UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Flávio Alves de Lima Franco

**Estudo de Controle e Proteção de
Geradores Duplamente Alimentados em
Sistemas Eólicos**

São Paulo
2017

Flávio Alves de Lima Franco

**Estudo de Controle e Proteção de
Geradores Duplamente Alimentados em
Sistemas Eólicos**

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Renato Machado Monaro

Coorientador: Prof. Dr. Silvio Giuseppe di Santo

São Paulo

2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Franco, Flávio Alves de Lima

Estudo de Controle e Proteção de Geradores Duplamente Alimentados em Sistemas Eólicos / F. A. L. Franco -- versão corr. -- São Paulo, 2017.
96 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.1 Gerador Eólico. 2 Energia Eólica. 3 Gerador DFIG. 4 Conversor back-to-back. 5 Falhas. 6 Proteção I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Este trabalho é dedicado a todos que acreditam que o estudo e conhecimento são ferramentas que realmente propiciam oportunidades sem qualquer tipo de distinção.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus pais, Benedicto e Valcira, e minha esposa Naiara que me apoiam e sempre que possível me auxiliam para fazer das escolhas realidade. Agradeço também ao orientador Prof. Dr. Renato Machado Monaro que abriu as portas e se dedicou orientando me para tornar factível este projeto.

“Encontra o sucesso quem acredita em seus sonhos.”
(Autor desconhecido)

Resumo

O aumento da demanda energética mundial e a necessidade de obtenção de energia por fontes renováveis abriram espaço para discussão sobre vantagens e desvantagens relacionadas às diversas tecnologias de geração existentes. Dados mostram um crescimento significativo do percentual da geração eólica no sistema energético mundial tornando factível o investimento em tecnologias que possam atender às diferenças de aplicação para cada região. Este trabalho apresenta inicialmente as principais características das arquiteturas construtivas dos geradores eólicos listando e apresentando seus principais equipamentos e funções, em seguida são apresentados métodos de controle e proteção aerodinâmica e as principais topologias aplicadas na geração eólica de energia. A discussão das vantagens e desvantagens de cada topologia apontou o gerador *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) aplicado em sistemas de velocidade variável como uma tecnologia que se destaca pelo seu alto nível de controle e pelo ganho relacionado ao conversor *back-to-back* de apenas 30% da capacidade de geração da máquina. No trabalho o controle do conversor *back-to-back* foi testado e validado por simulações e os ajustes dos controladores obtidos pelo método do modelo simétrico ótimo. Em seguida, são apresentados os dispositivos básicos de proteção correlacionados ao monitoramento de corrente, tensão e fluxo de potência e discutidas suas limitações na topologia com o gerador DFIG. No final do trabalho a proteção diferencial é apresentada e aplicada sobre o gerador DFIG e simulações de falta são realizadas em diferentes condições de funcionamento da máquina de modo a obter dados que possam apontar a melhor parametrização deste dispositivo de proteção.

Palavras-chave: Gerador Eólico. Energia Eólica. Gerador DFIG. Conversor Back-to-Back. Faltas. Proteção

Abstract

The world energetic demand increase and the generation renewable necessity allowed the dialogue about the advantages and disadvantages of generations technologies existing. Many data shows an significant increase of wind generation inside the world energetic system allowing the investment in technologies to work at the characteristics existing in each place. This study shows the main constructive characteristics in the wind generation showing their main equipments and functions. After, the control and protection aerodynamic methods are shown together with the main topologies in the wind generation. The discussion about the advantages and disadvantages of this topologies showed the DFIG generator working in variable speeds systems like an efficient technology because your accurate control and the low cost of back-to-back frequency inverter. In this study the control of back-to-back converter was tested end validated and the drivers parameters was calculated with the method of the optimal symmetric model. then, are showed some basic protections devices linked with current, voltage and power flow monitoring and yours limitations are discussed in the DFIG topology. In the end the differential protection is showed and applied in the DFIG machine then fault simulations are make to obtain data to produce the best configuration parameters of differential protection.

Keywords: Wind generator. Wind Energy. DFIG generator. Back-to-Back Converter. Faults. Protection.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade total de produção de energia eólica instalada 2011-2014 . .	14
Figura 2 – Visão dos componentes da nacelle	18
Figura 3 – Evolução do diâmetro das pás ao longo do tempo	19
Figura 4 – Curva C_p do gerador	20
Figura 5 – Estratégia de controle do gerador eólico com pitch control	22
Figura 6 – Comparação entre estratégias de controle pitch e stall control	23
Figura 7 – Aerogerador de velocidade fixa	24
Figura 8 – Curva C_{pmax} X $\lambda_{ótimo}$ do gerador	25
Figura 9 – Aerogerador com velocidade variável limitada	26
Figura 10 – Aerogerador com velocidade variável escala completa	27
Figura 11 – Aerogerador com velocidade variável escala parcial	28
Figura 12 – Exemplo de um modelo de controle do gerador eólico de velocidade variável	31
Figura 13 – Exemplo de um modelo mecânico dinâmico de gerador eólico	32
Figura 14 – Exemplo de curva de potência x velocidade rotórica	33
Figura 15 – Controle por $\lambda_{ótimo}$ x Controle por curva vento x potência	34
Figura 16 – Exemplo de controle por curva de potência x velocidade do rotor . . .	35
Figura 17 – MPPT por controle otimizado de torque	36
Figura 18 – Visão dos principais componentes do gerador DFIG	37
Figura 19 – Representação simplificada da máquina DFIG	38
Figura 20 – Visão macro do controle do gerador DFIG	40
Figura 21 – Filtro indutivo do lado da rede	40
Figura 22 – Malha interna de controle do GSC	43
Figura 23 – Visão macro do controle do conversor - VSC	43
Figura 24 – Modelo elétrico dinâmico do DFIG	44
Figura 25 – Malha interna de controle do RSC	47
Figura 26 – Visão macro do controle do conversor - RSC	48
Figura 27 – Simulação controle de tensão <i>link CC</i>	51

Figura 28 – Malha de controle da tensão do <i>link-cc</i>	52
Figura 29 – Simulação controle de velocidade	53
Figura 30 – Quadrantes de operação da máquina DFIG	53
Figura 31 – Controle de velocidade - degrau de torque	54
Figura 32 – Simulação do GSC e RSC acoplados	55
Figura 33 – Degrau de torque - Modelo completo	56
Figura 34 – Representação do controle simulado com a turbina acoplada	57
Figura 35 – Simulação resposta potência x vento	58
Figura 36 – Exemplo de proteções de sobre-corrente, sobre e sub-tensão, fluxo de potência e diferencial de corrente em topologia DFIG	59
Figura 37 – Configuração típica do <i>Crowbar</i> passivo para geradores DFIG	61
Figura 38 – Alternativa <i>Crowbar</i> ativo	62
Figura 39 – Exemplo de proteção por sentido de fluxo de potência	64
Figura 40 – Normalização entre corrente rotórica e estatórica	65
Figura 41 – Exemplo de curva característica do relé diferencial	66
Figura 42 – Modelo simulado para faltas no estator, rotor e rede	68
Figura 43 – Falta trifásica aplicada na saída do estator do gerador	69
Figura 44 – Falta bifásica aplicada na saída do estator do gerador	70
Figura 45 – Falta fase-terra aplicada na saída do estator do gerador	71
Figura 46 – Falta trifásica aplicada na rede	72
Figura 47 – Falta bifásica aplicada na rede	73
Figura 48 – Falta fase-terra aplicada na rede	74
Figura 49 – Falta trifásica aplicada no rotor	75
Figura 50 – Falta bifásica aplicada no rotor	76
Figura 51 – Falta fase-terra aplicada no rotor	77
Figura 52 – Pontos de aplicação de falta no modelo	79
Figura 53 – Curva proposta de ajuste do relê diferencial	79
Figura 54 – Detalhe dos pontos da máquina em regime e faltas externas à zona de monitoramento no rotor e estator	80
Figura 55 – Falta trifásica e bifásica aplicada no estator dentro da região de prote- ção do relé	80
Figura 56 – Falta trifásica e bifásica aplicada no estator fora da região de proteção do relé	81

Lista de tabelas

Tabela 1 – Vantagens e desvantagens das principais topologias de aerogeradores .	29
Tabela 2 – Parâmetros dos controle de corrente, velocidade e tensão do <i>link CC</i> .	50
Tabela 3 – Dados do gerador, conversor e filtro <i>Grid Side Controler</i> (GSC) da simulação do sistema eólico	51
Tabela 4 – Descrição dos quadrantes de operação da máquina DFIG	54
Tabela 5 – Parâmetros da turbina eólica	57
Tabela 6 – Combinações de vento, potencia reativa e resistência de falta para si- mulações	78

Lista de siglas

ANSI *American National Standards Institute*

DFIG *Doubly Fed Induction Generator*

GIGE Gerador Indutivo de Gaiola de Esquilo

GSRB Gerador Síncrono de Rotor Bobinado

GSIP Gerador Síncrono de Imãs Permanentes

GSC *Grid Side Controller*

IGBT *Insulated Gate Bipolar Transistor*

LVRT *low voltage ride-through*

MPPT *Maximum Power Point Tracking*

PWM *Pulse Width Modulation*

RSC *Rotor Side Converter*

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivo	15
2	ARQUITETURA BÁSICA DOS GERADORES EÓLICOS . .	17
2.1	Arquitetura mecânica construtiva de um gerador eólico	17
2.2	Principais dispositivos de controle e proteção aerodinâmica do gerador eólico	21
2.2.1	Sistema de controle pitch control	21
2.2.2	Stall control- modo passivo	22
2.2.3	Stall control- modo ativo	22
2.3	Principais topologias aplicadas em aerogeradores	24
2.3.1	Gerador eólico com velocidade fixa	24
2.3.2	Geradores eólicos com velocidade variável	25
3	MODELOS DE CONTROLE DO AEROGERADOR	30
3.1	Introdução ao modelo de controle do gerador eólico de velocidade variável	30
3.2	Modelo mecânico dinâmico do aerogerador	31
3.3	Ponto de máxima potência extraída	32
3.3.1	Método direto de obtenção do ponto de máxima potência extraída . . .	32
3.3.2	Método indireto de obtenção do ponto de máxima potência extraída . .	34
3.4	O gerador DFIG e seu modelo elétrico	36
3.5	Componentes construtivos do gerador DFIG	36
3.5.1	Modelo elétrico estacionário do gerador DFIG	38
3.6	Controle do conversor <i>back to back</i>	39
3.6.1	Equacionamento e controle do GSC	40
3.6.2	Equacionamento e controle do <i>Rotor Side Converter</i> (RSC)	44
3.6.3	Método do modelo simétrico ótimo para modelagem dos controladores PI	48

4	SISTEMA EÓLICO SIMULADO	50
4.1	Parâmetros gerais das simulações	50
4.1.1	Resultados do controle aplicado ao GSC	51
4.1.2	Resultados do controle aplicado ao RSC	53
4.1.3	Resultados dos controles GSC e RSC acoplados	55
4.2	Aplicação do MPPT ao modelo simulado	56
5	PRINCIPAIS PROTEÇÕES APLICADAS AO AEROGERA-	
	DOR	59
5.1	Introdução ao sistema de proteção do aerogerador	60
5.2	Crowbar	60
5.3	Proteções de corrente, tensão e fluxo de potência	62
5.3.1	Proteção por monitoramento de corrente	62
5.3.2	Proteção por monitoramento de tensão	63
5.3.3	Proteção por sentido de fluxo de potência	63
5.4	Proteção diferencial de corrente aplicada ao DFIG	64
6	SIMULAÇÃO DAS PROTEÇÕES NO GERADOR DFIG . .	67
6.1	Resultados das proteção de corrente, tensão, fluxo de potência	
	e <i>Crowbar</i>	67
6.1.1	Resultados de simulações de faltas no estator	68
6.1.2	Resultados de simulações de faltas na rede	71
6.1.3	Resultados de simulações de faltas no rotor	75
6.1.4	Conclusões das atuações da proteção de corrente, tensão, fluxo de po- tência e <i>Crowbar</i>	77
6.2	Simulações da proteção diferencial	78
6.2.1	Conclusões sobre a proteção diferencial no gerador DFIG	81
7	CONCLUSÕES FINAIS	82
	Referências	84

Introdução

Atualmente as fontes de energia renováveis ocupam cada vez mais espaço nos grandes sistemas de geração de energia. Os parques eólicos constituem uma destas fontes e isto torna fundamental o aprofundamento no estudo de suas características operacionais de modo a obter a máxima eficiência nestes sistemas, manter ou melhorar a qualidade da energia entregue à rede de transmissão.

