico e 4 do módulo monofásico, conforme mostrado na Figura 3.19. Onde, A1-A6 são as chaves eletrônicas, V_{fb} é a tensão do módulo FB e V_{dc} é a tensão do barramento CC do conversor principal.

Figura 3.19 – Estrutura de um Braço do (HMC)

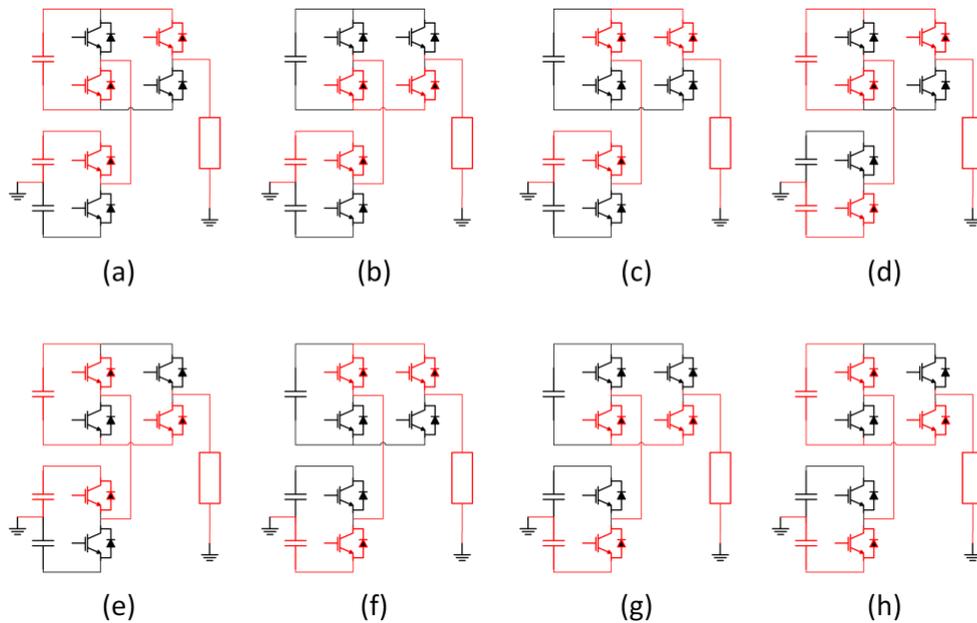


Fonte: Produção do próprio autor

Para esse conversor observa-se que, uma vez que as chaves A1 e A3, A2 e A4, A5 e A6 não podem ser acionadas simultaneamente, pois causariam um curto-circuito do capacitor, há oito combinações de estados possíveis para o acionamento,

apresentadas na Figura 3.20, onde a marcação em vermelho indica a circulação de corrente. Essas combinações produzem 6 níveis diferentes de tensão na saída do HMC, mostrados na Tabela 3.8..

Figura 3.20 - Estados de chaveamento do HMC



Fonte: Produção do próprio autor

Tabela 3.8 – Saída do HMC de acordo com os estados de chaveamento

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	Vout
(a)	OFF	ON	ON	OFF	ON	OFF	$V_{dc}/2 + V_{fb}$
(b)	ON	ON	OFF	OFF	ON	OFF	$V_{dc}/2$
(c)	OFF	OFF	ON	ON	ON	OFF	$V_{dc}/2$
(d)	OFF	ON	ON	OFF	OFF	ON	$V_{fb} - V_{dc}/2$
(e)	ON	OFF	OFF	ON	ON	OFF	$V_{dc}/2 - V_{fb}$
(f)	ON	ON	OFF	OFF	OFF	ON	$-V_{dc}/2$

(g)	OFF	OFF	ON	ON	OFF	ON	$-V_{dc}/2$
(h)	ON	OFF	OFF	ON	OFF	ON	$-V_{dc}/2 - V_{fb}$

Fonte: Produção do próprio autor

Quando não há uma proporção entre V_{dc} e V_{fb} esse conversor se torna assimétrico, o que não é desejável devido à produção de harmônicos pares. Caso sejam adotados $V_{fb} = V_{dc}$ ou $V_{fb} = 2V_{dc}$ o conversor passa a produzir quatro níveis simétricos em sua saída. Uma vez que o valor da tensão do barramento CC do conversor trifásico já é elevado, a segunda relação obrigaria o sobredimensionamento das chaves do módulo monofásico, como será visto no projeto do HMC posteriormente. Dessa forma, adota-se nesse trabalho a primeira relação. Isso resulta em tensões de saída redundantes nos estados b, c, d e f, g, h.

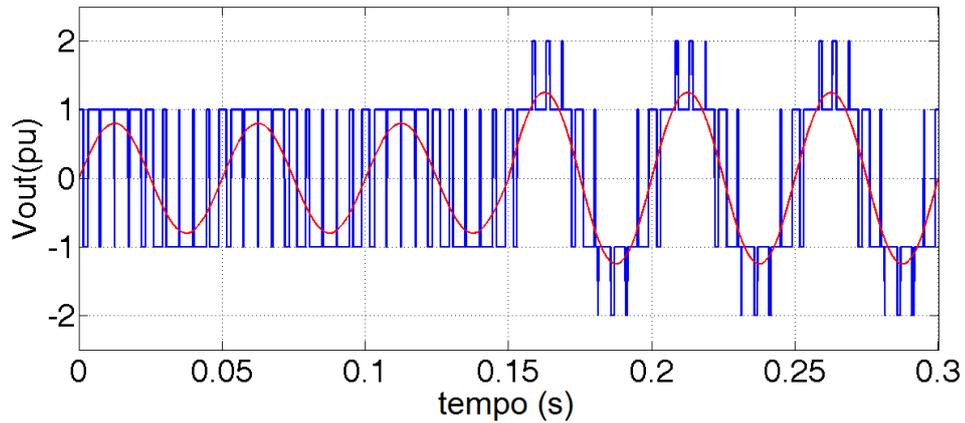
A referência de tensão criada pelo sistema de controle é enviada ao conversor BTB, para realização do comando das chaves por meio de modulação PWM, conforme apresentado anteriormente. Durante as faltas, para tentar manter as correntes no rotor em valores seguros, o sistema de controle acaba por produzir tensões de referência superiores à capacidade do conversor. Quando isso acontece, o conversor BTB satura, isto é, as chaves permanecem ativas produzindo uma tensão constante de valor igual à tensão do elo-CC.

A solução proposta neste trabalho serve justamente para auxiliar o conversor *back-to-back* nessas condições, disponibilizando nos terminais do rotor uma tensão mais elevada. Para tal, a mesma referência de tensão produzida no sistema de controle é enviada para o controle do módulo híbrido. O chaveamento combinado dos dois conversores é realizado utilizando-se a técnica PD-PWM, bastante comum em conversores multinível (JOSÉ et al., 2009). Essa técnica faz com que a tensão dos conversores monofásicos seja ignorada durante operação normal, sendo assim, evitam-se perdas de chaveamento e a produção de correntes com elevado conteúdo harmônico. Quando uma falta ocorre e a tensão de referência é aumentada pelo sistema de controle, os módulos monofásicos tem seu chaveamento ativado e o conversor consegue produzir níveis mais altos de tensão. A Figura 3.21 apresenta um exemplo da tensão de saída do HMC empregando a técnica supracitada. Nessa figura

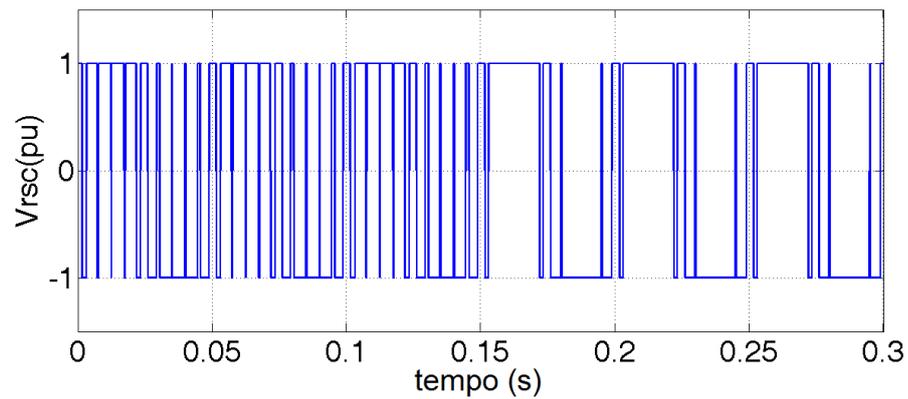
são mostradas a tensão de referência e as tensões de saída das duas partes do conversor.

Figura 3.21 - Funcionamento do Conversor Híbrido

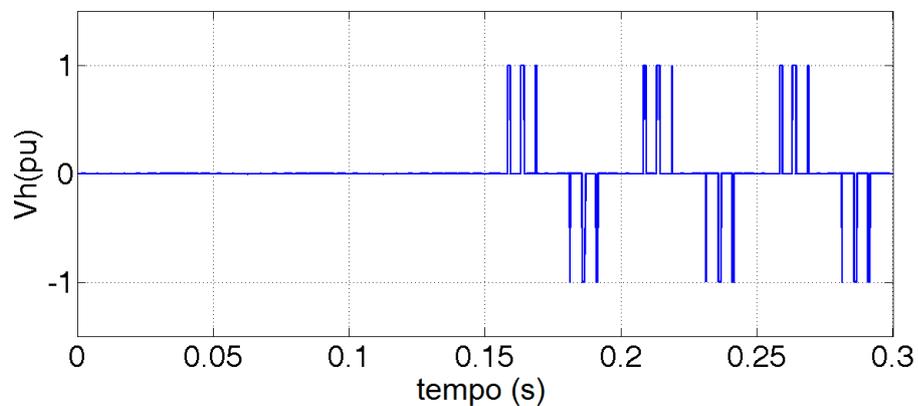
(a) Tensão de Referência e de Saída do Conversor



(b) Tensão de Saída do BTB



(c) Tensão de Saída do Módulo FB



Fonte: Produção do próprio autor

A grande vantagem da aplicação dessa técnica, além das já citadas, é a dispensa de um sistema de controle específico para a detecção do afundamento. O próprio sistema de controle ao perceber um erro em relação a referência, causado pelo afundamento, irá solicitar o aumento da tensão sintetizada pelo conversor, ocasionando a ativação do conversor híbrido.

3.5.2. Dimensionamento do HMC

O dimensionamento dos componentes do conversor híbrido consiste na especificação das correntes, tensões a serem suportadas pelas chaves eletrônicas e a determinação das capacitâncias para o correto funcionamento desse dispositivo. No que tange ao conversor principal, esse projeto foi apresentado na seção 853.4.1. Para o módulo FB esse dimensionamento se dá como segue.

As correntes a serem suportadas pelas chaves do módulo FB deverão ser as mesmas do conversor trifásico, uma vez que esses módulos são conectados em série com o conversor principal. A determinação das tensões tem dois pontos chave: deve ser pequena o suficiente para garantir corrente de saída com baixo conteúdo harmônico e alta o suficiente para se opor às tensões induzidas pelo rotor durante as faltas. A escolha das capacitâncias objetiva a manutenção da tensão CC o mais constante possível e a minimização das sobretensões durante as faltas.

Conforme (3.16), a máxima tensão induzida pelo rotor pode ser aproximada por (3.77), caso se considere apenas a componente natural, por ser a mais relevante durante as faltas.

$$|\vec{e}_{rMAX}| \approx \left(\frac{L_m}{L_s}\right) (1-s)\sqrt{2}(V_{pre}^r - V_r^r) \quad (3.77)$$

A partir dessa tensão, referida para o rotor, é possível calcular a tensão CC total que os conversores devem possuir para serem capazes de realizar a limitação de corrente. Considerando a tensão imposta pelo rotor e a queda da passagem dessa corrente na impedância de dispersão, conclui-se que a tensão a ser sintetizada pelo conversor deva ser igual a (3.78)

$$|\vec{V}_{HMC_{MAX}}| \leq |\vec{e}_{r_{MAX}}| + (R_r + j \cdot \omega_r \cdot L_{\sigma r}) |I_{r_{MAX}}| \quad (3.78)$$

Onde $I_{r_{MAX}}$ é a máxima corrente de rotor permitida no procedimento de projeto e $\vec{V}_{HMC_{MAX}}$ é a tensão que o HMC deverá produzir para garantir o controle de corrente durante faltas severas.

Assumindo que a máxima tensão produzida pelo HMC é $V_{dc}/2 + V_{fb}$, como mostrado na Tabela 3.8, e escolhendo a relação entre V_{dc} e V_{fb} conforme discutido, o valor da tensão do módulo híbrido pode ser definido.

Para um afundamento de profundidade 100%, e a máquina operando em velocidade super-síncrona com escorregamento máximo, definiu-se uma limitação para 1,5 pu na corrente de rotor, obtendo-se $|\vec{e}_{r_{MAX}}| = 1510V$.

Como o conversor BTB possui um elo CC de 1kV - isto é, consegue sintetizar um valor de pico igual a 500V (fase-neutro); os módulos híbridos adotados têm tensão CC igual a 1kV.

Esse trabalho apresenta uma metodologia para o projeto e especificação dos capacitores FB. O objetivo principal desse método é encontrar o capacitor mínimo que evite a sobretensão no módulo durante as faltas.

A equação 3.78 apresenta a máxima amplitude da tensão a ser sintetizada pelo conversor híbrido, $|\vec{V}_{HMC_{MAX}}|$. Para que isso ocorra, uma onda de referência com essa amplitude deverá ser enviada para o modulador PD-PWM. Com essa técnica PD-PWM o módulo FB será acionado por um intervalo específico de tempo em que essa onda de referência seja maior que a máxima tensão produzida pelo conversor trifásico, sendo esse intervalo de tempo determinado por (3.79).

$$t_{FB} = \frac{\pi - 2\alpha}{\pi} \frac{1}{2\pi 50} \quad (3.79)$$

Onde $\alpha = \sin^{-1} \frac{|\vec{V}_{HMC_{MAX}}|}{V_{cc}/2}$. Considerando essa onda de referência uma senóide pura, o valor médio nesse intervalo é dado por (3.80)

$$V_{avg} = \frac{|\vec{V}_{HMC_{MAX}}|}{\frac{\pi - 2\alpha}{\pi}} \int_{\alpha}^{\pi-\alpha} \sin(\tau) d\tau \quad (3.80)$$

A partir desse valor médio, pode-se considerar uma razão cíclica na qual a corrente efetivamente circula no capacitor desse conversor monofásico, conforme (3.81).

$$t_{on} = t_{FB} \frac{V_{avg}}{(V_{fb} + V_{cc}/2)} \quad (3.81)$$

Assumindo que durante esse intervalo o capacitor esteja em processo de carga com a corrente máxima, a capacitância do módulo pode ser calculada por (3.82).

$$I_{r_{MAX}} = C_{FB} \frac{\Delta V_{FB}}{T_{on}} \quad (3.82)$$

Onde ΔV_{FB} é a máxima oscilação de tensão nos capacitores do módulo FB. Ao considerar uma variação de 10%, obtém-se uma capacitância de 50mF.

Com essa metodologia, o projeto do módulo FB, pode ser resumido pela Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Parâmetros do Módulo FB

Tensão do Elo-CC do Conversor BTB	1,0 kV
Capacitância do Elo-CC do Conversor BTB	50 mF

Fonte: Produção do próprio autor

3.5.3. Controle da tensão dos módulos FB

Para garantir o controle apropriado e a operação segura do HMC é essencial que se mantenha a tensão dos capacitores FB controlada em uma faixa estreita. Uma maneira óbvia de se fazer isso, observando (3.82) é por meio do aumento da capacitância. Contudo, o custo de tal solução pode torná-la infactível.

Dessa forma, uma estratégia para o controle das tensões dos módulos FB foi desenvolvida nesse trabalho. A estratégia consiste em um circuito lógico para a carga e descarga dos capacitores dos módulos monofásicos dependendo da direção da

corrente. Para cada estado de chaveamento, a lógica observa se a tensão dos módulos está acima ou abaixo do valor de referência desejado e o sentido da corrente.

O comportamento do capacitor depende do sinal da onda de referência (positivo ou negativo) e da direção da corrente circulando pelo conversor (entrando ou saindo). Por exemplo, se a onda de referência é positiva e a corrente está saindo no conversor, o capacitor tenderá a se descarregar. Caso a corrente esteja entrando no conversor, o capacitor tenderá a se carregar. Dessa forma a estratégia adotada bloqueia os estados que prejudiquem o conversor, isto é, a descarga caso a tensão esteja abaixo do limite inferior da banda de histerese e a carga caso a tensão esteja acima do limite superior da banda de histerese. A estratégia de controle das tensões, portanto, funciona habilitando ou não o chaveamento do conversor, conforme apresentado na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Controle lógico da tensão do módulo FB

Tensão FB	Sinal de Referência	Direção da Corrente	Comportamento do Capacitor	Operação do Conversor
Normal	Positivo	Entrando	Carga	Permitida
		Saindo	Descarga	
	Negativo	Entrando	Descarga	
		Saindo	Carga	
Baixo	Positivo	Entrando	Carga	Permitida
		Saindo	Descarga	Bloqueada
	Negativo	Entrando	Descarga	Bloqueada
		Saindo	Carga	Permitida
Alto	Positivo	Entrando	Carga	Bloqueada
		Saindo	Descarga	Permitida
	Negativo	Entrando	Descarga	Permitida
		Saindo	Carga	Bloqueada

Fonte: Produção do próprio autor

Durante a operação normal, as chaves do conversor produzem a resposta exata produzida pelo sistema de controle de correntes. Caso o conversor esteja operando com tensões altas ou baixas, a lógica inibe os estados que poderiam danificar o

capacitor, bloqueando o módulo FB. Para os estados de chaveamento que auxiliam a estabilização da tensão dentro da banda, a operação normal permanece, carregando ou descarregando o capacitor.

Com a utilização da estratégia proposta haverá situação em que o controle de corrente do DFIG exigirá a ativação do módulo FB e este não poderá ser acionado para não comprometer o controle de tensão do capacitor. Certamente, esse comportamento afeta o controle da corrente do rotor, contudo, esse problema não compromete a eficiência da proteção.

3.6. Comentários

Neste capítulo, além da modelagem estacionária, dinâmica e durante faltas para o DFIG, foram apresentados a análise de funções de transferência e ganhos relativos ao controle dos conversores RSC e GSC do conversor eletrônico do DFIG. Além disso, foi apresentada a topologia proposta para aliviar os efeitos de situações de falta no circuito rotórico, a técnica de controle durante operação normal e de falta, bem como a filosofia de controle da tensão nos capacitores dos módulos FB. No próximo capítulo a proposta desta tese será explorada em diversas situações de falta equilibrada e desequilibrada.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

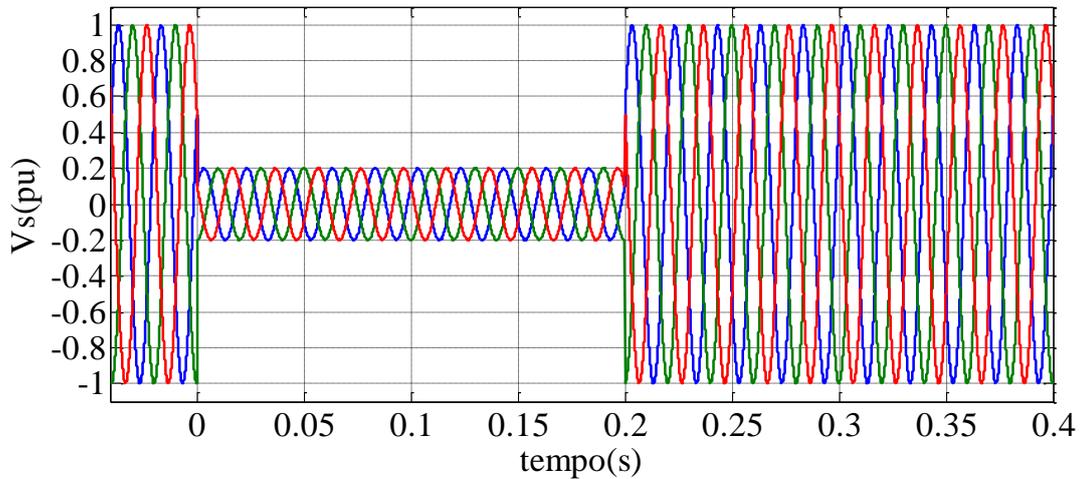
Para comprovação da efetividade do sistema proposto nesse trabalho foram realizadas simulações no *software PSCAD/EMTDC* com um aerogerador cujos parâmetros foram apresentados no Capítulo 3. Considerou-se que durante as faltas não há variação na velocidade do vento para observação apenas do efeito do conversor proposto durante os transitórios.

As análises por simulação contemplaram diferentes cenários de afundamento, condições de conexão e estratégias de controle. Para fins de organização, os testes foram divididos em três seções, a saber: (a) análise do desempenho do HMC como proteção do DFIG e discussão sobre o controle da tensão dos módulos FB; (b) análise do desempenho do HMC frente a afundamentos desequilibrados de tensão; (c) análise da contribuição do HMC com a estabilidade transiente do sistema.

4.1. Afundamentos Equilibrados de Tensão no PCC

Para verificação do desempenho da estrutura proposta como proteção para os componentes do DFIG foram realizados testes submetendo-o a afundamentos de tensão diretamente nos terminais de conexão com a rede. Para tal, adotou-se uma fonte ideal, representando a rede elétrica e os afundamentos foram realizados em forma de degrau no PCC. Nessa seção serão considerados apenas afundamentos de tensão trifásicos equilibrados, com profundidade 80% e duração de 0,2 s, conforme Figura 4.1.

Figura 4.1 – Tensão no PCC durante afundamento de profundidade 80%



Fonte: Produção do próprio autor

Os resultados avaliam um DFIG sem nenhum dispositivo de proteção e outro com a inserção do conversor híbrido a fim de demonstrar a efetividade da proposta na redução das correntes de rotor e no controle do sistema durante as faltas. Tem-se ainda a comparação do desempenho das duas estratégias para o controle da tensão dos módulos FB, isto é, a utilização de um capacitor robusto, conforme projetado na seção 3.5.2, e a utilização da estratégia de controle lógico dos estados de chaveamento, conforme apresentado na seção 3.5.3.

4.1.1. Sem dispositivo de proteção

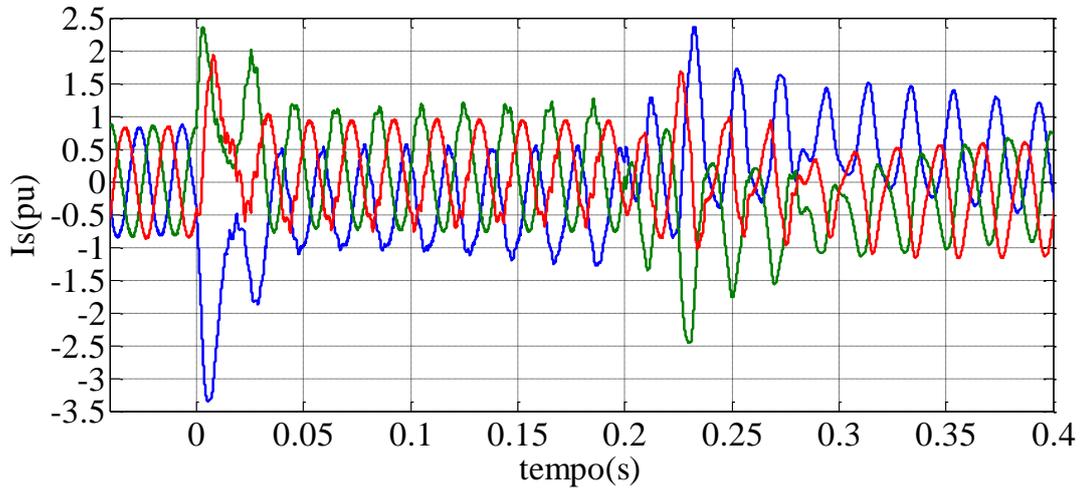
Ao submeter o DFIG sem nenhum dispositivo adicional de proteção ao afundamento mostrado na Figura 4.1, observou-se a resposta das principais variáveis, no intuito de balizar o desempenho da solução proposta. A resposta obtida é mostrada na Figura 4.2.

Pelos resultados, pode-se observar que, com a mudança abrupta na tensão de estator, componentes CC surgem nas correntes de estator (Figura 4.2a). Devido ao movimento relativo entre os enrolamentos de estator e rotor na máquina de indução, no rotor essas componentes aparecem como componentes de alta frequência, sobrepondo-se às correntes de regime estacionário (Figura 4.2b). Observa-se que as correntes do rotor excedem muitas vezes os valores nominais projetados, o que é

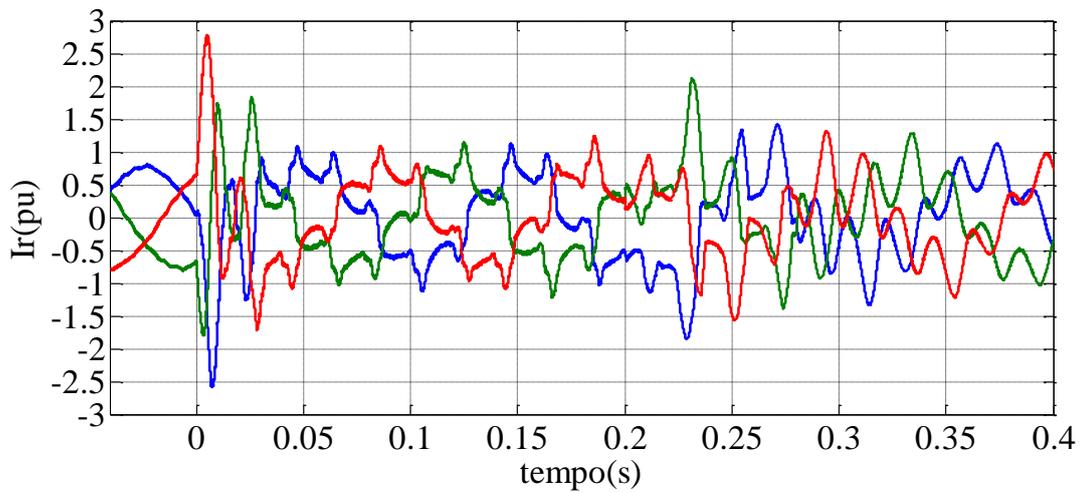
completamente impraticável, devido às limitações na capacidade das chaves eletrônicas do conversor.