Segundo WWEA (2015) a capacidade mundial de geração de energia eólica instalada atingiria 370 GW no final de 2014, isto corresponde a um aumento de 56,3% da capacidade instalada em relação ao final de 2011. Estes dados, mostrados na figura 1 ilustram o ganho de importância desta fonte de energia no cenário mundial.

Figura 1 – Capacidade total de produção de energia eólica instalada 2011-2014

Fonte: Adaptado de (WWEA, 2015)

Um dos grandes desafios relacionados à energia eólica é elevar o percentual de penetração na matriz energética. Em geral para se obter sistemas energéticos com penetração eólica superior a 30%, uma reformulação nos procedimentos de operação do sistema elétrico pode ser necessário.

Os geradores eólicos devem obter a melhor eficiência possível de conversão da energia do vento em energia elétrica, neste caso vale ressaltar que a incidência de vento sobre as pás pode variar. Existem diversas técnicas para alcançar esta otimização e os geradores de velocidade variável permitem a operabilidade do sistema, com boa *performance* em uma faixa maior de velocidades de ventos em relação ao gerador de velocidade fixa. Algumas das principais características destes dois tipos de geradores serão abordadas posteriormente neste trabalho.

Abad et al. (2011) citam que a geração em velocidade variável pode ser provida pela utilização do conjunto de gerador duplamente alimentado, DFIG, e um conversor de frequência. De acordo com Abed, Kabsha e Abdlsalam (2013) o custo deste conjunto torna-se reduzido devido ao conversor possuir uma potência entre 25% e 30% do gerador elétrico.

Em suma Abad et al. (2011) apontam que máquinas DFIG surgiram como uma das principais tecnologias aplicadas em turbinas eólicas, demonstrando ser uma solução eficiente, com custo competitivo e confiável. Os sistemas de proteção do gerador eólico estão diretamente correlacionados e esta confiabilidade das máquinas. Dorrell, Salah e Guo (2017) citam em seu trabalho que para geradores indutivos, os três principais modos de falhas são falhas de rolamentos, faltas no estator e faltas no rotor, compreendendo um percentual de 41%, 37% e 10% das ocorrências de falhas respectivamente.

Abad et al. (2011) apontam que embora exista um número significativo de trabalhos que tratam de modelagem e controle de máquinas de indução, livros contendo um detalhamento maior de máquinas duplamente alimentadas são menos comuns. Este número proporcionalmente baixo de trabalhos que tratam de estratégias de controle e proteção de geradores DFIG em relação a estudos focando máquinas de indução como motores de gaiola de esquilo, trouxe o interesse de aprofundamento neste tema, e consequentemente a expectativa de obter resultados que possam agregar valores aos estudos de modelos DFIG existentes hoje.

1.1 Objetivo

Este trabalho objetiva apresentar um estudo do sistema de controle do aerogerador com topologia de máquina DFIG controlada por um conversor *back-to-back*, juntamente com um estudo das principais proteções aplicadas aos geradores eólicos. As proteções básicas de sobrecorrente, corrente de sequência negativa, corrente de aterramento, sobretensão, subtensão, sentido de fluxo de potência e *crowbar* são apresentadas e validadas neste trabalho. Ao final, o trabalho propõe a aplicação da proteção diferencial de corrente no gerador DFIG, sendo esta uma aplicação não consolidada do dispositivo, alinhado a um proposto método de ajuste da curva de seletividade da proteção diferencial. Espera-se que este trabalho traga um aprofundamento sobre dispositivos de proteção de

geradores duplamente alimentados.

Arquitetura Básica dos Geradores Eólicos

Este capítulo aborda os principais componentes mecânicos que constituem a arquitetura de um gerador eólico, apresentando os principais dispositivos de controle e proteção aerodinâmica e ao final as principais configurações das máquinas eólicas aplicadas nos dias de hoje.

2.1 Arquitetura mecânica construtiva de um gerador eólico

O aerogerador é fixado ao solo, em uma fundação de concreto, por meio de uma torre com acesso interno. A torre abriga internamente o transformador de conexão a rede de energia, os cabos de transmissão de potência e uma escada que dá acesso ao topo onde encontram-se os principais componentes do gerador eólico. Segundo EWEA (2009) um aerogerador pode conter mais de 8.000 componentes, sendo que o conjunto formado pela torre e pelas pás chega a corresponder a 50% do custo total de um aerogerador.

É chamada de *nacelle* a estrutura que é fixada no topo da torre, cuja função é abrigar os componentes de conversão de energia eólica em energia elétrica além de dar sustentação ao sistema aerodinâmico da máquina. Segundo Abad et al. (2011), a *nacelle* também possui um mecanismo de motores elétricos que possibilita que ela gire de modo a se posicionar no ângulo adequado com relação a direção do vento. Este mecanismo é operado por um controle eletrônico que detecta a direção do vento utilizando um sensor de direção instalado no topo da *nacelle* e permite que o aerogerador gire quando ocorrer alteração na direção do vento. Na figura 2 é possível observar os principais componentes que estão no interior ou suportados pela *nacelle* para um gerador de velocidade fixa.

Resumidamente, as pás capturam o vento e transferem esta energia para o rotor, desempenhando função essencial no sistema aerodinâmico do gerador eólico. O movimento

de rotação produzido pela força do vento que incide sobre as pás é transferido até uma caixa de velocidades, esta caixa é interligada ao rotor por um eixo de baixa velocidade e ao gerador elétrico por um eixo de alta velocidade mais um acoplamento. Esta relação de transformação de velocidades considera a velocidade projetada de rotação das pás e a velocidade nominal do gerador, que está diretamente ligada ao número de polos da máquina. De acordo com Abad et al. (2011) as turbinas eólicas são projetadas para trabalhar com velocidade de rotação das pás entre 19 e 30 RPM. Vale ressaltar que existem aerogeradores que não utilizam a caixa de velocidades, estes aerogeradores são chamados de *Direct Drives* e compensam a ausência da caixa de velocidades com máquinas geradoras com elevado número de polos, possibilitando a geração de energia mesmo com uma rotação baixa na ponta de eixo, quando comparado com um gerador de que utiliza uma caixa de velocidades.

Segundo Ackermann (2005) a energia elétrica gerada na saída do gerador eólico pode ser mantida constante por meio de um controle rotacional das lâminas. Uma outra função da rotação das lâminas é o de proteger o aerogerador em ventos de alta velocidade. Este controle rotacional das lâminas é chamado *pitch control*. Autores como Abad et al. (2011), Ackermann (2005) e Clark, Miller e Gasca (2010) mencionam que o ponto crítico de operação de aerogeradores, onde esta proteção deve atuar para proteger a máquina, é quando os ventos atingem a velocidade de 25 m/s.

Os principais dispositivos aerodinâmicos de proteção e controle serão abordados neste capítulo.

Figura 2 – Visão dos componentes da nacelle

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

Ackermann (2005) menciona que uma das variáveis que afeta diretamente o comportamento dos ventos em uma determinada região é a altura em relação ao solo e que as turbinas usualmente são desenvolvidas para operar com melhor eficiência em ventos entre 12 e 16 m/s.

A evolução da tecnologia aplicada aos aerogeradores permitiu o uso de modelos cada vez maiores, otimizando a relação entre altura do aerogerador, diâmetro de pás e capacidade de geração elétrica. Segundo EWEA (2009) os primeiros geradores, das décadas de 80 e 90 possuíam capacidade de geração entre 20 e 60kW, passando para geradores entre 1,5 e 3 MW no ano 2000 e estimando-se que os geradores tenham capacidade de produção de até 20MW em 2020. Esta evolução dos equipamentos está ilustrada na figura 3, mostrando na forma de linha do tempo como o porte dos aerogeradores se modificou.

Figura 3 – Evolução do diâmetro das pás ao longo do tempo

Fonte: Adaptado de (EWEA, 2009)

Ao analisar o modelo aerodinâmico de um gerador eólico, Abad et al. (2011) apontam que algumas condições devem ser assumidas:

- o ar sendo incompressível e,
- o fluxo de vento sendo constante.

Deste modo, a energia cinética contida no vento que atravessa uma determinada área A_1 a uma velocidade V_v pode ser representada pela equação 1.

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_1 V_v^3 [W] \quad (1)$$

onde: ρ representa a densidade do ar em $Kg.m^{-3}$ e, A_1 representa a área varrida pelas pás do aerogerador em m^2 .

Na prática, a turbina eólica pode absorver apenas uma parcela da energia cinética gerada pelo fluxo de ar da equação (1). Este percentual é representado pelo coeficiente C_p e a energia cinética gerada pela turbina fica então representada pela equação 2.

O limite teórico máximo desta captação de energia do vento é definido em 59,3% e chamado Limite de Betz. De acordo Ackermann (2005) este limite foi descoberto pela primeira vez em 1926 por Betz. Assim, caso fossem desprezadas todas as perdas da extração da energia gerada pelo vento, a potência teórica máxima produzida por um aerogerador fica expressada pela equação 3.

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_p [W] \quad (2)$$

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho A_1 V^3 \cdot 0,593 [W] \quad (3)$$

O coeficiente de potência, segundo Abad et al. (2011), é resultante da velocidade do vento, da velocidade de rotação da pá, e do ângulo das lâminas em relação ao vento. Este ângulo é chamado ângulo β e será discutido com maior ênfase na seção que trata dos dispositivos aerodinâmicos de controle e proteção do aerogerador. A alteração do perfil da curva C_p em função da alteração do ângulo β é vista na figura 4, que mostra um exemplo de curva C_p de uma turbina real obtido a partir da equação 4.

$$C_p = 0,3803 \left(\lambda - 0,0604 \cdot \beta^2 - 4,5931 \right) \cdot e^{-0,155 \cdot \lambda} \quad (4)$$

Figura 4 – Curva C_p do gerador

Fonte: Autor

2.2 Principais dispositivos de controle e proteção aerodinâmica do gerador eólico

De acordo com Abad et al. (2011) todos os aerogeradores são projetados para possuírem algum tipo de dispositivo de controle e proteção aerodinâmica, de modo a evitar danos ao equipamento na ocorrência de ventos extremamente fortes.

Outro ponto de segurança operacional, segundo Abad et al. (2011), trata que deve existir uma velocidade mínima rotacional do aerogerador que impossibilite a máquina de operar próximo a frequência ressonante da torre cujo valor gira em torno de 5Hz. No outro extremo, quando a velocidade do vento atinge valores muito altos, a velocidade linear da ponta da lâmina deve ser limitada de modo a proteger o aerogerador de esforços mecânicos sobre as lâminas. Estas forças podem provocar danos às pás e eixo da turbina eólica (ABAD et al., 2011). Este limite de operação da turbina é chamado de *cut-out* e como já mencionado, ocorre em ventos superiores a 25 m/s.

Após a ocorrência do *cut-out*, mesmo que os ventos diminuam a velocidades inferiores a 25 m/s, o gerador eólico não retorna em operação instantaneamente. Esta estratégia é chamada de histerese e, segundo Ackermann (2005), a retomada da produção ocorre quando o vento atingir valores próximos a 4 m/s com o objetivo de proteger a máquina e a rede de energia.

Os dispositivos de controle e proteção aerodinâmica mais aplicados em geradores eólicos são o *stall control* e o *pitch control*.

2.2.1 Sistema de controle pitch control

O *pitch control* é o mecanismo de controle de potência do gerador eólico que utiliza um sistema de rotação das lâminas para compensar possíveis variações na velocidade do vento. Muljadi e Butterfield (2001) mencionam que mudanças de velocidade no gerador eólico, usando conversores, podem ser relativamente lentas para aplicações com alta variação na velocidade dos ventos e que o sistema *pitch control* possui ação rápida e é melhor aplicado para estabilizar a geração de potência quando o gerador está operando próximo ao limite máximo de velocidade.

Ackermann (2005) explica que o *pitch control* gera um bom controle de potência, além de partidas e paradas assistidas do aerogerador por meio de um controle rotacional das lâminas. Segundo Abad et al. (2011) em ventos abaixo da velocidade nominal projetada do aerogerador o sistema *pitch control* irá operar com a máxima eficiência aerodinâmica, neste caso o ângulo β será próximo de zero. A figura 5 mostra esta faixa de operação representada na zona 2.

Na zona 3 da figura 5, o gerador eólico atinge sua potência mecânica nominal e a estratégia de controle irá regular a energia captada do vento para manter constante potência

elétrica produzida. Ainda na figura 5 é possível observar a atuação do *pitch control* com a variação do ângulo β na zona 3.

Figura 5 – Estratégia de controle do gerador eólico com pitch control

Fonte: Adaptado de (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013) e (ABAD et al., 2011)

2.2.2 Stall control- modo passivo

O método mais simples, robusto e barato de proteção aerodinâmica, segundo Ackermann (2005) é o *stall control* no modo passivo. Neste sistema, as lâminas são parafusadas no rotor em um determinado ângulo fixo, calculado de modo que quando o vento atinge uma determinada velocidade, o gerador passa limitar a força aerodinâmica incidente sobre as pás com o descarte parcial da energia disponível no vento e consequentemente limitando a velocidade de rotação nas pontas das lâminas.

Este método foi utilizado em muitas turbinas de velocidade fixa com capacidade de geração inferior a 1,5 MW até o final dos anos 90. Nesta configuração, não era possível obter uma otimização do sistema aerodinâmico do gerador eólico para ventos inferiores a velocidade nominal projetada devido não permitir qualquer controle rotacional das lâminas. O resultado é uma potência de saída com variações nesta faixa de ventos (POLINDER et al., 2007).

Deste modo, podemos citar como principais desvantagens deste sistema a limitação de controle de potência, baixa eficiência do gerador para ventos mais fracos e impossibilidade de partida assistida da máquina.

2.2.3 Stall control- modo ativo

Autores como Ackermann (2005) e Abad et al. (2011) mencionam que o mecanismo *stall control* no modo ativo possui uma estratégia semelhante ao *pitch control* quando o aerogerador está operando em ventos inferiores ao nominal projetado. Neste caso o

coeficiente C_p da equação (2) é modelado a partir de um ângulo β para máxima eficiência em ventos fracos, otimizando a captação aerodinâmica. De acordo com Polinder et al. (2007) a consequência do *stall control* é que nesta faixa de operação a velocidade de ponta das pás é proporcional a velocidade do vento.

O *stall control* no modo ativo atua como um mecanismo de proteção aerodinâmica quando a velocidade do vento alcança o valor máximo projetado. De acordo com Abad et al. (2011) e Ackermann (2005), é neste momento que a principal diferença entre o *stall control* no modo ativo e o *pitch control* se evidencia. Caso o gerador esteja próximo ao ponto de sobrecarga, o mecanismo *stall control* irá aumentar o ângulo de ataque das pás descartando o excesso de energia do vento. A diferença, ainda segundo os autores, está na direção que este movimento será efetuado, sendo oposta à direção que um aerogerador com *pitch control* tomaria.

Polinder et al. (2007) apontam que geradores com *stall control* no modo ativo são projetados para reduzir a velocidade do rotor em ventos acima do nominal de modo a limitar a saída de potência do gerador, enquanto sistemas com *pitch control* irão reduzir o coeficiente de potência objetivando manter constante a velocidade do rotor. Esta diferença na estratégia de controle entre os métodos *pitch* e *stall control* fica evidente na figura 6.

Figura 6 – Comparação entre estratégias de controle pitch e stall control

Fonte: Adaptado de (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013)

As principais vantagens do *stall control* no modo ativo, quando comparadas com o modo passivo, estão na possibilidade do controle mais preciso de saída de potência, evitando que a potência gerada ultrapasse a potência nominal da máquina em uma rajada de vento, além de permitir que o aerogerador trabalhe com valores aproximados à potência nominal em ventos de alta velocidade (ABAD et al., 2011).

2.3 Principais topologias aplicadas em aerogeradores

Existem disponíveis no mercado diversas tecnologias aplicadas na fabricação de máquinas geradoras, isto torna possível a obtenção de diferentes topologias de aerogeradores, que combinados com os mecanismos de controle de potência e aerodinâmicos existentes, possibilitam a obtenção de modelos que se aplicam de acordo com características desejadas como, a estabilidade de geração de energia, controle de reativos ou custo de projeto.

As máquinas geradoras podem ser assíncronas, assíncronas duplamente alimentadas (DFIG) ou síncronas e suas configurações se dividem em aerogeradores de velocidade fixa ou velocidade variável.

2.3.1 Gerador eólico com velocidade fixa

Segundo Ackermann (2005) no início dos anos 90 os aerogeradores fabricados eram de velocidade fixa. A principal característica destes aerogeradores é que independente da velocidade do vento a velocidade rotórica é fixa e determinada pela frequência da rede de alimentação, pela relação de transmissão e pela característica do gerador elétrico.

A topologia com Gerador Indutivo de Gaiola de Esquilo (GIGE), é a mais simples. Ackermann (2005) menciona que este gerador pode ser configurado com *stall no modo passivo*, *pitch control* ou *stall no modo ativo* trazendo os benefícios já descritos neste capítulo. A configuração do GIGE está apresentada na figura 7.

Figura 7 – Aerogerador de velocidade fixa

Fonte: Adaptado de (ACKERMANN, 2005)

Nesta configuração, a ligação entre o gerador e a rede é direta por meio de um transformador, isto faz com que flutuações no vento sejam transferidas de forma direta para rede por meio de variações na potência fornecida pelo gerador eólico, podendo gerar problemas de qualidade de energia. Neste modelo a conexão com a rede é suavizada com auxílio de um *soft starter*.

Autores como Ackermann (2005) apontam que os maiores atrativos desta configuração estão relacionados ao baixo custo de implementação, na simplicidade do sistema e na

robustez dos equipamentos. A necessidade de um sistema auxiliar para compensação de reativos com a rede e a flutuação na energia gerada são mencionadas pelos autores como principais desvantagens desta topologia.

2.3.2 Geradores eólicos com velocidade variável

Aerogeradores de velocidade variável se tornaram a principal tecnologia aplicada na geração eólica nos novos projetos dos últimos anos. Segundo Ackermann (2005) estes geradores são projetados para operar com máxima eficiência aerodinâmica em uma ampla faixa de velocidades do vento. Segundo o autor, esta otimização é possível fazendo a variação da velocidade rotórica Ω em função do acréscimo ou decréscimo da velocidade do vento, com objetivo de manter constante a relação entre estas velocidades. Wu et al. (2011) definem que λ é a razão entre a velocidade de ponta da lâmina e a velocidade do vento. Seu valor otimizado é obtido pela equação 5 e sua relação direta para o ponto de C_{pmax} pode ser visualizada na figura 8.

$$\lambda_{ótimo} = \frac{R\Omega}{V_v} \quad (5)$$

Na qual R é o raio da pá em metros, Ω é a velocidade rotórica em [rad/s] e V_v é a velocidade do vento em [m/s].

Figura 8 – Curva C_{pmax} X $\lambda_{ótimo}$ do gerador

Fonte: Adaptado de (WU et al., 2011)

Assim, os geradores de velocidade variável podem variar a velocidade rotórica e consequentemente buscar o $\lambda_{ótimo}$ para cada ângulo de ataque das pás.

Autores como Abad et al. (2011) e Ackermann (2005) pontuam que as principais vantagens desta tecnologia estão na otimização do sistema aerodinâmico na extração da energia contida no vento, na melhora da qualidade da energia gerada e na redução dos

esforços mecânicos sofridos pelo equipamento. Por outro lado, há um acréscimo no custo dos equipamentos e uma maior complexibilidade de operação.

Uma das primeiras alternativas em relação aos aerogeradores de velocidade fixa foi o gerador eólico de velocidade limitada.

2.3.2.1 Gerador eólico de velocidade variável limitada

A tecnologia surgiu na década de 90, utilizando um conjunto de um DFIG com uma resistência variável acoplada ao seu enrolamento rotórico, possibilitando uma faixa de operação com uma variação de até 10%. Esta variação é relacionada ao tamanho do banco de resistência acoplado. Ackermann (2005) descreve que o controle do valor total da resistência do rotor pode ser obtido pelo uso de um conversor óptico montado no eixo rotórico e que a principal vantagem desta tecnologia é a ausência da necessidade de anéis coletores que necessitam de escovas e consequentemente manutenção. As demais características se assemelham a um gerador tipo GIGE, com uso de um *soft starter* para partida suavizada e necessidade de compensação auxiliar de reativos.

A topologia deste do gerador de velocidade variável limitada está ilustrada na figura 9.

Figura 9 – Aerogerador com velocidade variável limitada

Fonte: Adaptado de (ACKERMANN, 2005)

2.3.2.2 Gerador eólico de velocidade variável com escala completa

Nesta topologia, o gerador é conectado a rede por meio de um conversor de frequência que deve possuir a capacidade de potência igual a do gerador elétrico. Abad et al. (2011) e Wu et al. (2011) mencionam que nesta configuração podem ser utilizados Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (GSRB), Gerador Síncrono de Imãs Permanentes (GSIP) ou um GIGE. Abad et al. (2011) ainda relatam que o uso de um conversor bidirecional com controle vetorial garante a geração de energia com frequência e tensão nominal da rede independente da variação da velocidade do rotor.

Destacam-se como características positivas desta topologia o bom desempenho de controle de potência e qualidade de energia, faixa completa de atuação de velocidades de

ventos e a capacidade do conversor de controle de reativos, dispensando a necessidade de uso de bancos de capacitores. Abad et al. (2011) frisam que a principal desvantagem desta topologia está no custo do conversor devido este possuir a mesma capacidade de potência do gerador.

Abad et al. (2011) ainda descrevem a possibilidade de utilização de máquinas GSIP com elevado número de polos tornando possível a não utilização de caixa de velocidades. Os autores ainda menciona que o aumento no número de pólos da máquina gera um aumento substancial no diâmetro dos geradores. Wu et al. (2011) citam que a acomodação de máquinas deste porte torna-se um problema além de aumentar os custos de instalação.

A topologia deste do gerador de velocidade variável com escala completa está ilustrada na figura 10.