Figura 4.2 – Variáveis do DFIG sem dispositivo de proteção

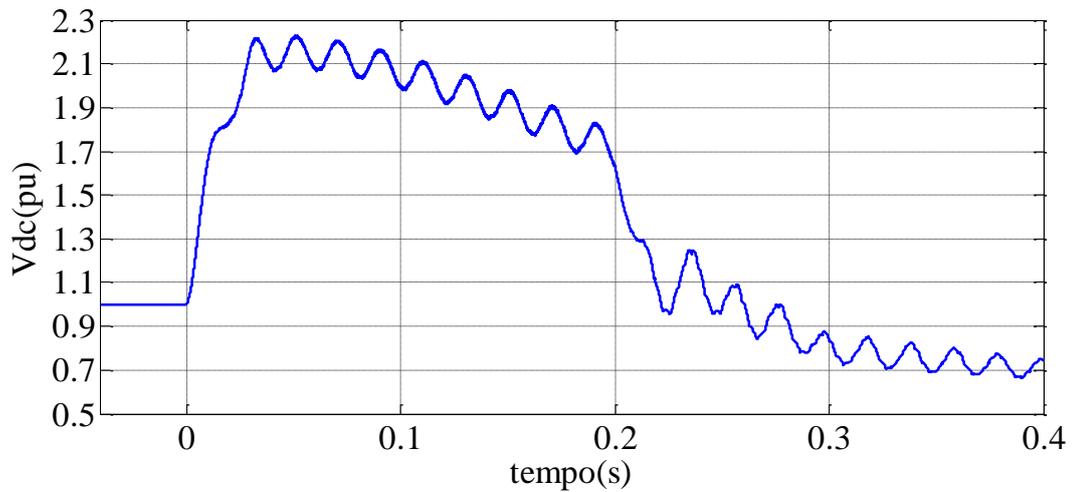
(a) Correntes de Estator



(b) Correntes de Rotor



(c) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



Fonte: Produção do próprio autor

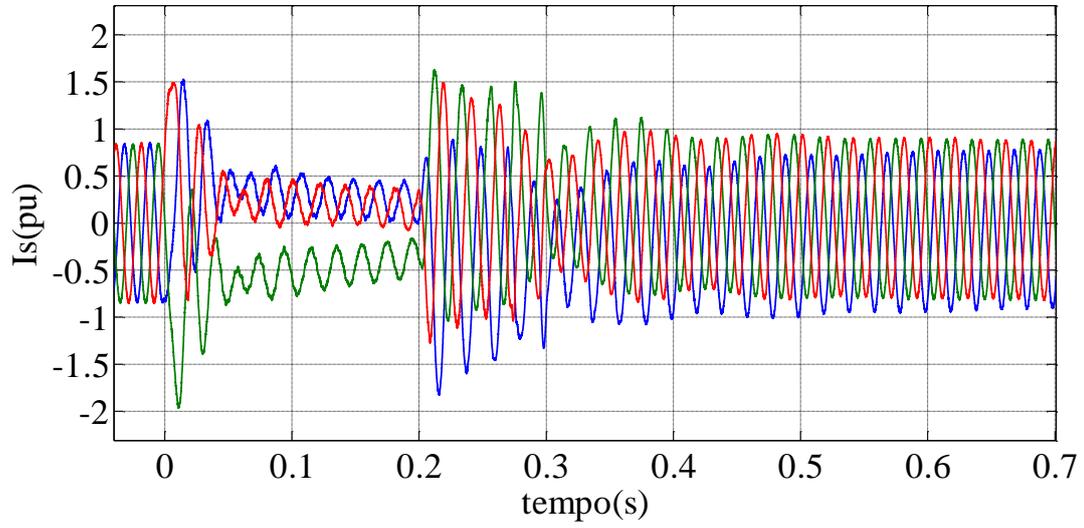
Considerando um cenário fictício em que as chaves do conversor suportassem essas correntes, ao fluírem pelo conversor elas elevam a tensão no elo-CC (Figura 4.2c). Mesmo com a atuação da inércia dos capacitores, não é possível conter essa variação. Sem contramedidas para sua proteção, a tensão no elo-CC pode atingir valores até duas vezes maiores que o nominal, o que é extremamente acima das limitações de projeto do capacitor e das chaves.

4.1.2. HMC com capacitor robusto

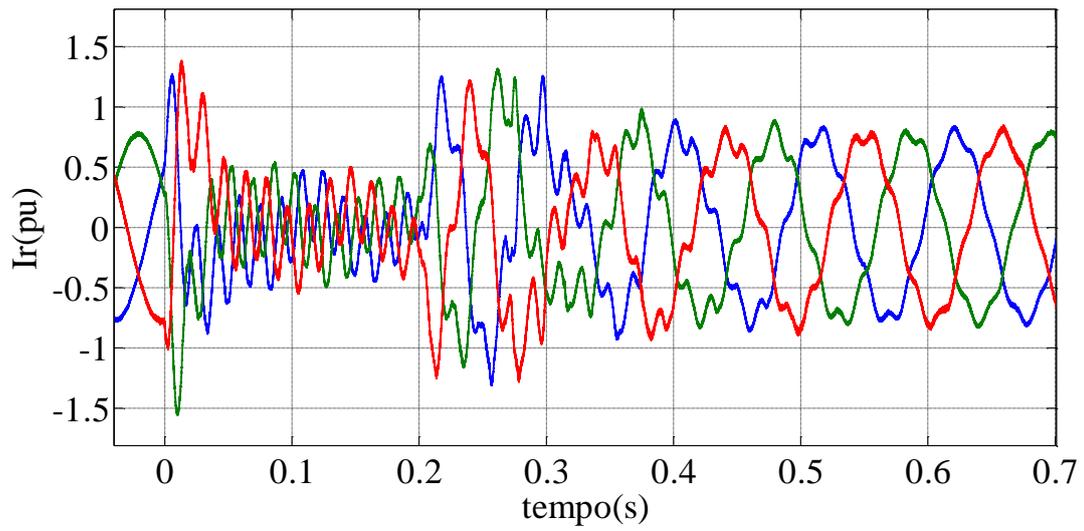
O mesmo afundamento de tensão, mostrado na Figura 4.1, foi aplicado ao DFIG utilizando o HMC com o capacitor projetado na Seção 3.5.2. Os resultados obtidos são mostrados na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Variáveis do DFIG com HMC com capacitor robusto

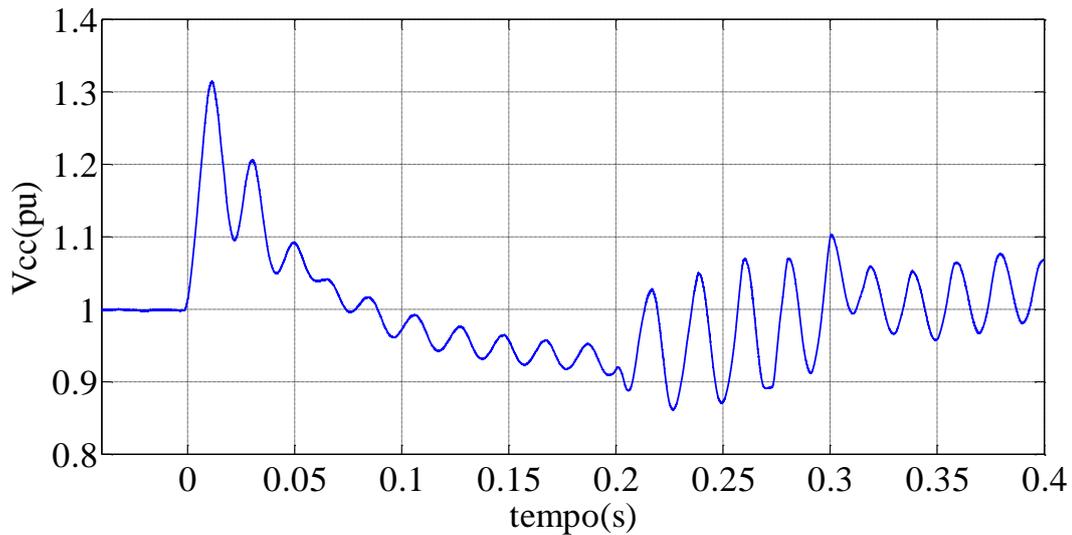
(a) Correntes de Estator



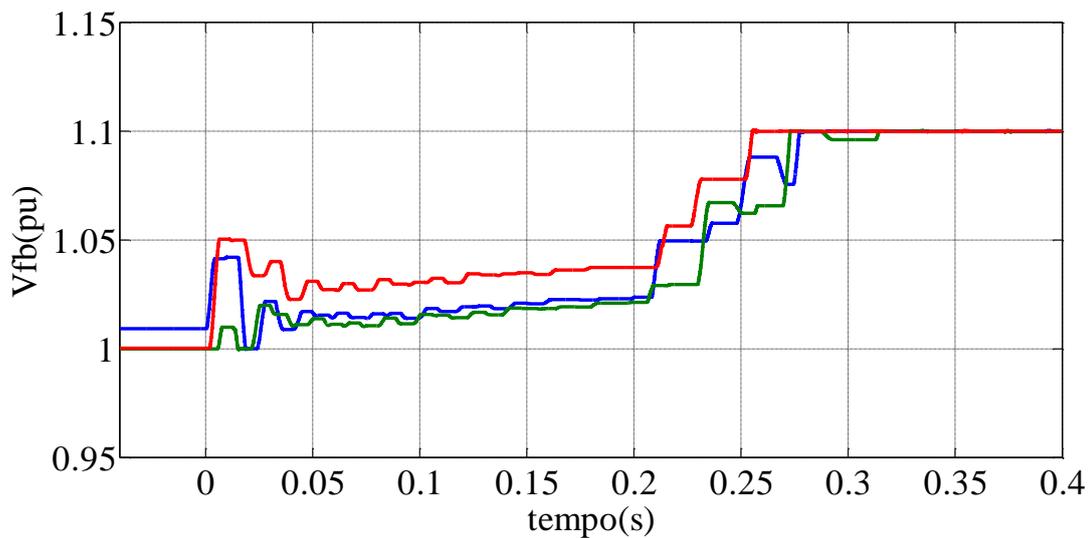
(b) Correntes de Rotor



(c) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



(d) Tensão nos Capacitores dos Módulos FB



Fonte: Produção do próprio autor

Observa-se que o sistema foi capaz de manter tanto as correntes de estator quanto as correntes de rotor em valores seguros para a operação do DFIG. Notam-se nas correntes de estator componentes CC devido à presença do fluxo natural. Além disso, são vistos comportamentos transitórios no início e no término da falta, onde a corrente de estator atingiu 2,0 pu. As correntes de rotor são constituídas da soma de duas frequências durante a falta: uma em baixa frequência, proporcional ao escorregamento; outra em alta frequência, devido ao fluxo natural. Esse resultado, claramente demonstra que a presença do HMC no circuito de rotor melhora a suportabilidade às faltas, permitindo que o conversor *back-to-back* opere em segurança, com valores em torno de 1,5 pu.

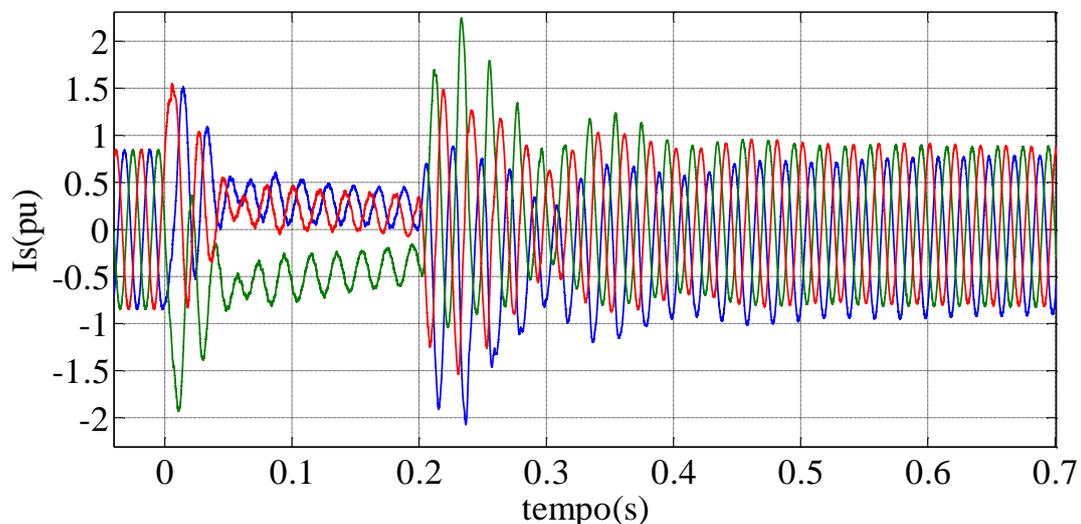
Como uma consequência da estratégia proposta para a limitação das correntes no DFIG, parte da energia entregue pela turbina é absorvida pelos capacitores do conversor trifásico e dos módulos FB, causando elevação da tensão. Contudo, com a estratégia proposta é possível manter essas tensões em valores seguros. Com o objetivo de evidenciar a contribuição do HMC também nesse controle de tensão, não foi utilizado circuito *chopper* na construção dos resultados apresentados. A ausência desse dispositivo de proteção permite que haja uma variação considerável das tensões nos capacitores, mas também mostra que o transitório é rapidamente suprimido e a tensão é novamente estabilizada, não ultrapassando 1,3 pu para o conversor trifásico e 1,1 pu para o módulo híbrido.

4.1.3. HMC com controle lógico de chaveamento

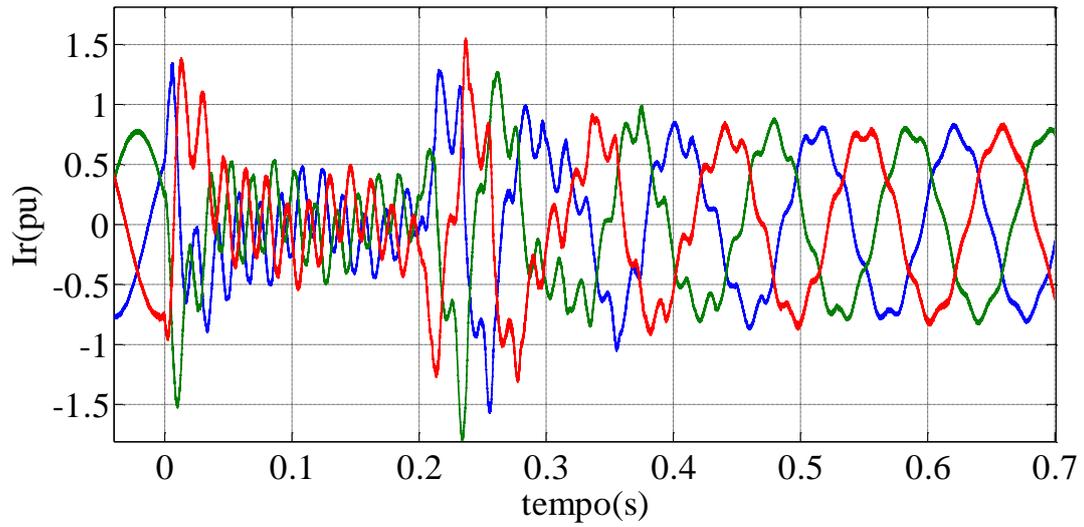
Tendo em vista avaliar o comportamento da proposta desta tese efetuando a redução dos capacitores dos módulos FB, foi aplicada a lógica de controle do chaveamento para manter a tensão em níveis seguros. Os resultados a seguir apresentam o desempenho dessa estratégia ao reduzir os capacitores para 20 mF e restringir a variação de tensão a 10% acima do valor nominal. Os gráficos das correntes e tensões, mostrados na Figura 4.4 permitem a comparação com a utilização do capacitor robusto.

Figura 4.4 – Variáveis do DFIG com HMC com controle lógico

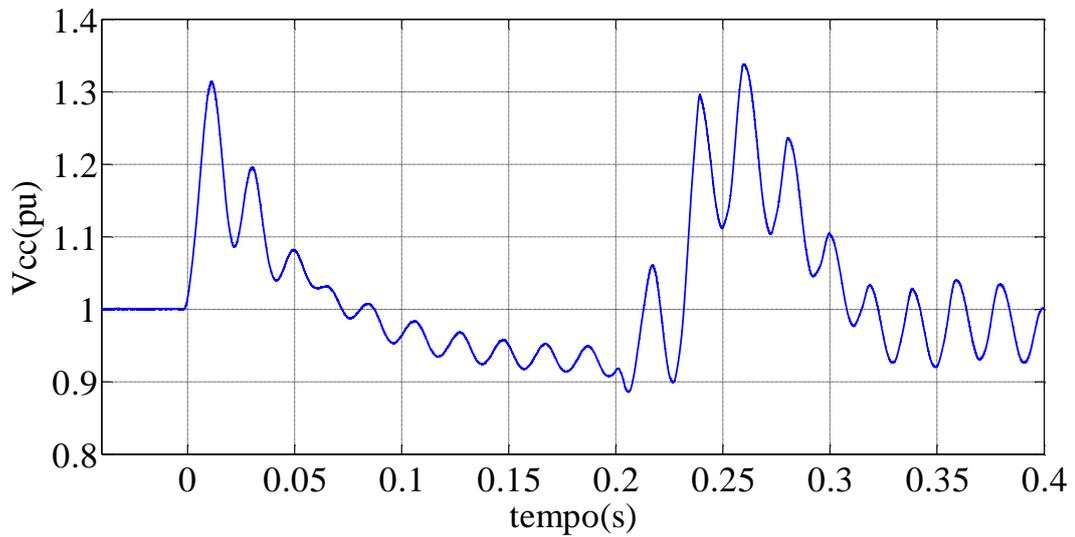
(a) Correntes de Estator



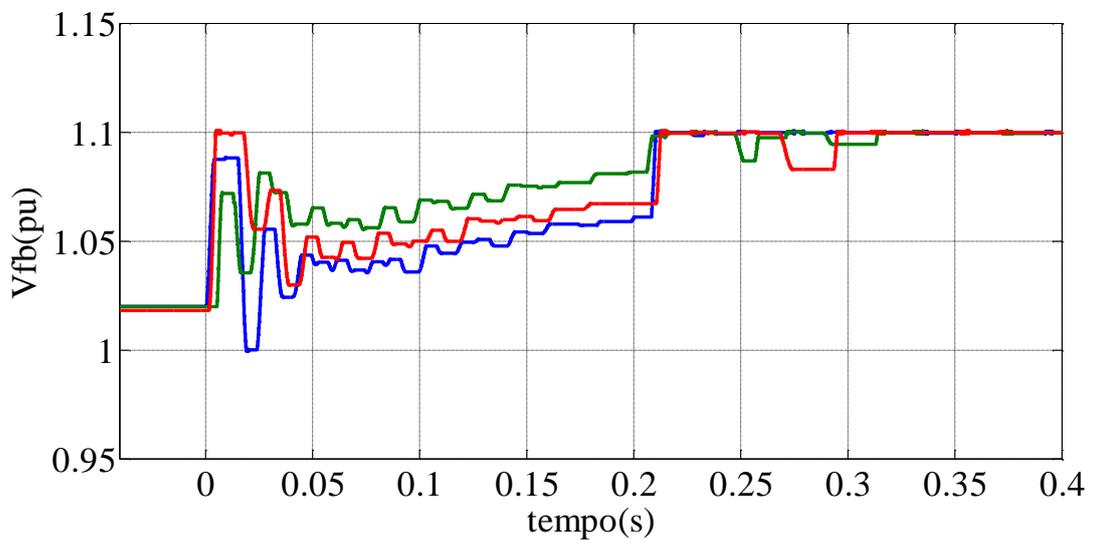
(b) Corrente de Rotor



(c) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



(d) Tensão nos Capacitores dos Módulos FB



Assim como na configuração anterior, pode-se observar a eficiência da topologia HMC no controle e limitação das correntes de rotor, e conseqüentemente, nas correntes de rotor. Houve uma ligeira degradação nessa limitação e as correntes de estator observaram um maior efeito da componente natural, atingindo 1,9 pu e 2,3 pu no início e no término da falta, respectivamente. Enquanto as correntes de rotor atingiram 1,5 pu no início do afundamento e cerca de 1,8 pu durante o reestabelecimento da tensão da rede.

A atuação da estratégia de controle pode ser percebida no comportamento das tensões dos capacitores. Nos transitórios da tensão da rede, os capacitores FB alcançaram o limite da banda de histerese em 1,1 pu. Nesses casos, o controle operou para proteger o capacitor, sobrepondo-se ao controle de corrente do RSC. Dessa forma, observaram-se picos na tensão do capacitor trifásico, que alcançaram cerca de 1,3 pu, tanto no início como no restabelecimento da tensão.

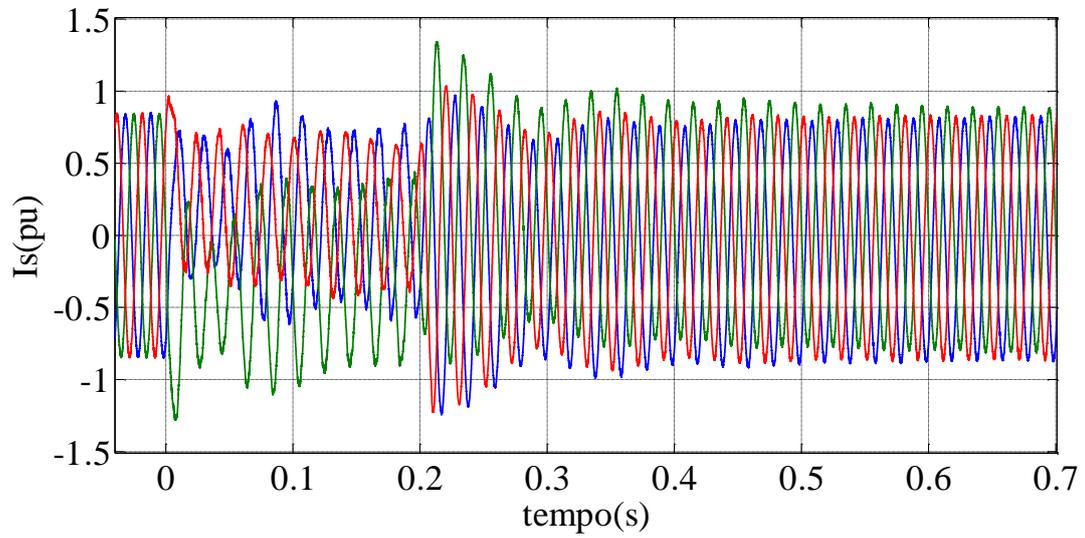
Apesar da ligeira piora nos resultados, a utilização dessa estratégia é interessante uma vez que possibilita uma redução significativa dos custos de implantação do conversor híbrido. Além disso, o desempenho alcançado foi satisfatório e a estratégia demonstrou manter a eficácia da limitação das correntes de rotor e proteção do DFIG.

4.2. Afundamentos Desequilibrados de Tensão no PCC

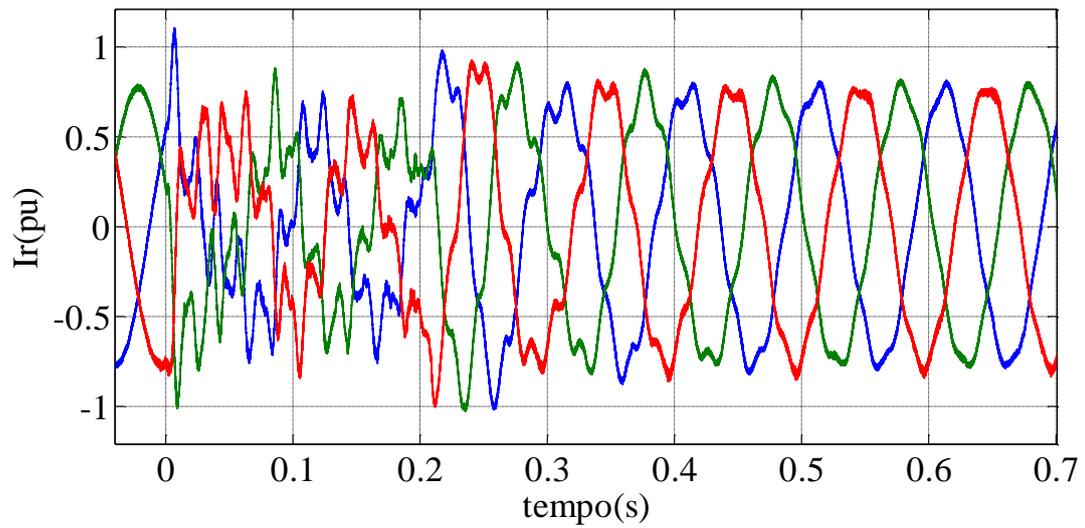
A análise do desempenho do conversor proposto frente a afundamentos desequilibrados de tensão é efetuada por meio de um teste com uma falta fase-fase de profundidade igual a 50%, durante 200ms, utilizando a técnica de controle lógico de chaveamento. Os resultados obtidos são mostrados na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Variáveis do DFIG com HMC durante falta fase-fase

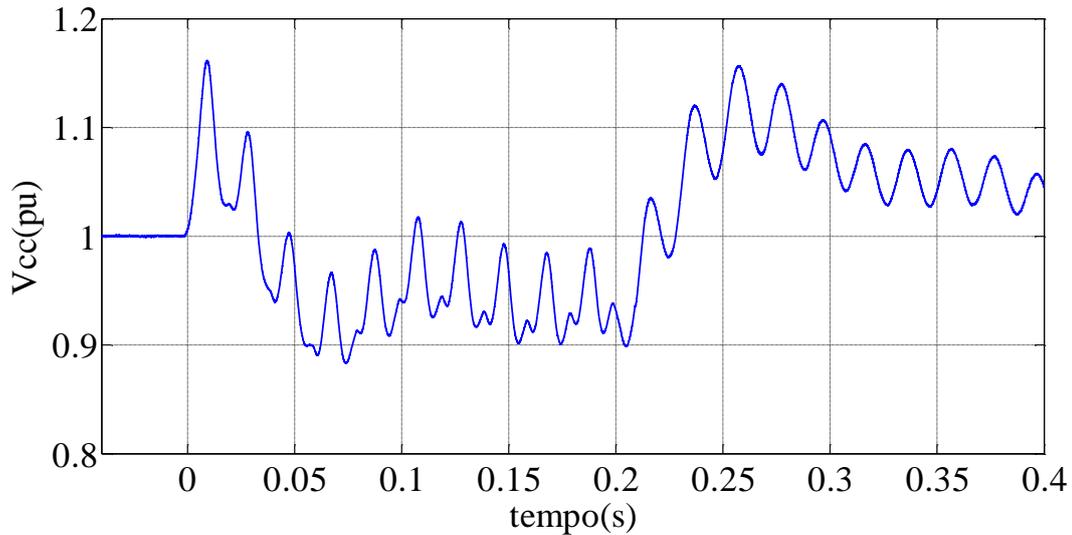
(a) Correntes de Estator



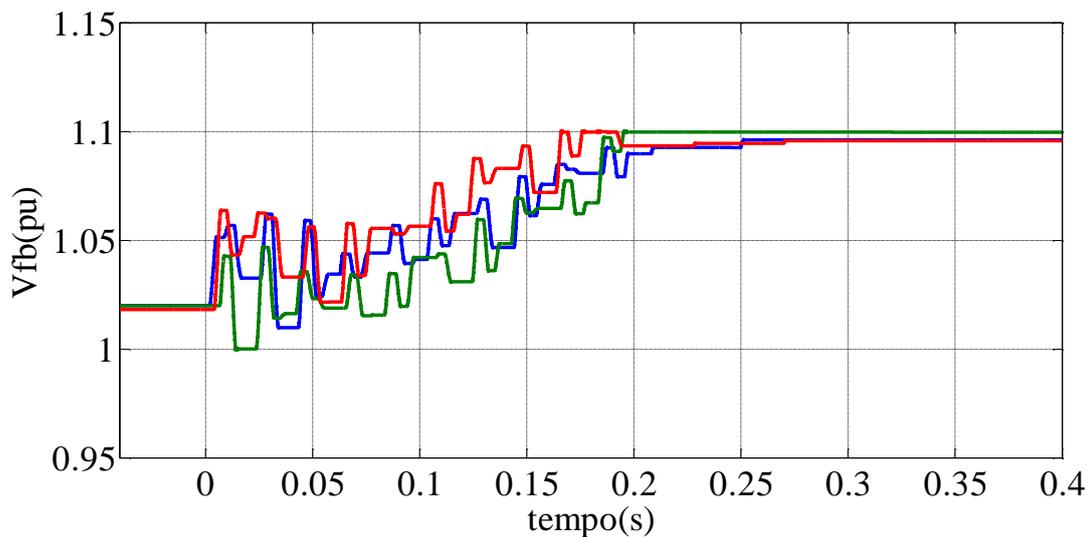
(b) Correntes de Rotor



(c) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



(d) Tensão nos Capacitores dos Módulos FB



Fonte: Produção do próprio autor

A falta assimétrica produz menor componente natural no comportamento das correntes, todavia inclui componente de sequência negativa não-amortecida. A utilização da estrutura HMC no conversor *back-to-back* do DFIG é capaz de produzir tensões apropriadas nos terminais de rotor e prover correntes em valores seguros para a máquina e para o conversor. Como pode ser visto na figura, as correntes de estator são menores que 1,5 pu e as correntes de rotor em torno de 1,1 pu para essa condição.