Figura 10 – Aerogerador com velocidade variável escala completa

Fonte: Adaptado de (ACKERMANN, 2005)

2.3.2.3 Gerador eólico de velocidade variável com escala parcial

Esta topologia utiliza um DFIG e opera em uma boa faixa de velocidade de ventos, Abad et al. (2011) mencionam que esta faixa de operação está entre -30% a +40%. O gerador DFIG é o mesmo do utilizado na configuração de geradores de velocidade variável limitada, entretanto nesta topologia os enrolamentos do rotor são alimentados por um conversor de frequência *back to back*. Por esta característica chamamos este gerador de DFIG.

No DFIG o rotor é alimentado por um conversor de frequência conectado a rede que utiliza técnicas vetoriais de controle para garantir geração de energia nos valores de frequência e tensão da rede. A diferença entre a velocidade rotórica e a velocidade síncrona é compensada por um controle de deslizamento feito pelo conversor de frequência (ABAD et al., 2011). Ackermann (2005) ainda mencionam que o conversor de frequência que alimenta o rotor é responsável pelo controle de compensação de potência reativa da máquina e pela partida assistida na conexão à rede. Abad et al. (2011) explicam que a potência ativa gerada e a potência reativa são controladas por meio do ajuste da

amplitude, da fase e da frequência da tensão introduzida pelo conversor nos enrolamentos do estator.

Dentre as vantagens desta topologia, destaca-se o baixo custo do conversor utilizado que, de acordo com Abad et al. (2011) e Ackermann (2005) necessita de apenas 30% do valor de potência nominal do gerador DFIG. A topologia deste do gerador de velocidade variável com escala parcial está ilustrada na figura 11.

Figura 11 – Aerogerador com velocidade variável escala parcial

Fonte: Adaptado de (ACKERMANN, 2005)

A tabela 1 apresenta de forma objetiva os pontos positivos e negativos de cada topologia mostrada neste capítulo. É possível notar que o gerador tipo DFIG, foco deste trabalho, possui características semelhantes à topologia de escala completa com a vantagem do custo do inversor de frequência.

Tabela 1 – Vantagens e desvantagens das principais topologias de aerogeradores

GERADOR	TIPO	TOPOLOGIA	VANTAGENS	DESVANTAGENS
Assíncrono	GIGE	Velocidade Fixa	Baixo Custo Simplicidade das máquinas Equipamentos Robustos	Necessita banco de capacitores Flutuações na potência gerada
Assíncrono	DFIG	Velocidade Variável limitada	Faixa de operação de 10% em relação ao aerogerador de velocidade fixa	Necessita banco de capacitores Faixa de velocidade de ventos limitado pelo tamanho da resistência variável
Síncrono	GSRB / GSIP / DFIG	Velocidade Variável escala completa	Otimização do controle de potência Ampla faixa de atuação de velocidades de ventos Não há necessidade de banco de capacitores para compensação de reativos	Alto custo do gerador Síncrono Alto custo do Inversor Complexidade de operação
Assíncrono	DFIG	Velocidade Variável escala parcial	Faixa operacional de ventos entre -30% a 40% Otimização do controle de potência Não há necessidade de banco de capacitores para compensação de reativos Baixo custo do inversor de frequência	Necessário uso de anéis coletores Proteção para caso de falhas na rede

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

Modelos de Controle do Aerogerador

Este capítulo apresenta um aprofundamento na análise das técnicas de controle do gerador eólico de velocidade variável por meio do estudo de modelos de controle elétrico, mecânico e aerodinâmico. Para isso são utilizados conceitos já apresentados nos capítulos que abordam o sistema aerodinâmico, e os principais sistemas de controle e proteção do gerador eólico. O objetivo é mostrar as principais técnicas de obtenção do ponto de extração de máxima potência do gerador eólico *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), entender e ter uma visão mais ampla como ocorre as ações de controle de um aerogerador.

3.1 Introdução ao modelo de controle do gerador eólico de velocidade variável

Segundo Abad et al. (2011) a estratégia de controle de um gerador eólico de velocidade variável objetiva calcular o torque do aerogerador e o ângulo das pás de modo a extrair a máxima energia do vento, manter a turbina no modo operacional seguro, controlando grandezas como a potência produzida, a velocidade do aerogerador e torque e, minimizar os esforços mecânicos que os componentes da turbina são expostos.

O diagrama de blocos da figura 12 apresenta um exemplo de um modelo de controle do gerador eólico de velocidade variável. É possível observar pelo exemplo do diagrama que a estratégia de controle da turbina eólica monitora os valores de velocidade de vento e a tensão da rede elétrica de modo a fornecer os valores de torque eletromagnético, ângulo das pás e potência reativa aos demais controles. Também fica clara a forte correlação entre as grandezas aerodinâmicas, mecânicas e elétricas no modelo, tais como v_v , T_t , ω_t e T_{em} .

À esquerda do diagrama está o bloco do modelo aerodinâmico que relaciona o torque mecânico da turbina a partir do vento e do ângulo das pás controlado pelo sistema *pitch control*. A interface entre o controle aerodinâmico e elétrico da turbina é feita por um modelo mecânico que, segundo Abad et al. (2011) avalia os valores de velocidade angular

Figura 12 – Exemplo de um modelo de controle do gerador eólico de velocidade variável

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

da turbina e do gerador, em função dos valores de torque mecânico da turbina e torque eletromagnético do gerador.

As equações de extração de potência a partir do vento foram apresentadas no Capítulo 2 deste trabalho e são base para compreender alguns dos principais métodos de obtenção do MPPT.

3.2 Modelo mecânico dinâmico do aerogerador

Conforme visto na figura 12, o modelo mecânico da turbina eólica produz uma correlação entre o torque mecânico gerado pelo movimento das pás e o torque eletromagnético produzido na ponta de eixo do gerador elétrico. Abad et al. (2011) mencionam que a representação mecânica do gerador é complexa devido ao elevado número de componentes e forças envolvidas e assim, o autor opta por um modelo dinâmico de representação de duas massas expresso na figura 13. J_t representa a inércia das massas do lado de baixa rotação da turbina enquanto J_m ilustra a inércia referente ao lado de alta rotação que corresponde à parte da máquina elétrica. Abad et al. (2011) ainda citam que como a frequência ressonante fundamental da turbina é gerada nas lâminas, parte dela já está considerada no coeficiente J_t . O acoplamento entre as inércias é representado pelo coeficiente de rigidez K_{tm} e pelo coeficiente de amortecimento D_{tm} . D_t e D_m representam, respectivamente, as perdas por atrito no movimento rotacional no lado da turbina e do gerador.

Figura 13 – Exemplo de um modelo mecânico dinâmico de gerador eólico

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

3.3 Ponto de máxima potência extraída

Conforme mencionado no início deste capítulo, um dos objetivos da estratégia de controle do aerogerador é extrair a máxima energia do vento. Ali (2012) menciona que a estratégia de controle de ponto de máxima potência extraída, MPPT, aponta que para cada velocidade de vento existe um ponto específico dentro da curva de geração de potência x velocidade rotórica que produz um coeficiente do potência maximizado. Os métodos direto e indireto de extração do MPPT são descritos a seguir.

3.3.1 Método direto de obtenção do ponto de máxima potência extraída

De acordo com a teoria apresentada no Capítulo 2, a potência que pode ser extraída do vento é função das características construtivas do aerogerador, da velocidade do vento e do coeficiente de potência C_p .

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_p \text{ [W]} \quad (6)$$

Wu et al. (2011) descrevem que um dos possíveis métodos de extração do MPPT é feito ajustando a velocidade rotórica em função da velocidade do vento, mantendo a razão entre a velocidade de ponta da lâmina e do vento constante em seu ponto máximo, chamado de $\lambda_{ótimo}$. Ali (2012) ainda menciona que quando temos o valor de $\beta = 0$, referente a região 2 da figura 5, o valor de λ é otimizado e constante para todos os pontos máximos apresentados na figura 14.

$$\lambda_{ótimo} = \frac{R\Omega}{V_v} \quad (7)$$

Então, na região do MPPT, $\beta = 0$ para captação máxima do vento incidente nas pás e $\lambda = \lambda_{\text{ótimo}}$, constante por meio do controle da velocidade rotórica e se mantidas estas condições, C_p será máximo e constante resultando que a potência gerada nesta região é função cúbica da velocidade do vento.

Figura 14 – Exemplo de curva de potência x velocidade rotórica

Fonte: Adaptado de (ALI, 2012)

Condições para MPPT:

$$\beta = 0 \quad \lambda = \lambda_{\text{ótimo}} \quad C_p = C_{p_{\text{máximo}}}$$

$$P_{\text{mppt}} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_{p_{\text{máximo}}} [W] \quad (8)$$

Wu et al. (2011) apresentam ainda um outro método cujo o MPPT pode ser obtido por meio de uma curva de potência x velocidade do vento, fornecida pelo próprio fabricante da turbina.

Neste caso, a velocidade do vento também é medida em tempo real através de um sensor de alta precisão e o valor de referência de potência é gerado segundo a curva do fabricante. Ali (2012) alerta que o anemômetro deve possuir alta precisão para tornar o método de obtenção do MPPT por monitoramento do vento confiável e traz, juntamente com autores como Muljadi e Butterfield (2001), o método indireto MPPT como alternativa.

O diagrama simplificado destes dois métodos de controle, chamados de método direto, por utilizar um instrumento de medição contínua do vento está apresentado na figura 15.

Figura 15 – Controle por λ_{otimo} x Controle por curva vento x potência

Fonte: Adaptado de (ALI, 2012)

e (WU et al., 2011)

3.3.2 Método indireto de obtenção do ponto de máxima potência extraída

O método indireto de obtenção do MPPT é baseado nas características de geração de torque e potência em função da velocidade rotórica do aerogerador. Segundo Wu et al. (2011) um ponto importante desta metodologia de controle é a ausência do sensor de velocidade de vento na malha de controle.

Ali (2012) menciona que um método indireto bastante aplicado é o que utiliza a curva de potência ótima x velocidade rotórica para produção do sinal de referência de potência que será comparado ao valor da potência medida pelo sistema. O erro resultante entre as duas potências é utilizado no controle do conversor de potência.

No trabalho de Muljadi e Butterfield (2001), o princípio deste controle fica claro partindo da equação de potência que pode ser extraída do vento:

Sendo:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_p [W] \quad (9)$$

Conhecendo a equação de λ , a velocidade do vento é escrita conforme a equação 10.

$$V_v = \frac{\Omega R}{\lambda} [m/s] \quad (10)$$

Assim,

$$P_{otima} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{pmax} \left[\frac{\Omega R}{\lambda_{otimo}} \right]^3 [W] \quad (11)$$

Deste modo, de acordo com Muljadi e Butterfield (2001), quando a velocidade do vento muda, a velocidade rotórica deve ser ajustada para seguir esta mudança e como

a medição do vento possui um certo grau de incerteza, é possível substituir os valores de velocidade do vento V_v e C_p da equação (9) gerando a equação (11) que, a partir da medição da velocidade do rotor, produz o valor de referência de potência enviado a malha de controle.

Podemos simplificar fazendo:

$$k_p = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{pmax} \left[\frac{R}{\lambda} \right]^3 \quad (12)$$

e visualizando de forma simples que a potência extraída do vento varia ao cubo da valor da velocidade rotórica na região do MPPT.

$$P_{otima} = k_p \Omega^3 [W] \quad (13)$$

O diagrama simplificado deste método de controle está apresentado na figura 16.