As tensões dos capacitores dos conversores durante a falta assimétrica apresentaram maior flutuação durante a falta, contudo, se mantiveram inferiores a 1,2 pu para o

conversor trifásico e 1,1 pu para os módulos FB. Nota-se que nesse caso, apesar da utilização do capacitor reduzido, não houve necessidade de atuação do sistema de controle lógico de chaveamento. Isso corrobora a utilização dessa solução, uma vez que as faltas assimétricas possuem ocorrência mais frequente nos sistemas elétricos.

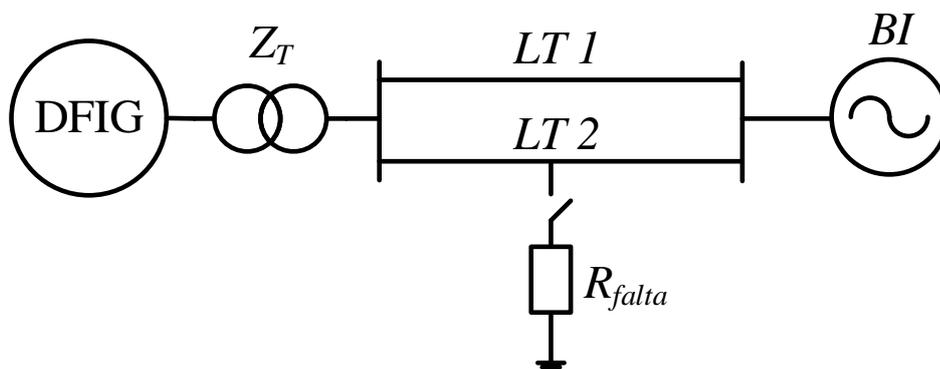
4.3. Faltas na Linha de Transmissão

A estabilidade de um sistema elétrico tem forte dependência da característica de seus geradores. Ao avaliar o desempenho do DFIG considerando o sistema elétrico ao qual está conectado pode-se perceber a sua participação na estabilidade desse sistema. Nesse trabalho, duas situações foram consideradas para a realização desses estudos. Na primeira, avaliou-se a resposta do DFIG em um sistema constituído por uma máquina conectada a um barramento infinito (SMIB – do inglês, *Single Machine Infinite Bus*). Posteriormente, a resposta de um sistema de três barras (3Bus) foi considerada.

4.3.1. Sistema SMIB

O sistema eólico é conectado a um barramento infinito por meio de duas linhas de transmissão em paralelo, conforme mostrado na Figura 4.6. Uma falta trifásica simétrica é aplicada no ponto médio de uma das linhas. Devido a essa falta, os sistemas de proteção do DFIG são acionados de forma a garantir os requisitos dos códigos de rede. A falta apresenta duração de 500 ms. Os parâmetros do sistema estudado são apresentados na Tabela 4.1.

Figura 4.6 – Sistema SMIB



Fonte: Produção do próprio autor

Tabela 4.1- Parâmetros do Sistema SMIB

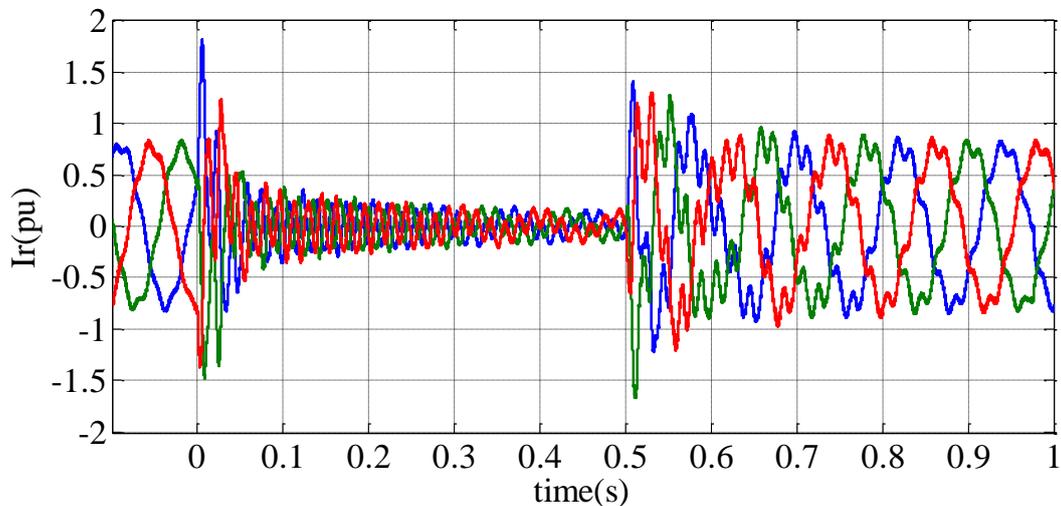
Potência de base	2.0 MVA
Tensão de base	13.8 kV
Reatância da Linha 1	0.06 pu
Reatância da Linha 2	0.06 pu
Reatância do Transformador	0.1 pu
Resistência da Falta	≈ 0 pu

Fonte: Produção do próprio autor

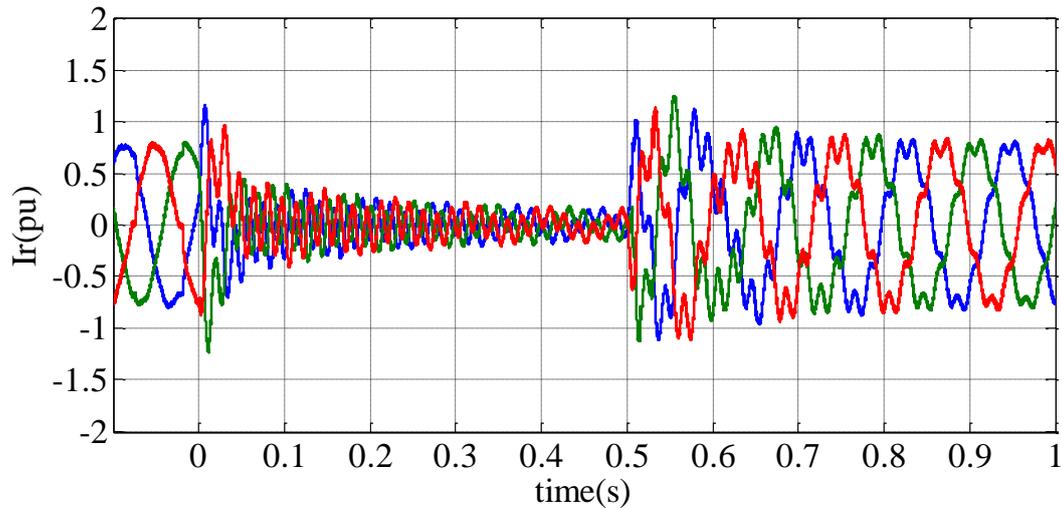
Para avaliar o comportamento do conversor proposto nesse cenário, três simulações foram executadas: (a) solução tradicional com *crowbar*; (b) HMC sem a injeção de potência reativa; (c) HMC com injeção de potência reativa máxima. O desempenho com relação à limitação das correntes no rotor para cada um desses cenários é apresentado na Figura 4.7.

Figura 4.7 – Correntes de Rotor em sistema SMIB

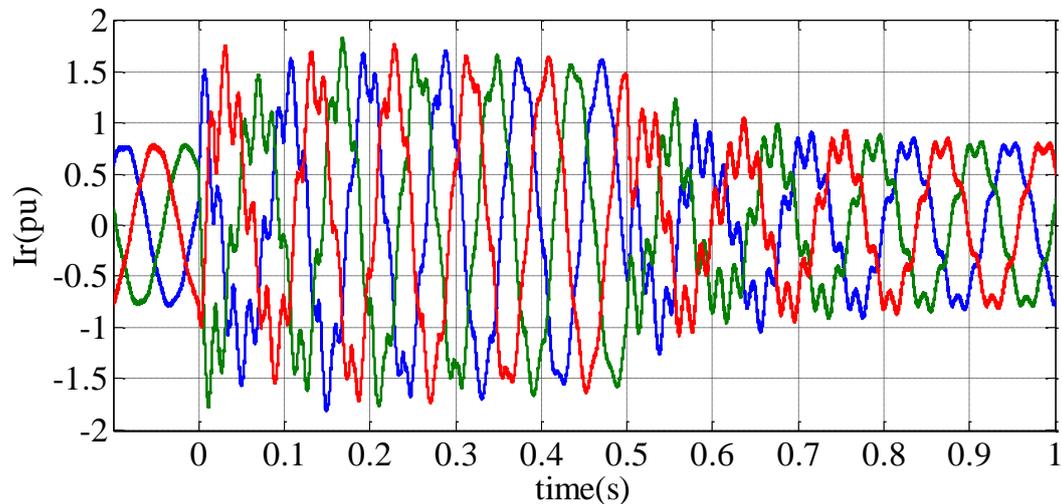
(a) com *crowbar*



(b) com HMC sem injeção de reativos



(c) com HMC injetando reativos

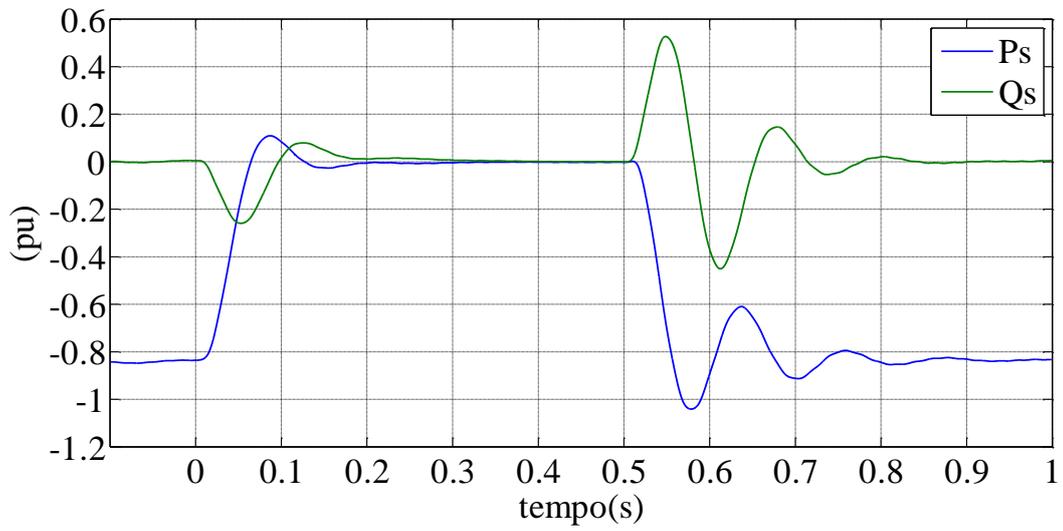


Fonte: Produção do próprio autor

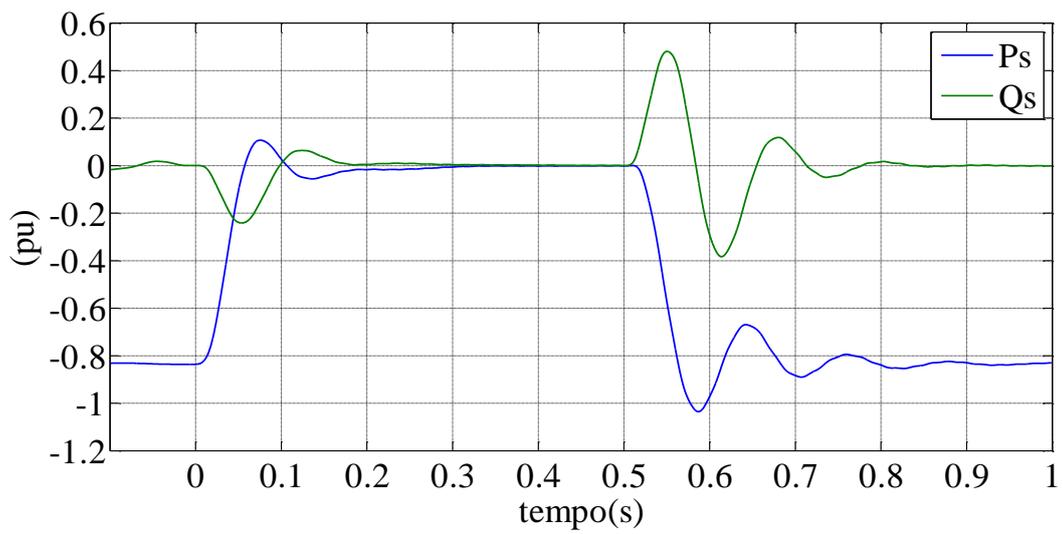
Nota-se que que uma maior limitação das correntes de rotor é obtida com a utilização do HMC sem injeção de reativos ao invés do *crowbar*. Percebe-se ainda que a injeção de reativos possibilitada por meio do conversor híbrido eleva as correntes de rotor durante o afundamento sem, contudo, colocar em risco as chaves eletrônicas.

O comportamento das potências ativa e reativa para cada um dos três casos é mostrado na Figura 4.8. Os resultados demonstram a equivalência entre o HMC sem reativo e o *crowbar*, com uma ligeira redução na amplitude da oscilação desse segundo. Além disso, percebe-se a injeção de reativos por meio da utilização do HMC que coopera com a restauração do sistema durante toda a ocorrência da falta.

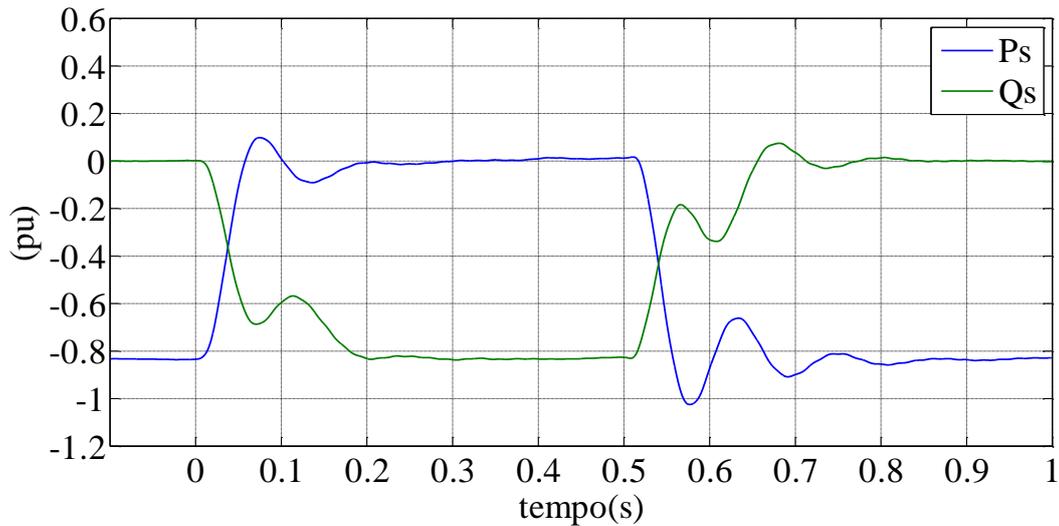
Figura 4.8 – Potência ativa e reativa em sistema SMIB.
(a) com *crowbar*



(b) com HMC sem injeção de reativos



(c) com HMC injetando reativos

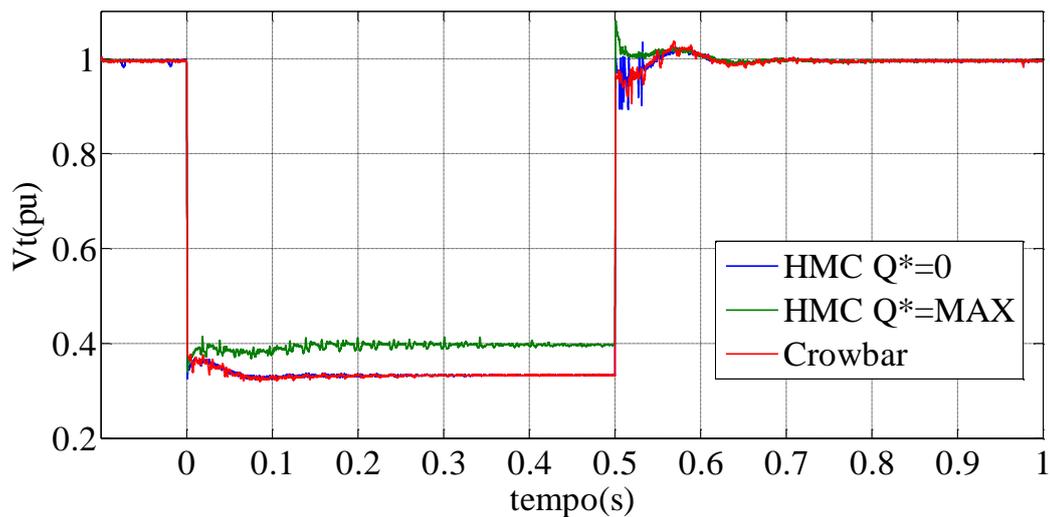


Fonte: Produção do próprio autor

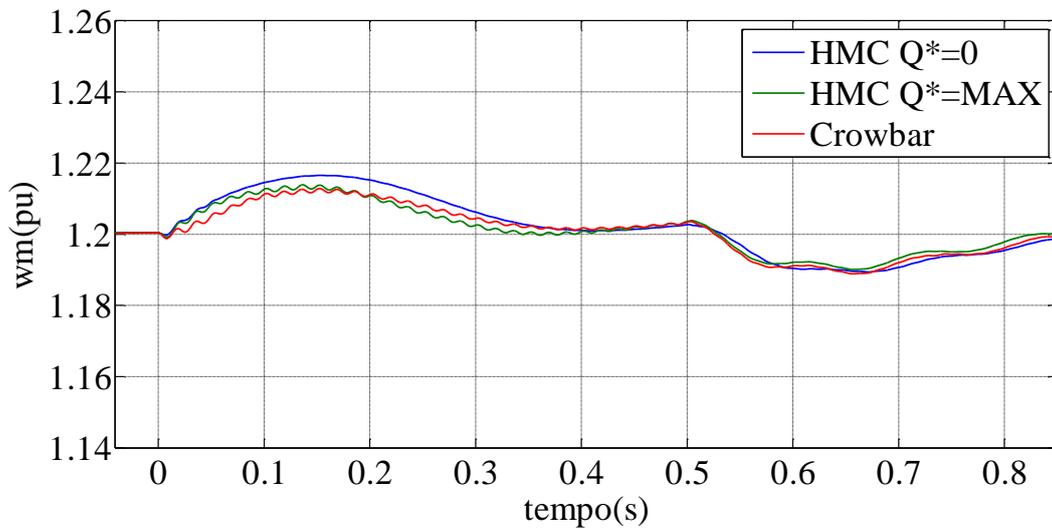
A Figura 4.9 apresenta alguns dos outros resultados obtidos com essa simulação, por meio da comparação das três estratégias. São eles: a tensão no PCC durante a falta (Figura 4.9.a); a velocidade do rotor (Figura 4.9.b); a tensão do elo-CC do conversor *back-to-back* (Figura 4.9.c).

Figura 4.9 – Comparação do desempenho das estratégias em sistema

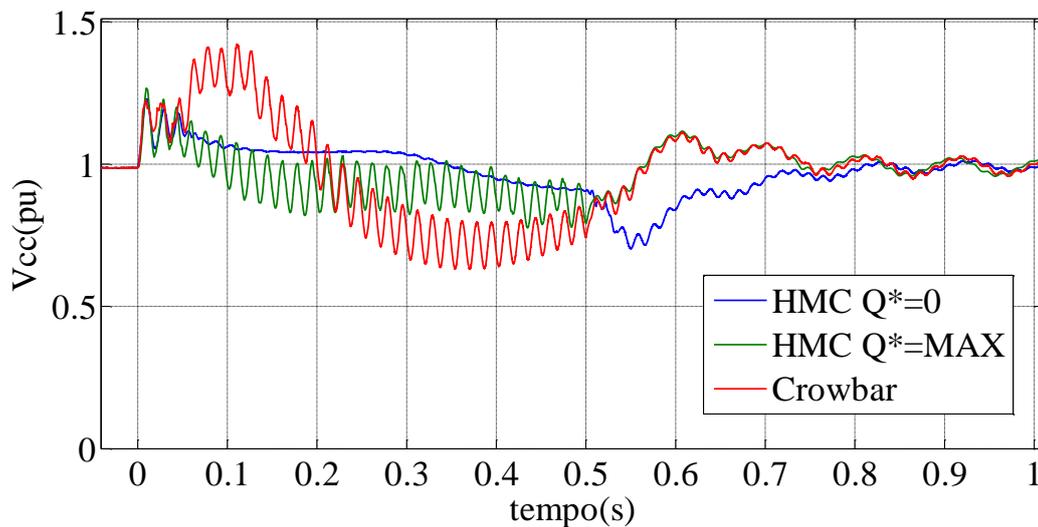
(a) Tensão Terminal



(b) Velocidade Angular



(c) tensão CC do conversor back-to-back



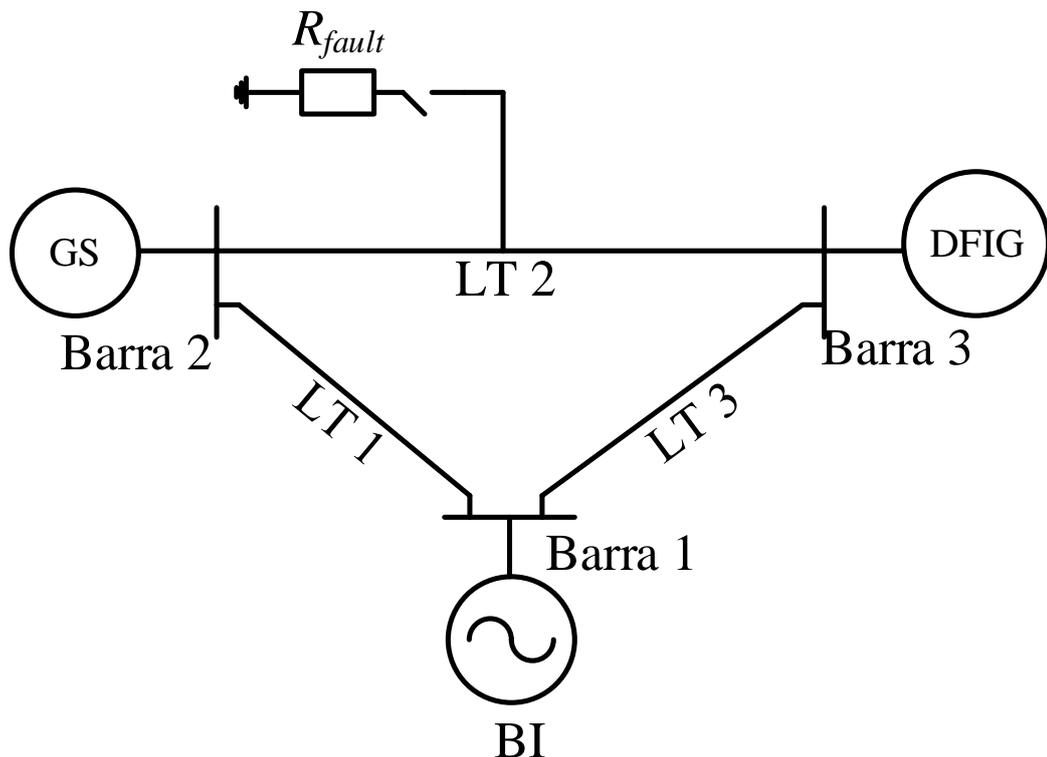
Fonte: Produção do próprio autor

Essa comparação deixa evidente que a injeção de potência reativa por parte do DFIG colabora com a tensão no barramento, diminuindo o afundamento de tensão percebido na barra em que o DFIG está conectado. Não há diferenças significativas em termos da velocidade angular do DFIG entre as estratégias, demonstrando que a turbina se encontra no mesmo ponto de operação para todos os casos. Quanto à tensão no elo-CC do conversor *back-to-back*, nota-se que o *crowbar* apresenta o pior desempenho, com um sobressinal significativo para essa variável.

4.3.2. Sistema 3 barras

A contribuição da estratégia de proteção do DFIG com a estabilidade transiente do sistema é avaliada por meio de um sistema de três barras composto por: DFIG, gerador síncrono (SG) e barramento infinito, conforme mostrado na Figura 4.10.

Figura 4.10 – Sistemas 3 barras



Fonte: Produção do próprio autor

Uma falta é aplicada no ponto médio da linha de transmissão entre o DFIG e o gerador síncrono. Os parâmetros adotados para essa simulação são mostrados na Tabela 4.2. As linhas de transmissão têm impedância baixa para que a rede seja fraca e os efeitos da instabilidade possam ser mais facilmente observados.

Tabela 4.2 - Parâmetros do Sistema 3 barras

Potência do Gerador Síncrono	3.33 MVA
Tensão de Base	13.8 kV
Reatância transiente de eixo direto do Gerador Síncrono x'_d	0.3 pu

Reatância da Linha	0.44 pu
Potência do DFIG	2.0 MVA
Resistência de falta	≈ 0 pu

Fonte: Produção do próprio autor

As análises qualitativa e quantitativa da estabilidade do sistema são efetuadas para os três cenários previamente citados, isto é, solução tradicional com *crowbar*, HMC sem injeção de potência reativa e HMC com injeção máxima de potência reativa. O estudo qualitativo é apresentado por meio da análise da velocidade e ângulo do rotor; a potência ativa do gerador síncrono e; a potência ativa e reativa do DFIG. O estudo quantitativo é realizado por meio da comparação do tempo crítico (CCT) do sistema. Os valores de CCT são obtidos por meio da repetição das simulações do sistema utilizando o método da busca binária. Esses valores para as três estratégias são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Valores de tempo crítico para as estratégias simuladas

Cenário	CCT (s)
Crowbar	0.506
HMC without reactive injection	0.506
HMC with reactive injection	0.522