Figura 16 – Exemplo de controle por curva de potência x velocidade do rotor

Fonte: Adaptado de (ALI, 2012)

Outra forma de obtenção de MPPT por método indireto é descrito por Abad et al. (2011) pelo uso do controle do torque mecânico do gerador T_{em} neste caso, por meio da medição da velocidade rotórica, obtém-se um valor de referência de torque que será comparado ao valor medido no gerador.

A partir da equação (11), sabendo que a correlação entre torque e potência pode ser escrita como:

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} [N.m] \quad (14)$$

Temos;

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{otimo}^3} C_{pmax} \Omega_t^2 [N.m] \quad (15)$$

Simplificando:

$$K_{otimo} = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{otimo}^3} C_{pmax} \quad (16)$$

O valor de referência do torque mecânico pode ser obtido pela função quadrática:

$$T_t = K_{otimo} \Omega_t^2 \text{ [N.m]} \quad (17)$$

Assim, segundo Abad et al. (2011) a referência de torque eletromagnético, apresentada na equação (18), fica expressa pelo quadrado da velocidade rotórica mais as perdas pelo atrito apresentadas neste capítulo no modelo mecânico dinâmico do gerador e seu modelo de controle está apresentado na figura 17.

$$T_{em} = -K_{otimo} \Omega_t^2 + (D_t + D_m) \Omega_m \text{ [N.m]} \quad (18)$$

Figura 17 – MPPT por controle otimizado de torque

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

3.4 O gerador DFIG e seu modelo elétrico

Nesta seção um resumo das características construtivas do gerador será mostrado, trazendo de forma objetiva as características de funcionamento da máquina geradora. Na sequência o trabalho apresentará um modelo dinâmico de representação do gerador DFIG baseado na análise elétrica da máquina e de técnicas vetoriais.

3.5 Componentes construtivos do gerador DFIG

A construção da máquina geradora com um rotor bobinado permite o controle do fluxo de potência sobre o rotor, tornando a topologia do aerogerador de velocidade va-

riável de escala parcial uma das mais atrativas por trabalhar em uma ampla faixa de ventos com um custo menor de projeto devido a menor potência necessária do conversor. Segundo Abad et al. (2011) o gerador elétrico DFIG é constituído por um estator cilíndrico com ranhuras internas e um rotor cilíndrico com ranhuras externas, nestas ranhuras são instalados os enrolamentos trifásicos do estator e rotor respectivamente. Os campos magnéticos gerados pelas correntes que passam pelo estator e pelo rotor giram com a mesma frequência e com uma pequena defasagem entre eles em função do torque gerado pela máquina. Abad et al. (2011) ainda descrevem que estas máquinas geralmente são projetadas com números de pares de pólos que possibilitam obter velocidades síncronas de aproximadamente 1000 RPM a 2000 RPM, para uma frequência de 50Hz de acordo com a equação (19).

$$N = \frac{120}{P} f_1 \quad (19)$$

Na qual N é a velocidade síncrona da máquina geradora, P é o número de par de polos e f_1 é a frequência de alimentação do estator - 50HZ.

Considerando a equação (19) para uma frequência de 60Hz na rede de alimentação e uma máquina com 3 pares de polos, temos uma velocidade síncrona resultante de 2400 RPM. Para possibilitar a alimentação elétrica no rotor das máquinas DFIG é necessário a presença de anéis deslizantes que geram uma demanda de manutenção influenciando em fatores como confiabilidade e custo do equipamento. Além dos anéis deslizantes Abad et al. (2011) descrevem que a máquina DFIG deve possuir ventilação forçada a ar ou água gerando a necessidade de instalação de trocadores de calor dentro da *nacelle*. Uma visão dos principais componentes da máquina DFIG está apresentada na figura 18

Figura 18 – Visão dos principais componentes do gerador DFIG

Fonte:(ABB, 2014)

3.5.1 Modelo elétrico estacionário do gerador DFIG

O modelo no plano (a b c) da máquina DFIG pode ser escrito por três enrolamentos no estator e três enrolamentos rotóricos representados em forma ideal na figura 19. O equacionamento das tensões instantâneas fica expresso por:

$$v_{as}(t) = R_s i_{as}(t) + \frac{d\psi_{as}(t)}{dt} [V] \quad (20)$$

$$v_{bs}(t) = R_s i_{bs}(t) + \frac{d\psi_{bs}(t)}{dt} [V] \quad (21)$$

$$v_{cs}(t) = R_s i_{cs}(t) + \frac{d\psi_{cs}(t)}{dt} [V] \quad (22)$$

Nas quais;

R_s é a resistência do estator; i_{as} ; i_{bs} e i_{cs} são as correntes no estator respectivamente nas fases a, b e c; v_{as} ; v_{bs} e v_{cs} são as tensões aplicadas no estator e, ψ_{as} ; ψ_{bs} e ψ_{cs} são os fluxos do estator respectivamente nas fases a, b e c.

Figura 19 – Representação simplificada da máquina DFIG

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

Assim todas as grandezas do lado do estator, estão em uma frequência angular constante ω_s idêntica à frequência da rede de alimentação. Abad et al. (2011) ressaltam que

a frequência do estator e do rotor são diferentes, sendo que a tensão e corrente rotórica possuem frequência que depende da velocidade da máquina segundo as equações a seguir:

$$\omega_r + \omega_m = \omega_s \text{ [rad/s]} \quad (23)$$

Nas quais ω_r e ω_s são as frequências angulares do rotor e do estator e, ω_m é frequência é a frequência angular elétrica da máquina definida por:

$$\omega_m = p\Omega_m \text{ [rad/s]} \quad (24)$$

Sendo Ω_m a velocidade angular mecânica da máquina e p o número de par de pólos. Logo, a frequência angular rotórica em função da velocidade da máquina é definida como:

$$\omega_r = \omega_s - p\Omega_m \text{ [rad/s]} \quad (25)$$

Da mesma forma que na análise do estator, as grandezas rotóricas ficam expressas por:

$$v_{ar}(t) = R_r i_{ar}(t) + \frac{d\psi_{ar}(t)}{dt} \text{ [V]} \quad (26)$$

$$v_{br}(t) = R_r i_{br}(t) + \frac{d\psi_{br}(t)}{dt} \text{ [V]} \quad (27)$$

$$v_{cr}(t) = R_r i_{cr}(t) + \frac{d\psi_{cr}(t)}{dt} \text{ [V]} \quad (28)$$

Abad et al. (2011) mencionam que modelos com frequências de estator e rotor diferentes não são muito práticos para a análise do comportamento das máquinas e apontam a construção de um modelo equivalente com todas as correntes e tensões do rotor e estator operando na mesma frequência. Para isso um modelo equivalente com as grandezas rotóricas referenciadas ao estator é apresentado como uma solução.

3.6 Controle do conversor *back to back*

O controle do gerador DFIG pode ser realizado pela utilização de um conversor de potência *back to back*, Figura 20. Neste caso é necessário a análise individual do lado do conversor conectado ao rotor e do lado conectado à rede. No lado do conversor conectado a rede, chamado GSC, segundo Quéval e Ohsaki (2012) é preciso ter uma malha de controle que garanta que toda potência ativa proveniente do conversor do lado do gerador seja instantaneamente transferida para a rede, mantendo constante a tensão do link CC. Os autores ainda mencionam, como uma segunda função do GSC, que o conversor deve ser capaz de controlar a potência reativa transferida à rede.

Figura 20 – Visão macro do controle do gerador DFIG

Fonte: Próprio autor

3.6.1 Equacionamento e controle do GSC

O acoplamento entre o GSC e a rede é apresentado por diversos autores com o uso de um filtro indutivo. Abad et al. (2011) descrevem que este filtro, composto por três indutâncias em série com as linhas, objetiva mitigar efeitos indesejáveis produzidos pelo conversor como por exemplo, oscilações nos valores de corrente. A figura 21 apresenta o modelo do filtro do lado da rede no plano “abc” em uma única fase, de modo que se considerarmos o sistema balanceado e equilibrado as equações obtidas podem ser replicadas às demais fases.

Figura 21 – Filtro indutivo do lado da rede

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

Nas quais:

v_t representa a tensão de saída do conversor, v_s representa a tensão da rede e i_g representa a corrente que circula entre o conversor e a rede.

Assim, as equações das tensões na saída do conversor no GSC, aplicada a transformada de Park e considerando os elementos cruzados apresentados no trabalho de Quéval e Ohsaki (2012), são apresentadas no plano “dq0” de acordo com as equações (29) e (30)

no qual o eixo d está alinhado com o fasor da fase a . Considerando o sistema equilibrado entre as fases, a componente de sequência zero pode ser desprezada.

$$v_{dt} = R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt} + v_{ds} - L_f \omega_s i_{qg} \quad (29)$$

$$v_{qt} = R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} + v_{qs} + L_f \omega_s i_{dg} \quad (30)$$

Nas quais:

v_{dt} e v_{qt} representam a tensão de saída do conversor do lado da rede no plano “dq0”. i_{dg} e i_{qg} representam a corrente de saída do conversor do lado da rede no plano “dq0”. v_{ds} e v_{qs} representam a tensão da rede no plano “dq0”. R_f e L_f representam as grandezas do filtro indutivo. $-L_f \omega_s i_{qg}$ e $+L_f \omega_s i_{dg}$ são os elementos cruzados das equações onde ω_s é a velocidade angular síncrona da rede.

Quéval e Ohsaki (2012) ainda apresentam as potências ativa e reativa da malha no GSC pelas equações (31) e (32) quando emprega-se a orientação do eixo d da transformada “dq0” sobre a fase a de forma a permitir o controle desacoplado das potências ativa e reativa.

$$P = \frac{3}{2} v_{ds} i_{dg} [W] \quad (31)$$

$$Q = \frac{3}{2} v_{ds} i_{qg} [VAR] \quad (32)$$

Se considerarmos a tensão da rede como constante, de acordo com as equações (31) e (32) fica clara a possibilidade de um controle da potência ativa fornecida pela gerador e da tensão link CC por meio do controle da corrente i_d . Do mesmo modo, a potência reativa pode ser controlada por meio de uma malha de controle de i_q .