Fonte: Produção do próprio autor

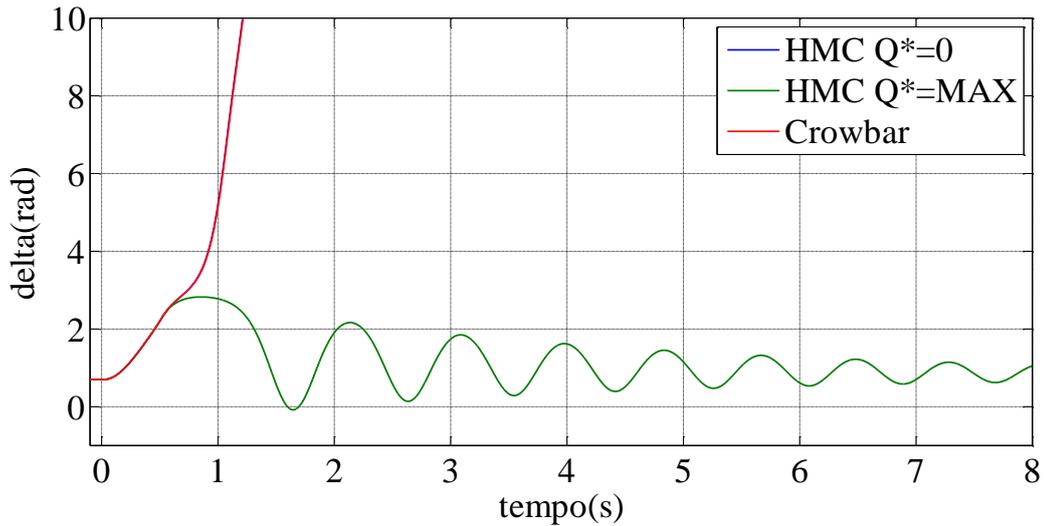
Os resultados encontrados para o CCT mostram que o uso do HMC, ao invés do *crowbar*, não causam impacto negativo na estabilidade transiente do sistema 3 barras, como pode ser visto nos valores iguais encontrados para o HMC sem injeção de potência reativa e o *crowbar*. A injeção de potência reativa durante a ocorrência da falta é um método para melhorar a estabilidade transiente do sistema com aerogeradores DFIG já apresentado na literatura (CHOWDHURY et al., 2015). Contudo, os estudos que apresentam esse método sugerem o uso de um STATCOM em paralelo com a saída da unidade geradora ou a reconfiguração do conversor *back-to-back* durante a falta. O uso do HMC permite que o DFIG injete potência reativa durante a falta, aumentando o CCT e, conseqüentemente, melhorando a estabilidade transiente do sistema,

Para realização da análise qualitativa, adotou-se um tempo de falta fixo de 515 ms. Ou seja, um valor inferior ao CCT para o HMC com injeção de reativos e superior ao

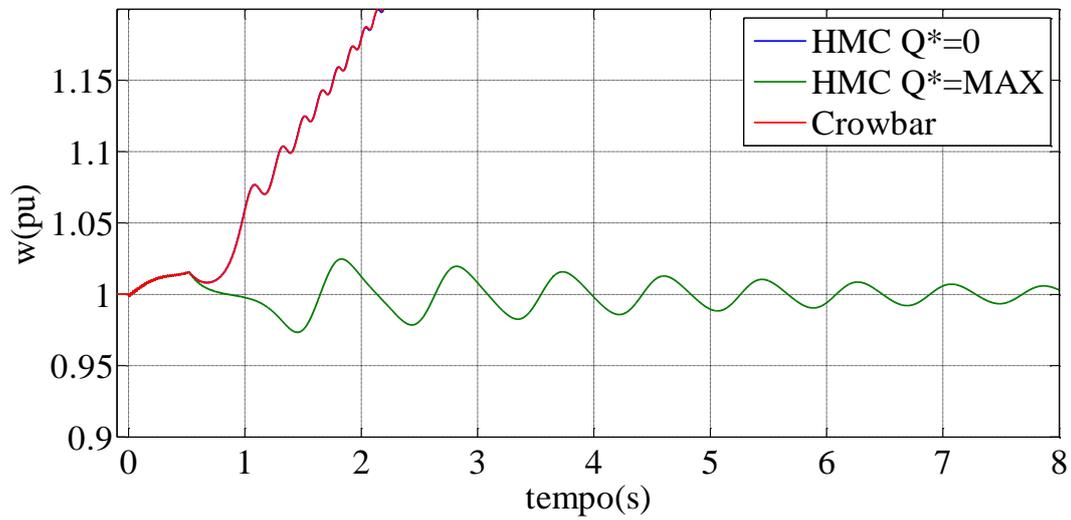
CCT do *crowbar* e do HMC sem injeção de reativos. A Figura 4.11 apresenta as variáveis do gerador síncrono: ângulo de rotor, velocidade angular e potência ativa. As curvas de *crowbar* e HMC sem injeção de reativos estão sobrepostas.

Figura 4.11 – Gerador Síncrono durante uma falta de 515 ms em um sistema 3 barras

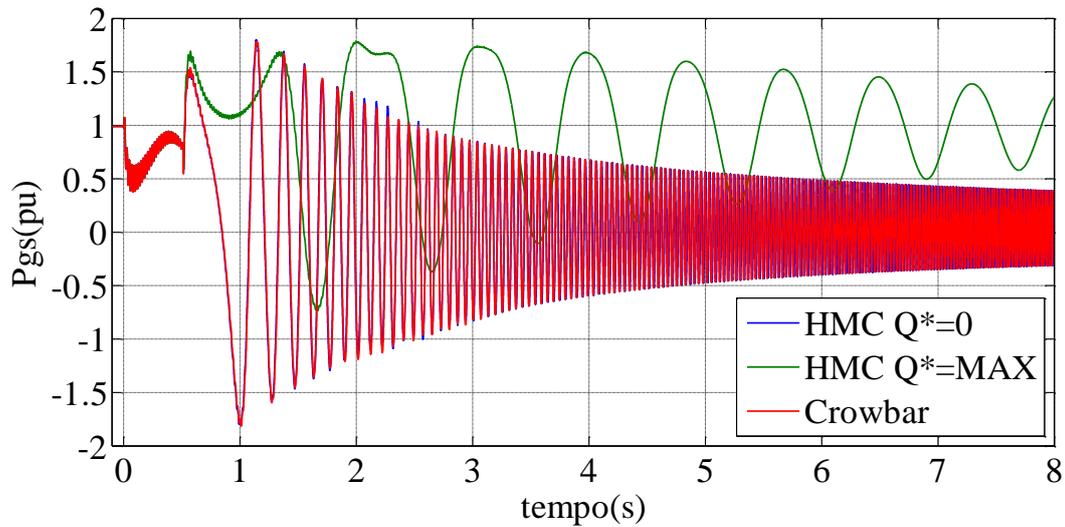
(a) ângulo de rotor



(b) velocidade angular



(c) potência ativa

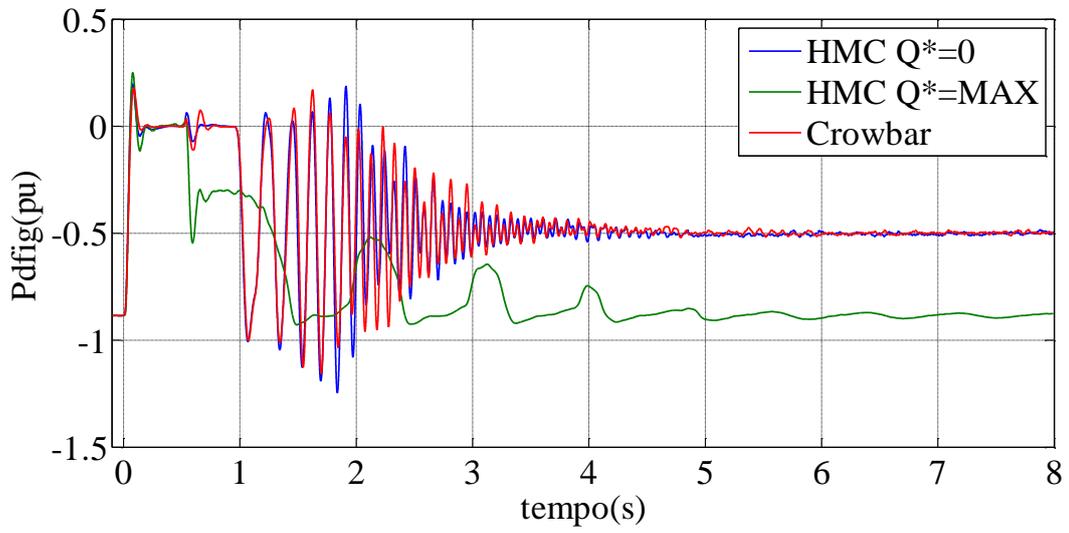


Fonte: Produção do próprio autor

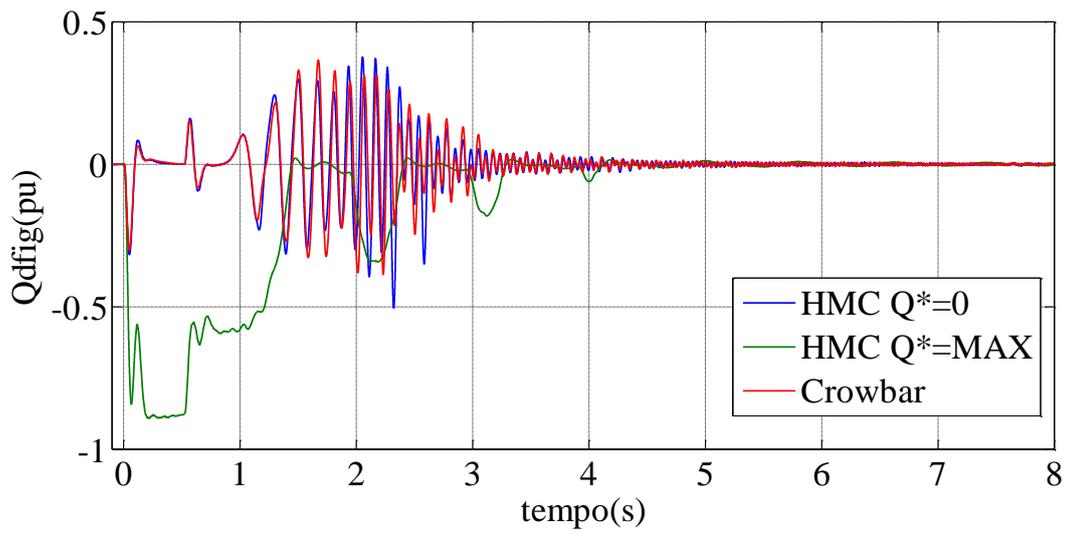
Esses resultados mostram a característica não-oscilatória aperiódica da posição e velocidade angular do rotor do gerador síncrono, quando a estratégia adotada é o *crowbar* ou o HMC sem injeção de reativos. Essa é uma característica típica da instabilidade transiente. Por outro lado, com a estratégia HMC com injeção de potência reativa tem-se uma resposta oscilatória amortecida para essas variáveis, demonstrando a tendência à convergência e a tendência a um ponto de equilíbrio estável após a extinção da falta. Na potência do gerador síncrono, observa-se que os dois primeiros casos apresentam um resultado muito similar, oscilando em torno do zero, indicando o descompasso do gerador com o barramento infinito. Já para a terceira estratégia essa oscilação apresenta uma tendência ao equilíbrio no ponto anterior à ocorrência da falta, indicando a estabilidade alcançada com essa proposta.

A resposta das potências ativa e reativa do DFIG para o cenário com 3 barras é apresentada na Figura 4.12. Observa-se a injeção de potência reativa, possível com a utilização do conversor híbrido. Essa injeção ocorre apenas durante a falta, retornando a zero assim que a falta se encerra. A potência ativa do DFIG é ajustada para zero em todos os cenários, conforme pode ser observado.

Figura 4.12 – Potência no DFIG para falta no sistema de 3 barras
 (a) Potência Ativa



(b) Potência reativa



Fonte: Produção do próprio autor

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma nova estratégia de proteção de sistemas de conversão de energia eólica baseados em DFIG durante faltas, utilizando uma topologia multinível híbrida no conversor do lado do rotor. O estudo por meio de simulação permitiu projetar o conversor e a estratégia de controle garantindo a suportabilidade a afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados.

O texto apresentou brevemente o funcionamento dos sistemas de conversão de energia eólica e os desafios da integração com o sistema elétrico, especialmente no que se refere a suportabilidade às faltas. Os modelos do DFIG em regime estacionário, durante a dinâmica e para distúrbios na tensão de alimentação foram apresentados. Os principais requisitos dos códigos de rede de diferentes países foram discutidos, ressaltando-se as exigências de suportabilidade a afundamentos de tensão.

Em um estudo para um gerador de 2 MW foi demonstrado o embasamento teórico para a utilização do conversor multinível, tornando evidente a possibilidade de limitação de corrente no circuito de rotor por meio da produção de tensões mais elevadas no conversor eletrônico conectado a ele. O projeto do conversor e das malhas de controle foi apresentado, juntamente com a estratégia proposta para o controle das tensões nos capacitores do módulo híbrido.

Por meio dos resultados disponibilizados foi possível comprovar as previsões feitas *a priori* sobre o aumento da suportabilidade do DFIG a afundamentos de tensão com a utilização do sistema proposto. Durante afundamentos de tensão equilibrados, desequilibrados e com a injeção de potência reativa as principais variáveis do DFIG se mantiveram em níveis adequados e o controle do sistema permaneceu estável.

Durante afundamentos equilibrados severos, tais quais os demonstrados, o principal desafio dos dispositivos de proteção é manter o nível de corrente no circuito de rotor, e conseqüentemente no conversor eletrônico, em valores que não venham a danificar os seus componentes. Além disso, almeja-se manter a tensão do elo-CC sob controle, uma vez que sua tendência é se elevar, devido à grande quantidade de energia oriunda do rotor. A solução apresentada teve êxito nesses objetivos, mantendo a corrente de rotor em valores seguros e a tensão do elo-CC em valor próximo ao nominal.

Quando ocorrem afundamentos desequilibrados o objetivo continua sendo manter a corrente de rotor em valores razoáveis, porém, ao mesmo tempo ser capaz de manter o fornecimento de potência ativa à rede elétrica. Conforme demonstrado, a corrente de rotor pode ser estabilizada rapidamente, dessa forma, a estratégia utilizada foi capaz de atender a esses requisitos.

A solução proposta demonstrou além da eficácia na proteção do DFIG e de seus componentes, ser capaz de contribuir com a estabilidade do sistema elétrico em que se conecta. Por meio de simulações com sistemas SMIB e 3 barras verificou-se que a utilização do conversor híbrido possibilita a injeção de potência reativa por parte do DFIG durante as faltas. Essa funcionalidade permite uma elevação da tensão terminal no ponto de conexão do DFIG ao mesmo tempo que melhora a estabilidade transiente do sistema. Essa melhoria foi verificada por meio de avaliações qualitativas e quantitativas. Na primeira observou-se a ausência da excursão aperiódica não-oscilatória da posição e velocidade angular da máquina síncrona. Na segunda mensurou-se o aumento no tempo crítico do sistema ao empregar a estratégia supracitada.