De acordo com Quéval e Ohsaki (2012), os elementos cruzados que aparecem na equações (29) e (30) podem ser desacoplados da malha de controle definindo duas variáveis: Δv_{qt} e Δv_{dt} .

$$\Delta v_{qt} = v_{qt} - v_{qs} - \omega_s L_f i_{qg} \quad (33)$$

$$\Delta v_{dt} = v_{dt} - v_{ds} + \omega_s L_f i_{dg} \quad (34)$$

A partir das equações (33) e (34), aplicando a transformada de Laplace na razão entre as variáveis de saída e entrada da planta do circuito elétrico, a função de transferência $F(s)$, descrita conforme equação (35), apresenta a forma com que i_{dg} e i_{qg} respondem as variações de tensões.

$$F(s) = \frac{i_{qg}}{\Delta v_{qt}} = \frac{i_{dg}}{\Delta v_{dt}} = \frac{1}{R_f} \frac{1}{1 + \tau_r s} \quad (35)$$

Na qual:

$$\tau_r = \frac{L_f}{R_f}$$

Os autores ainda descrevem que o gerador *Pulse Width Modulation* (PWM) é representado como uma função de primeira ordem $G_d(s) = \frac{v_{out}}{v_{control}} = \frac{1}{1+T_a s}$ na qual $v_{control}$ é a tensão de entrada do controlador PWM e v_{out} é a tensão de saída. Sendo T_a o tempo de atraso da função, simplificado como sendo inversamente proporcional a frequência do controlador PWM (f_{pwm}) $T_a = \frac{1}{f_{pwm}}$

Deste modo, a função de transferência da malha interna do GSC é apresentada como uma função resultante de $G_d(s)$ e $F_r(s)$ expressa na equação 36.

$$H_{OL}(s) = G_d(s)F_r(s) = \frac{\frac{1}{R_f}}{(1 + T_a s)(1 + \tau_r)} \quad (36)$$

De acordo com Quéval e Ohsaki (2012), considerando $\tau_r \gg T_a$ então simplifica-se:

$$\frac{1}{1 + \tau_r s} \approx \frac{1}{\tau_r s} \quad (37)$$

Assim, a equação (36) é simplificada conforme a equação (38).

$$H_{OL}(s) = \frac{K}{(1 + T_a s)s} \quad (38)$$

Na qual $K = \frac{1}{R_f \tau_r}$

A figura 22 representa a malha interna do controlador GSC, obtida a partir das funções (39) e (40) da malha de controle desacoplada mais a função de transferência (38) que representa o modelo do conversor mais a planta elétrica.

$$v_{qt}^* = G_c(s)(i_{qg}^* - i_{qg}) + \omega_s L_f i_{dg}^* + v_{qs} \quad (39)$$

$$v_{dt}^* = G_c(s)(i_{dg}^* - i_{dg}) + \omega_s L_f i_{qg}^* + v_{ds} \quad (40)$$

Ainda correlacionado ao controle de potência ativa transferida do gerador para rede, segundo Quéval e Ohsaki (2012) a função de transferência de primeira ordem $G_v(s) = -\frac{3}{4C} \frac{1}{s}$ representa a resposta do controle do link CC do conversor. Na qual C é a capacitância do link CC apresentada pelo autor pela equação 42.

Um modelo de controle externo no eixo i_{dg} pode ser desenhado considerando a função do controle *PI* $G_{vs}(s)$ resultando em:

$$i_{dg}^* = G_{vs}(s)(v_{dc}^* - v_{dc}) \quad (41)$$

Na qual v_{dc}^* representa a tensão de referência do link CC e v_{dc} representa a tensão medida do link CC.

Figura 22 – Malha interna de controle do GSC

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

e (QUÉVAL; OHSAKI, 2012)

Deste modo, o controlador PI externo da malha, é dimensionado a partir de uma função de transferência $H_{ext}(s)$ resultante da funções $H_{eq}(s)$ e $G_{vs}(s)$.

$$C = \frac{S}{4\pi f_{min} v_{dc}^* \Delta v_{dc}} \quad (42)$$

Na qual f_{min} representa o valor minimo considerando a frequência da rede e a frequência nominal do gerador e Δv_{dc} é ripple tolerado na tensão do *link-CC*.

Quéval e Ohsaki (2012) propõem uma aproximação do laço interno de controle por meio de uma função de transferência de primeira ordem que possui o mesmo tempo de acomodação para uma faixa de 10% que a função de transferência da malha interna do controle da corrente i_{dg} .

Assim, a função de transferência da malha externa é escrita conforme a equação 43. A figura 23 representa a malha de controle fechada completa ao eixo i_{dg} .

Figura 23 – Visão macro do controle do conversor - VSC

Fonte: Adaptado de (ABAD et al., 2011) e (QUÉVAL; OHSAKI, 2012)

Na qual os laços interno e externo de controle são:

$$H_{ext}(s) = G_v(s)H_{eq}(s) = \frac{-\frac{3}{4C}}{(1 + T_{eq}s)s} \quad (43)$$

Na qual:

$H_{eq}(s) = \frac{1}{(1+T_{eq}s)}$ representa a simplificação da função de segundo grau para a função de primeiro grau e T_{eq} representa a aproximação entre os tempos de subida destas funções.

3.6.2 Equacionamento e controle do RSC

Existem diferentes formas de se obter um laço de controle do gerador DFIG, nesta seção serão utilizados controladores *PI* para construção da malha de controle do RSC, segundo Abad et al. (2011) a utilização destes controladores é usual devido sua simplicidade de aplicação. Neste caso, ainda segundo os autores é necessário conhecer a relação entre as tensões e correntes rotóricas da máquina. A figura 24 apresenta o modelo do gerador DFIG com as resistências do estator desprezadas.

Figura 24 – Modelo elétrico dinâmico do DFIG

Fonte:(ABAD et al., 2011)

Na qual:

- L_s - Indutância do estator;
- L_m - indutância de magnetização;
- L_r - indutância do rotor, referida ao estator;
- R_r - Resistência rotórica referida ao estator;
- ω_r - Velocidade do rotor da máquina;
- $v_{dr} \ i_{dr}$ - Tensão e corrente no rotor no eixo d;

ψ_{qs} ψ_{ds} - os fluxos magnéticos no estator referidos aos eixos q e d;
 ψ_{qr} ψ_{dr} - os fluxos magnéticos no rotor referidos aos eixos q e d;

As tensões rotóricas resultam da soma da queda de tensão na resistência rotórica mais a tensão induzida pelo fluxo no rotor. São apresentadas como:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_r \psi_{qr} + \frac{d}{dt} \psi_{dr} \quad (44)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_r \psi_{dr} + \frac{d}{dt} \psi_{qr} \quad (45)$$

A relação entre o fluxo e a corrente no rotor são apresentadas por:

$$\psi_{dr} = \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} \psi_{ds} \quad (46)$$

$$\psi_{qr} = \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{qr} \quad (47)$$

As relações entre as indutâncias do rotor, estator e de magnetização podem ser escritas conforme equação 48.

$$L_r - \frac{L_m^2}{L_s} = \sigma L_r \quad (48)$$

Na qual:

σ é o coeficiente de dispersão da máquina segundo Abad et al. (2011).

As equações das tensões rotóricas (44) e (45) são reescritas como:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_r \sigma L_r i_{qr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \psi_{ds} \quad (49)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_r \sigma L_r i_{dr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{qr} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{ds} \quad (50)$$

Abad et al. (2011) citam que ao considerar a tensão na rede constante, $\frac{d}{dt} \psi_{ds} = 0$, assim o último termo da equação de v_{dr} desaparece. O autor ainda menciona que na forma de controle, $\omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{ds}$ é tratado como uma perturbação.

Desta forma as equações das tensões rotóricas são escritas na forma simplificada como:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_r \sigma L_r i_{qr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{dr} \quad (51)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_r \sigma L_r i_{dr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{qr} \quad (52)$$

As potências ativa e reativa da malha no RSC segundo Abad et al. (2011) são apresentadas pelas equações (53) e (54). Para isto emprega-se a orientação do eixo q da

transformada “dq0” sobre a fase a de forma a permitir o controle desacoplado das potências ativa e reativa.

$$P = \frac{3}{2} v_{qs} i_{qr} \quad (53)$$

$$Q = \frac{3}{2} v_{qs} i_{dr} \quad (54)$$

Os elementos cruzados são desacoplados de acordo com a proposta apresentada no trabalho de Quéval e Ohsaki (2012), empregando as variáveis Δv_{dr} e Δv_{qr} na malha de v_{dr} e v_{qr} .

$$\Delta v_{dr} = v_{dr} + \omega_r \sigma L_r i_{qr} \quad (55)$$

$$\Delta v_{qr} = v_{qr} - \omega_r \sigma L_r i_{dr} \quad (56)$$

Aplicando a transformada de Laplace na razão entre as variáveis de saída e entrada da planta do circuito elétrico, a função de transferência $F_r(s)$, descrita conforme equação (57), apresenta a forma com que i_{dr} e i_{qr} respondem as variações de tensões no rotor.

$$F_r(s) = \frac{i_{qr}}{\Delta v_{qr}} = \frac{i_{dr}}{\Delta v_{dr}} = \frac{1}{R_r} \frac{1}{1 + \tau_r s} \quad (57)$$

na qual:

$$\tau_r = \frac{L_f}{R_f}$$

Da mesma forma apresentada na dedução do controle do GSC, o gerador PWM é representado como uma função de primeira ordem $G_d(s) = \frac{v_{out}}{v_{control}} = \frac{1}{1 + T_a s}$.

Assim, a função de transferência da malha interna do RSC é apresentada como uma função de segunda ordem resultante de $G_d(s)$ e $F_r(s)$ expressa na equação (58).

$$H_{OLr}(s) = G_d(s) F_r(s) = \frac{\frac{1}{R_r}}{(1 + T_a s)(1 + \tau_r s)} \quad (58)$$

De acordo com Quéval e Ohsaki (2012), se considerarmos $\tau_r \gg T_a$ então podemos simplificar:

$$\frac{1}{1 + \tau_r s} \approx \frac{1}{\tau_r s} \quad (59)$$

Assim, a equação (58) é simplificada conforme a equação (60).

$$H_{OLr}(s) = \frac{K}{(1 + T_a s)s} \quad (60)$$

Na qual $K = \frac{1}{R_r \tau_r}$

A figura 25 representa a malha interna do controlador RSC, obtida a partir das funções (61) e (62) da malha de controle desacoplada mais a função de transferência (60) que representa o modelo do conversor mais a planta elétrica do rotor.

$$v_{v_{qr}}^* = G_{cr}(s)(i_{qr}^* - i_{qr}) - \omega_r \sigma L_r i_{dr}^* \quad (61)$$

$$v_{v_{dr}}^* = G_{cr}(s)(i_{dr}^* - i_{dr}) + \omega_r \sigma L_r i_{qr}^* \quad (62)$$

Figura 25 – Malha interna de controle do RSC

Fonte: Adaptado de (ABAD et al., 2011)
e (QUÉVAL; OHSAKI, 2012)

No controle RSC uma malha de laço externo também pode ser desenhada. Neste caso, o objetivo é obter uma relação entre a velocidade rotórica da máquina e a corrente i_{qr} . A equação dinâmica mecânica do rotor, desprezando as perdas, é dada pela equação 63.

$$J \frac{d}{dt} \omega_r = T_e - T_m \quad (63)$$

Considerando o torque mecânico como uma perturbação, a equação 63 pode ser simplificada conforme (64).

$$J \frac{d}{dt} \omega_r = T_e \quad (64)$$

Abad et al. (2011) apresentam em seu trabalho a relação entre torque eletromagnético e corrente rotórica, de acordo com a equação 65.

$$T_e = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \frac{v_g}{\omega_s} i_{qr} \quad (65)$$

Então, partindo da equação 64 e aplicando a transformada de Laplace, a relação entre a velocidade ω_r e a corrente i_{qr} fica expressa por:

$$\frac{\omega_r}{i_{qr}} = -\frac{3}{2} \frac{p L_m v_g}{L_s \omega_s J} \frac{1}{s} \quad (66)$$

Considerando que no regime permanente, a tensão v_g e velocidade angular ω_s são constantes, a relação entre a velocidade ω_r e a corrente i_{qr} fica definida pela função de transferência 67

$$G_{vr}(s) = \frac{\omega_r}{i_{qr}} = \beta \frac{1}{s} \quad (67)$$

Na qual:

$$\beta = -\frac{3pL_m v_g}{2L_s \omega_s J} \quad (68)$$

De forma similar ao controle GSC, uma aproximação do laço externo de controle é utilizada por meio de uma função de transferência de primeira ordem, considerando uma faixa de 10% em relação a função de transferência da malha interna do controle da corrente i_{qr} .

Assim, a função de transferência da malha externa pode ser reescrita conforme a equação 69. A figura 26 representa a malha de controle completa ao eixo i_{qr} considerando os laços interno e externo de controle.

$$H_{OL,rr}(s) = G_{vr}(s)H_{eqr}(s) = \frac{\beta}{(1 + T_{eq}s)s} \quad (69)$$

Na qual:

$H_{eqr}(s) = \frac{1}{(1+T_{eq}s)}$ representa a simplificação da função da malha interna para uma função de primeira ordem e T_{eq} representa a aproximação entre os tempos de subida destas funções.

Figura 26 – Visão macro do controle do conversor - RSC

Fonte: Adaptado de (ABAD et al., 2011) e (QUÉVAL; OHSAKI, 2012)

3.6.3 Método do modelo simétrico ótimo para modelagem dos controladores PI

Obtidas as funções de transferência das malhas internas e externas do GSC e RSC representadas nas equações (38), (43), (60) e (69), o dimensionamento do controlador

PI responsável pelo controle destas malhas será obtido com a aplicação do método do modelo simétrico ótimo apresentado no trabalho de Quéval e Ohsaki (2012). Os autores apontam que uma das vantagens é que o método possui um bom filtro de perturbações se comparado do método de módulos ótimos.

O modelo de função de transferência da malha é apresentado na equação 70 e as equações (38) ,(43) ,(60) e (69) são aplicadas a este modelo.

$$H_{OL}(s) = \frac{K}{(1 + T_\alpha s)s} \quad (70)$$

O modelo padrão da função de transferência do controlador PI será apresentado por $G_c(s)$.

$$G_c(s) = K_p \frac{1 + T_i s}{T_i s} \quad (71)$$

Na qual, os parâmetros do controlador PI são obtidos pela sequência:

$$a = \frac{1}{\omega_c T_\alpha} \quad (72)$$

$$T_i = a^2 T_\alpha \quad (73)$$

$$K_p = \frac{1}{a T_\alpha K} \quad (74)$$

Segundo Quéval e Ohsaki (2012) a parametrização dos controladores deve seguir alguns objetivos principais:

- ❑ Os laços internos de controle devem possuir largura de banda menor que a frequência de comutação do PWM para evitar ruídos;
- ❑ As respostas das malhas externas serão mais lentas que as malhas internas. Para isso o autor sugere adotar $a = 3$ no cálculo dos parâmetros do controlador PI da malha externa do GSC e $a = 4$ para os parâmetros do controlador PI da malha externa do RSC;
- ❑ O laço externo do gerador é desenvolvido para limitar os esforços mecânicos da máquina. Para isso o autor sugere adotar $a = 4$ para os parâmetros do controlador PI da malha externa do RSC.

Sendo a , o fator de desempenho do controle.

Deste modo, aplicando a sequência de cálculos apresentada nesta sessão a qualquer função que obedeça ao modelo apresentado na equação 70, é possível calcular os parâmetros T_i e K_p da função do controlador PI .

Sistema Eólico Simulado

Neste capítulo são apresentadas simulações dos modelos de controle discutidos no capítulo anterior. Inicialmente a malha do GSC e a malha do RSC são testadas e validadas separadamente, possibilitando uma visualização desacoplada da ação dos laços de controle de corrente, tensão do *link-cc* e velocidade da máquina. Em seguida o GSC e o RSC são acoplados de forma a permitir a visualização das ações de controle sobre o conversor *back to back*, apresentando os resultados de controle de velocidade, tensão do *link-cc*, potência ativa e potência reativa da máquina. Após a validação do sistema de controle do conversor *back-to-back* aplicado ao gerador DFIG, é acrescentada ao modelo uma turbina com a malha de controle de MPPT e seu funcionamento será validado a partir da variação de valores de velocidade de vento. Para a realização das simulações é utilizado o ambiente simulink do Matlab.

4.1 Parâmetros gerais das simulações

Os resultados das simulações deste capítulo foram obtidos com os valores de ganhos de controle calculados a partir da teoria do método do modelo simétrico ótimo, e apresentados na Tabela 2 juntamente com as grandezas descritos na Tabela 3.

Tabela 2 – Parâmetros dos controle de corrente, velocidade e tensão do *link CC*

Função	a	Ki	Kp	Ti
Controle de corrente no RSC	9	2,5750	0,1159	0,0450
Controle de velocidade no RSC	3	1188,30	587,7755	0,0495
Controle de corrente no GSC	3,1831	31,7177	0,1785	0,0056
Controle de tensão do link CC	3	-72,3066	-2,7370	0,0379

Fonte: Autor

Tabela 3 – Dados do gerador, conversor e filtro GSC da simulação do sistema eólico

Parâmetro	Valor		Descrição
V_{nom}	690	[V]	Tensão nominal do gerador
S_{nom_g}	2,0E6	[VA]	Potência nominal do gerador
S_{nom_c}	0,6E6	[VA]	Potência nominal do conversor
F_{nom_g}	60	[Hz]	Frequência nominal do gerador
F_{nom_c}	1800	[Hz]	Frequência nominal do conversor
P_p	2		Número de polos do gerador
$\omega_{s_{nom}}$	376,9911	[rd/s]	Velocidade nominal do gerador
R_s	0,0317	[Ohm]	Resistência do estator do gerador
R_r	0,0317	[Ohm]	Resistência do rotor do gerador
L_r	0,00029468	[H]	Indutância do rotor do gerador
L_s	0,00029468	[H]	Indutância do estator do gerador
L_m	0,0084	[H]	Indutância de magnetização do gerador
L_f	0,00031572	[H]	Indutância do filtro do lado da Rede
R_f	0,0020	[Ohm]	Resistência do filtro do lado da Rede
J	77,1167	[kg.m ²]	Momento de inércia do gerador
C	0,0259	[F]	Capacitância do link cc

Fonte: (ABAD et al., 2011) e Autor

4.1.1 Resultados do controle aplicado ao GSC

Nesta seção apresenta-se o resultado do controle do conversor GSC operando isoladamente, Figura 27.

Figura 27 – Simulação controle de tensão *link CC*

Fonte: Simulação Matlab

Para avaliação do desempenho do controle do *link-cc* uma resistência é conectada e removida do *link-cc* com a função de simular a variação de potência solicitada do elo CC pelo RSC. O Objetivo é proporcionar um fluxo de potência no sentido do rotor permitindo

analisar a atuação deste controle. A resistência é inserida no instante 1 s e removida no instante 1,5 s e a figura 28 apresenta os resultados obtidos.

Neste caso, considera-se:

- Capacitor do *link-cc* ideal;
- A corrente de referência do eixo “q” é fixada em 0;

Figura 28 – Malha de controle da tensão do *link-cc*

Fonte: Simulação Matlab

Nesta simulação, fica clara a atuação do laço interno i_{dg} de controle e da malha de controle da tensão do *link-cc*. No instante 1 s, ao ocorrer a queda de tensão do *link-cc*, um novo valor de i_{dg}^* é calculado de forma a prover transferência de energia da rede para o sistema, objetivando elevar o nível de tensão sobre o capacitor. O valor positivo de potência visualizado no gráfico mostra a contribuição de potência provida pela rede para elevar o valor de tensão.

No instante 1,5 s, quando a resistência em paralelo é removida, o nível de tensão do *link-cc* se eleva, neste caso um novo valor de i_{dg}^* é calculado de forma a prover a transferência desta energia excedente para a rede, objetivando reduzir o nível de tensão sobre o capacitor. O valor negativo de potência visualizado no gráfico mostra este fluxo de energia fornecido para rede. Ainda é possível pontuar que, conforme descrito no capítulo

anterior, o tempo de amortização do laço de controle da tensão *link-cc* apresenta uma resposta mais lenta se comparada à malha de controle interno de corrente, tendo seu valor fixado em aproximadamente em 0,25 segundos.

4.1.2 Resultados do controle aplicado ao RSC

Para avaliar o desempenho do RSC de maneira isolada, o *link-cc* e o GSC foram substituídos por uma fonte de tensão contínua ideal, figura 29. É inserida uma variação de torque negativo de 0,8 pu no instante 1,5 s. Neste caso, considera-se que a velocidade de referência ω^* é fixada no valor nominal da máquina 376,99 [rd/s].

Figura 29 – Simulação controle de velocidade

Fonte: Simulação Matlab

Com valor negativo do torque aplicado na simulação, objetiva-se que a máquina opere como gerador, ilustrado nas regiões 2 e 3 da figura 30. A tabela 4 apresenta o detalhamento das quatro possíveis regiões de operação da máquina DFIG.

Figura 30 – Quadrantes de operação da máquina DFIG

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

Tabela 4 – Descrição dos quadrantes de operação da máquina DFIG

Quad	Modo	Velocidade	Torque	$P_{estator}$	P_{rotor}
1	Motor	Sub-síncrona	Positivo	Positiva	Positiva
2	Gerador	Sub-síncrona	Negativo	Negativa	Negativa
3	Gerador	Super-síncrona	Negativo	Negativa	Positiva
4	Motor	super-síncrona	Positivo	Positiva	Negativa

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

Os resultados do desempenho do controle aplicado ao RSC estão apresentados na figura 31.

Figura 31 – Controle de velocidade - degrau de torque

Fonte: Simulação Matlab

O degrau de torque aplicado produz uma variação de velocidade e como consequência um novo valor de i_{qr}^* . Este valor é calculado de forma a permitir que a energia acrescentada pelo torque seja transferida para rede na forma de potência ativa, retornando a máquina ao valor de velocidade de referência. O tempo de amortização do laço de controle de velocidade foi de aproximadamente 0,2 segundos.

4.1.3 Resultados dos controles GSC e RSC acoplados

Após a validação de forma desacoplada do GSC e RSC, esta seção traz a simulação dos controles do lado da rede e do lado do rotor acoplados entre si. Assim é possível observar de uma forma ampla o comportamento do sistema mediante variações de torque e velocidade na máquina, permitindo a visualização das principais funções de controle como a de manter constante a tensão do *link CC* e a função de controle de velocidade. Neste caso, considera-se:

- ❑ variação torque negativo de 0,5 pu aplicado no instante 1 s;
- ❑ velocidade de referência igual a velocidade nominal;
- ❑ O valor da corrente de referência $i_{dr}^* = 0$;
- ❑ O valor da corrente de referência $i_{qg}^* = 0$;
- ❑ tensão nominal do *link CC* igual a 1239,4 V;

A figura 32 representa de forma simplificada a simulação de degrau de torque no sistema e os resultados estão apresentados na figura 33.

Figura 32 – Simulação do GSC e RSC acoplados

Fonte: Simulação Matlab

Figura 33 – Degrau de torque - Modelo completo

Fonte: Simulação Matlab

Ao aplicar o degrau negativo de torque na máquina o gerador acelera passando a operar na região super-síncrona, o controle atua resultando em um fluxo de potência ativa que entra pelo lado do RSC acoplado na máquina. O tempo de acomodação do laço de controle de velocidade observado foi de aproximadamente 0,2 s e o tempo de acomodação para o controle de tensão foi de 0,25 s. Outra consequência do degrau de torque é o aumento da energia gerada que pode ser observada pelo degrau de potência ativa gerado no estator.

4.2 Aplicação do MPPT ao modelo simulado

Para obtenção do MPPT no modelo simulado utilizou-se o modelo de turbina eólica disponível no *Simulink*, cujo o torque de saída é calculado internamente conforme a equação (2), podendo ser normalizado em pu apresentado na equação 75:

$$P_{t-pu} = k C_{p-pu} V_{v-pu}^3 \quad (75)$$

Parametrizando o ganho de potência $C_{p-pu}=1$ e o coeficiente de desempenho da turbina $k=1$, sendo $k = \frac{\rho \pi R^2}{2}$, a potência produzida pela turbina fica correlacionados diretamente ao cubo da velocidade do vento conforme apresentado na equação (8). Na prática, o valor de torque nominal produzido pela turbina ocorrerá quando vento estiver no valor nominal

de projeto da turbina. O valor de referência de velocidade rotórica para o gerador em pu, é obtido dividindo o valor de velocidade do vento pelo valor nominal de projeto do vento. Deste modo o valor de referência de velocidade rotótica do gerador em m/s é obtido pela equação 76.

$$\Omega_{ref} = \frac{V_{v-medido}}{V_{v-nominal}} \Omega_{nominal} \quad (76)$$

A figura 34 ilustra o modelo simulado com a turbina acoplada.