Esses resultados permitem validar a eficiência do dispositivo proposto como alternativa ao *crowbar* na proteção do DFIG. Ficou demonstrado que, com a utilização do conversor multinível híbrido, é possível manter o controle das potências ativa e reativa produzidas durante todo o período de ocorrência da falta e ainda limitar as correntes no estator, rotor e no conversor eletrônico.

Sabe-se que a principal desvantagem deste dispositivo é o número elevado de componentes adicionados ao sistema, o que reduz confiabilidade e aumenta os custos. Contudo, esse aumento de componentes já vem ocorrendo naturalmente nos sistemas eólicos com a utilização de conversores adicionais e dispositivos de proteção alternativos. Ressalta-se ainda que a topologia proposta possui característica modular, o que facilita sua instalação inclusive em sistemas já em operação e provê maior agilidade na manutenção.

A principal contribuição desse trabalho é, portanto, a proposição de uma nova estratégia para o aumento da suportabilidade a faltas do DFIG, utilizando um conversor multinível híbrido no RSC. A utilização dessa topologia de conversor com

aerogeradores e sua aplicação como dispositivo de proteção é uma proposta original. O projeto desse conversor híbrido e a estratégia de controle das tensões dos capacitores sem a necessidade de dispositivos adicionais também são inéditos.

Até o presente momento a produção científica oriunda dos resultados deste trabalho foi a apresentação de dois artigos em congressos nacionais, um artigo em conferência internacional, a contribuição em um capítulo de livro internacional e um artigo em periódico internacional, referenciados abaixo em ordem cronológica.

- AMORIM, ARTHUR; OLIVEIRA, FLÁVIO; FARDIN, JUSSARA; SIMONETTI, DOMINGOS. Comparação do Desempenho de Técnicas PWM em Conversor Multinível Híbrido no RSC do DFIG Durante Afundamentos de Tensão. In: **12th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – INDUSCON 2016**, 2016, Curitiba - PR.
- AMORIM, A. E. A.; OLIVEIRA, F. D. C.; FARDIN, J. F.; SIMONETTI, D. S. L.. Utilização do Conversor Multinível Híbrido no RSC do DFIG para Suportabilidade a Afundamentos de Tensão. In: **XXI Congresso Brasileiro de Automática CBA2016**, 2016, Vitória - ES.
- SIMONETTI, DOMINGOS S.L. ; AMORIM, ARTHUR E.A. ; OLIVEIRA, FLÁVIO D.C. . Doubly Fed Induction Generator in Wind Energy Conversion Systems. **Advances in Renewable Energies and Power Technologies**. 1ed.: Elsevier, 2018, v. , p. 461-490.
- CORTE, ANA L.; AMORIM, ARTHUR E. A.; SIMONETTI, D. S. L.. PROJETO DE GERADOR DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO APLICADO A GERADORES EÓLICOS. In: Anais do **XXII Congresso Brasileiro de Automática, 2018**, João Pessoa - PB.
- AMORIM, ARTHUR E. A.; CARLETTI, DANIEL; FARDIN, JUSSARA F.; ENCARNAÇÃO, LUCAS F.; SIMONETTI, DOMINGOS S. L.. A new hybrid multilevel converter for DFIG-based wind turbines fault ride-through and transient stability enhancement. **ELECTRICAL ENGINEERING, 2020**.

REFERÊNCIAS

- ABAD, G. et al. Dynamic Modeling of the Doubly Fed Induction Machine. In: **Doubly Fed Induction Machine**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2011. p. 209–239.
- ABED, N. Y.; KABSHA, M. M.; ABDLSALAM, G. M. **Low Voltage Ride-Through protection techniques for DFIG wind generator**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...**2013
- ACKERMANN, T. et al. Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 11, n. 6, p. 72–82, nov. 2013.
- ALTIN, M. et al. **Overview of recent grid codes for wind power integration**. Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM. **Anais...**2010
- ATTYA, A. B.; DOMINGUEZ-GARCIA, J. L.; ANAYA-LARA, O. **A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges****Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018.
- BENBOUZID, M.; MUYEEN, S.; KHOUCHA, F. An Up-to-Date Review of Low-Voltage Ride-Through Techniques for Doubly-Fed Induction Generator-Based Wind Turbines. **International Journal on Energy Conversion**, 2015.
- BRASIL - MME - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029****Empresa de Pesquisa Energética**. [s.l: s.n.].
- CARLSSON, A. **The back to back converter: control and design**. [s.l: s.n.].
- CHENG, P.; NIAN, H. **An improved control strategy for DFIG system and dynamic voltage restorer under grid voltage dip**. IEEE International Symposium on Industrial Electronics. **Anais...**2012
- CHOWDHURY, M. A. et al. Comparative study on fault responses of synchronous generators and wind turbine generators using transient stability index based on transient energy function. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 51, p. 145–152, 1 out. 2013.

CHOWDHURY, M. A. et al. **A review on transient stability of DFIG integrated power system** *International Journal of Sustainable Engineering*, 2015.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F. et al. **Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.

DIN, Z. et al. **Impact of Grid Impedance on LVRT Performance of DFIG System With Rotor Crowbar Technology.** *IEEE Access*, 2019.

ELSHIEKH, M. E.; MANSOUR, D. E. A.; AZMY, A. M. **Improving fault ride-through capability of DFIG-Based wind turbine using superconducting fault current limiter.** *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 2013.

ELTRA; ELKRAFT. **Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV.** [Http://Www.Eltra.Dk](http://www.eltra.dk), 2004.

ERLICH, I.; WINTER, W.; DITTRICH, A. **Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system.** 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES. *Anais...*2006

ERLICH, I.; WREDE, H.; FELTES, C. **Dynamic behavior of DFIG-based wind turbines during grid faults.** Fourth Power Conversion Conference-NAGOYA, PCC-NAGOYA 2007 - Conference Proceedings. *Anais...*2007

EUROPEAN COMMISSION. **ENTSO-E Grid Codes.** *Official Journal of the European Union*, 2016.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. **Electric machinery.** Ch 01: Magnetic circuits and magnetic materials. In: **Electric Machinery.** [s.l: s.n.].

FORTESCUE, C. L. **Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks.** *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 1918.

GAUTAM, D.; VITTAL, V.; HARBOUR, T. **Impact of increased penetration of DFIG based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems.** IEEE PES General Meeting. *Anais...IEEE*, jul. 2010Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/5588148/>>. Acesso em: 29 out. 2018

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **GLOBAL WIND REPORTS | GWEC**. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2018/>>. Acesso em: 17 dez. 2019.

GUO, W.; XIAO, L.; DAI, S. Enhancing low-voltage ride-through capability and smoothing output power of DFIG with a superconducting fault-current limiter-magnetic energy storage system. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2012.

Haidar, A. M. A.; MUTTAQI, K. M.; HAGH, M. T. A coordinated control approach for DC link and rotor crowbars to improve fault ride-through of dfig-based wind turbine. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2017.

HUANG, Q. et al. Scaled current tracking control for doubly fed induction generator to ride-through serious grid faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2016.

IBRAHIM, A. O. et al. **Ride-through strategy for DFIG wind turbine systems using dynamic voltage restorers**. 2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2009. **Anais...2009**

IEC 61400-21. **IEC 61400-21 - Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines**. [s.l: s.n.].

IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. **IEEE Std. 519-2014**, 2014.

JOSÉ, R. et al. Multilevel converters: An enabling technology for high-poer applications. **Proceedings of the IEEE**, 2009.

KIM, J. et al. Adaptive Hierarchical Voltage Control of a DFIG-Based Wind Power Plant for a Grid Fault. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. [s.l: s.n.].

KUNDUR, P. (PRABHA); BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. [s.l.] McGraw-Hill, 1994.

LIMA, F. K. A. et al. Rotor voltage dynamics in the doubly fed induction generator during grid faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2010.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2005.

LIU, S. et al. Coordinated fault-ride-through strategy for doubly-fed induction generators with enhanced reactive and active power support. **IET Renewable Power Generation**, 2016.

LÓPEZ, J. et al. Dynamic behavior of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2007.

LÓPEZ, J. et al. Ride through of wind turbines with doubly fed induction generator under symmetrical voltage dips. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2009.

MEHRIZI-SANI, A.; IRAVANI, R. **Secondary control of microgrids: Application of potential functions**. 43rd International Conference on Large High Voltage Electric Systems 2010, CIGRE 2010. **Anais...2010**

MENDES, V. F. **Avaliação do Comportamento de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado Durante Afundamentos de Tensão Equilibrados e Desequilibrados**. [s.l.] Universidade Federal de Minas Gerais, 2009.

MENDES, V. F. et al. Modeling and ride-through control of doubly fed induction generators during symmetrical voltage sags. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2011.

MENDES, V. F. **Ride-Through Fault Capability Improvement Through Novel Control Strategies Applied for Doubly-Fed Induction Wind Generators**. [s.l.] Universidade Federal de Minas Gerais, 2013.

MINISTERIO DE INDUSTRIA DE ESPAÑA. PO 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. **Boe**, 2006.

MORREN, J.; DE HAAN, S. W. H. Ridethrough of wind turbines with doubly-fed

induction generator during a voltage dip. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2005.

MORSLED, M. J.; FEKIH, A. **Integral terminal sliding mode control to provide fault ride-through capability to a grid connected wind turbine driven DFIG**. Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology. **Anais...2015**

MORSLED, M. J.; FEKIH, A. A new fault ride-through control for DFIG-based wind energy systems. **Electric Power Systems Research**, 2017.

MOSAAD, M. I.; ABU-SIADA, A.; EL-NAGGAR, M. F. Application of Superconductors to Improve the Performance of DFIG-Based WECS. **IEEE Access**, 2019.

OKEDU, K. E. et al. Wind farms fault ride through using DFIG with new protection scheme. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2012.

OLIVEIRA, F. et al. Enhancing LVRT of DFIG by Using a superconducting current limiter on rotor circuit. **Energies**, v. 9, n. 1, 2016.

OLIVEIRA, F. D. C. **Suportabilidade a Afundamentos de Tensão em Geradores DFIG Empregando Limitador Supercondutor**. [s.l.] Universidade Federal do Espírito Santo, 2016.

ONS. **Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão04/09/2019**, 2019.

P. KUNDUR ET AL. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, ago. 2004.

PANNELL, G. et al. Evaluation of the performance of a DC-link brake chopper as a DFIG low-voltage fault-ride-through device. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2013.

PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation. **IEE Proceedings: Electric Power Applications**, 1996.

PETERSSON, A. Analysis, modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines. **Doktorsavhandlingar vid Chalmers Tekniska Hogskola**, 2005.

RAHIMI, M.; AZIZI, A. Transient behavior representation, contribution to fault current assessment, and transient response improvement in DFIG-based wind turbines assisted with crowbar hardware. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, 2019.

RAHIMI, M.; PARNIANI, M. Grid-fault ride-through analysis and control of wind turbines with doubly fed induction generators. **Electric Power Systems Research**, 2010.

RAMIREZ, D. et al. Low-voltage ride-through capability for wind generators based on dynamic voltage restorers. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2011.

SAEED, A. M. et al. Power conditioning using dynamic voltage restorers under different voltage sag types. **Journal of Advanced Research**, 2016.

SENJYU, T. et al. Output power leveling of wind turbine generator for all operating regions by pitch angle control. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2006.

SHI, L. et al. Effects of wind generation intermittency and volatility on power system transient stability. **IET Renewable Power Generation**, v. 8, n. 5, p. 509–521, 1 jul. 2014.

SITHARTHAN, R. et al. Improved fault ride through capability of DFIG-wind turbines using customized dynamic voltage restorer. **Sustainable Cities and Society**, 2018.

SOURKOUNIS, C.; TOUROU, P. Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe. **Conference Papers in Energy**, 2013.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. [s.l: s.n.].

TOHIDI, S.; BEHNAM, M. I. **A comprehensive review of low voltage ride through of doubly fed induction wind generators** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.

VIDAL, J. et al. Single-phase DC crowbar topologies for low voltage ride through fulfillment of high-power doubly fed induction generator-based wind turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2013.

WESSELS, C.; GEBHARDT, F.; FUCHS, F. W. Fault ride-through of a DFIG wind turbine using a dynamic voltage restorer during symmetrical and asymmetrical grid faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2011.

WIND EUROPE. Wind energy in Europe in 2018 Trends and Statistics. **Wind Engineering**, 2019.

XIAO, S. et al. An LVRT control strategy based on flux linkage tracking for DFIG-based WECS. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2013.

YANG, J.; FLETCHER, J. E.; O'REILLY, J. A series-dynamic-resistor-based converter protection scheme for doubly-fed induction generator during various fault conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2010.

YANG, S. et al. A SCR crowbar commutated with power converter for DFIG-based wind turbines. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2016.

YUNUS, A. M. S.; MASOUM, M. A. S.; ABU-SIADA, A. Application of SMES to enhance the dynamic performance of DFIG during voltage sag and swell. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, 2012.

ZHANG, L.; JIN, X.; ZHAN, L. **A novel LVRT control strategy of DFIG based rotor active crowbar**. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC. **Anais...2011**

ZHOU, D.; BLAABJERG, F. Optimized Demagnetizing Control of DFIG Power Converter for Reduced Thermal Stress during Symmetrical Grid Fault. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2018.

ZHU, D. et al. Inductance-Emulating Control for DFIG-Based Wind Turbine to Ride-Through Grid Faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2017

ZHU, D. et al. Feedforward Current References Control for DFIG-Based Wind Turbine

to Improve Transient Control Performance During Grid Faults. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2018

ZOU, Z. C. et al. Postfault LVRT Performance Enhancement of DFIG Using a Stage-Controlled SSFCL-RSDR. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, 2019.