Figura 34 – Representação do controle simulado com a turbina acoplada

Fonte: Autor

A Tabela 5 apresenta os valores parametrizados da turbina no *simulink* e a figura 35 apresenta a resposta de potência para a variação de vento. Nota-se, conforme já apresentado neste trabalho, uma relação cúbica entre vento e potência. A velocidade do vento em *pu* é aumentada de 0,7 para 1, propiciando um aumento da potência de 0,68[MW] para 2[MW].

Tabela 5 – Parâmetros da turbina eólica

Função	Valor	
ângulo pitch control	0	graus
potência nominal de saída da turbina	2E6	[W]
potência nominal do gerador	2E6	[VA]
velocidade nominal de vento da turbina	10	[m/s]
coeficiente de desempenho da turbina - k	1	

Fonte: Autor

Figura 35 – Simulação resposta potência x vento

Fonte: Simulação Matlab

Principais proteções aplicadas ao aerogerador

Este capítulo apresenta uma visão das principais proteções empregadas nos sistemas de geração eólica com uso do gerador DFIG, trazendo discussões das características operacionais deste tipo de máquina e de que forma estas características devem ser consideradas na escolha dos dispositivos de proteção mais adequados. Inicialmente será apresentada a proteção chamada *Crowbar*, em seguida o capítulo trará um breve resumo das proteções mais comuns aplicadas em sistemas eólicos de geração e ao final, a proteção diferencial é discutida, apresentando de que forma pode ser empregada na máquina DFIG considerando as características operacionais peculiares de tensão, corrente e frequência deste tipo de máquina. A figura 36 representa possíveis pontos de aplicação destas proteções em modelo com gerador DFIG

Figura 36 – Exemplo de proteções de sobre-corrente, sobre e sub-tensão, fluxo de potência e diferencial de corrente em topologia DFIG

Fonte: Baseado em Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) e Abad et al. (2011)

5.1 Introdução ao sistema de proteção do aerogerador

O sistema de proteção de um sistema de potência, além da proteção dos equipamentos que compõem o sistema de geração e distribuição, deve também objetivar a máxima continuidade de operação do sistema de potência em momentos de faltas ou oscilações na rede. Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) descrevem que um sistema de proteção, deve possuir especificações como seletividade, velocidade de atuação, e sensibilidade além de possuir diferentes formas de saída como alarmes, *trips* e reconhecimento de falha. Além disso, os autores ainda mencionam a falta de um padrão para desenvolvimento de proteções internas dos geradores eólicos, sugerindo a aplicação de dispositivos de proteção individuais para os principais componentes do aerogerador com máquina DFIG. É possível definir algumas proteções básicas que podem ser aplicadas ao aerogerador independente da tecnologia da máquina como por exemplo, sobretensão, subtensão, sobrecorrente, subcorrente, sentido de fluxo de potência e corrente de sequência negativa.

Os aerogeradores com máquinas DFIG possuem algumas particularidades que requerem atenção no desenvolvimento dos sistemas de proteção, Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) apontam como as principais diferenças do DFIG em relação à máquina síncrona:

- ❑ a possibilidade de variações de frequência, corrente e tensão no rotor;
- ❑ a velocidade do gerador que pode oscilar da subsíncrona para supersíncrona;
- ❑ o fluxo de potência no conversor do rotor pode ser positivo ou negativo de acordo com a região de operação da máquina e,
- ❑ o acoplamento magnético entre os enrolamentos do estator e do rotor.

Grande parte da literatura relacionada aos geradores DFIG apontam o crowbar como uma proteção dedicada a esta tecnologia, tendo sua principal função correlacionada a proteção do RSC. A proteção diferencial, aplicada comumente nos geradores síncronos pode ser aplicada no gerador DFIG levando em consideração no estudo as particularidades desta tecnologia citadas acima.

5.2 Crowbar

A proteção chamada *Crowbar* consiste em um banco de resistores conectados em paralelo aos enrolamentos do rotor do gerador DFIG. Seu princípio de atuação consiste na dissipação de potência em momentos de pico de tensão no sistema de controle do aerogerador por meio do desvio da corrente rotórica para os resistores do *Crowbar*. A figura 37

ilustra um esquema típico de aplicação do *Crowbar* passivo para geradores DFIG. Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) descrevem que ao ocorrer uma flutuação de tensão no sistema de controle da turbina, o campo magnético da máquina diminui elevando a corrente rotórica devido ao acoplamento magnético entre o enrolamento do estator e do rotor. A proteção de corrente do conversor irá desativar o sinal de disparo dos IGBT's, fazendo conduzir os diodos e em seguida elevando a tensão do *link-CC*.

Figura 37 – Configuração típica do *Crowbar* passivo para geradores DFIG

Fonte: Adaptado de Abad et al. (2011)

Nota-se a função do *Crowbar* em proteger o RSC e o enrolamento do rotor, Abad et al. (2011) apontam que o momento de atuação da proteção *Crowbar* está relacionado com a ocorrência de uma sobrecorrente no rotor, sobretensão no *link-CC* ou uma queda de tensão no estator.

Neste trabalho é aplicado um *Crowbar* passivo, conforme apresentado na figura 36, cuja resistência do banco é dimensionada segundo a equação 77.

$$R_{cb} = \frac{\sqrt{2}V_{r,max}Q_s}{\sqrt{3 * 2V_s^2 - 2V_{r,max}^2}} \quad (77)$$

Na qual,

R_{cb} é a máxima resistência do Crowbar, $V_{r,max}$ é a máxima tensão permitida no rotor, Q_s é potência reativa no estator com referência no rotor e V_s é a tensão nominal no estator.

A flutuação de tensão no sistema de controle pode ser provocada por uma queda de tensão na rede e neste caso o *Crowbar* deve ser dimensionado de forma a prover a máxima continuidade de operação do sistema conforme objetivo descrito no início deste capítulo.

Existem diversos requisitos de rede que variam de acordo com as normas de cada país, e determinam o comportamento da turbina em momentos de oscilações na rede apontando por exemplo, a necessidade de manter as turbinas conectadas e a contribuição de potência reativa nestes instantes. Estes parâmetros de funcionamento são chamados *low voltage ride-through* (LVRT). Abad et al. (2011) apresentam em seu trabalho que a maioria dos países exige em seus LVRT que os parques eólicos devem manter-se operando com valores de tensões na rede de 15% a 20% da tensão nominal e alguns países como

Alemanha e Canadá exigem por meio de seus LVRT que os aerogeradores permaneçam em operação com tensão zero na rede por cerca de 200 ms. Ainda correlacionado à importância da estratégia LVRT uma versão moderna do *Crowbar*, chamada *Crowbar* ativo, permite obter uma variação dos valores das resistências por meio de chaveamento de dispositivos *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) controlados por um sinal PWM. Um exemplo do *Crowbar* ativo está apresentado na figura 38.

Figura 38 – Alternativa *Crowbar* ativo

Fonte: Adaptado de Abad et al. (2011)

Abad et al. (2011) ainda descrevem, como uma das principais vantagens, a possibilidade de se obter uma resistência muito baixa de *Crowbar* no início da perturbação onde a corrente rotórica é maior e aumentar esta resistência conforme a corrente decresce; A possibilidade do controle individual destas resistências também otimiza o desempenho do sistema de proteção em casos de faltas assimétricas.

5.3 Proteções de corrente, tensão e fluxo de potência

Conforme mencionado anteriormente as proteções de sobrecorrente, subcorrente, corrente de sequência negativa, sobretensão, subtensão e fluxo de potência constituem-se de princípios básicos de funcionamento e suas aplicações podem ser dimensionadas para proteção de equipamentos distintos como um gerador ou um transformador.

5.3.1 Proteção por monitoramento de corrente

A atuação da proteção de sobrecorrente ocorre quando o valor de corrente do circuito ultrapassa um valor pré ajustado. Segundo Mardegan (2012) a atuação de sobrecorrente pode ser instantânea, função *American National Standards Institute* (ANSI) 50 ou temporizada, função ANSI 51 e determinada pela escolha de uma curva característica tempo-x-corrente cujo ângulo de inclinação está relacionado a velocidade de atuação. Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) apontam a utilização de dispositivos de proteção de sobrecorrente para proteção do transformador e do monitoramento de corrente de sequência negativa, função ANSI 46, para os enrolamentos do estator do gerador síncrono, possibilitando proteger a máquina em caso de faltas desequilibradas ou falta de

fase. Neste caso, as proteções podem ser utilizadas no estator do gerador DFIG. O autor ainda aponta a utilização do dispositivo instantâneo de proteção de sobrecorrente para proteção do RSC e do GSC. Outra forma de monitoramento de sobrecorrente é a de corrente de neutro, neste caso é utilizado um relé de atuação instantânea representado pela função ANSI 50G. Saleh et al. (2014) abordam a utilização deste dispositivo, instalado no transformador em diversas configurações de aterramento, para os tipos mais comuns de faltas em configuração de aerogerador com máquina DFIG.

5.3.2 Proteção por monitoramento de tensão

Da mesma forma que o relé de sobrecorrente, a proteção por sobretensão, função ANSI 59, e subtensão, função ANSI 27, ocorre quando o valor de tensão do circuito ultrapassa um valor pré ajustado. Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) utilizam em seu trabalho a proteção de sobretensão e subtensão para os enrolamentos do estator da máquina DFIG. É importante observar que as características de variação de tensão no rotor do gerador DFIG podem tornar a aplicação destes dispositivos ineficazes na proteção dos enrolamentos rotóricos.

5.3.3 Proteção por sentido de fluxo de potência

De acordo com Mardegan (2012) a proteção por fluxo de potência direcionado ocorre quando o valor de potência ativa do circuito ultrapassa um valor pré fixado. Reles digitais já possuem a função com a possibilidade de escolha entre potencia ativa, reativa e aparente e sua função é representada pela sigla ANSI 32. Considerando o monitoramento do valor de potência fornecida pelo estator, é possível gerar um dispositivo de proteção de controle de sentido de fluxo de potência a partir da comparação da potência medida com o valor zero. É necessário observar em qual zona de operação o gerador DFIG trabalha. Por exemplo, se o gerador está fornecendo potência para a rede e uma falta ocorre em um ponto mais próximo à rede em relação ao ponto de monitoramento, espera-se que não haja mudança de sentido de fluxo. Entretanto, se a falta ocorrer em um ponto entre o gerador e o ponto de medição a mudança de sentido de fluxo pode ocorrer devido à contribuição da rede para a falta.

A figura 39 ilustra de forma simplificada a aplicação do dispositivo de proteção por sentido de fluxo na proteção do sistema aerogerador com máquina DFIG .

Figura 39 – Exemplo de proteção por sentido de fluxo de potência

Fonte: Autor

5.4 Proteção diferencial de corrente aplicada ao DFIG

Até aqui são abordadas as proteções mais comuns utilizadas nos sistemas de potência, de que forma estas proteções podem ser aplicadas em sistemas geradores com máquinas DFIG e a proteção *Crowbar* que é considerada um dispositivo de proteção dedicado às topologias de geração eólica com máquina DFIG.

É importante citar que estudos dedicados aos dispositivos padrões de proteção da máquina DFIG em geradores eólicos e suas parametrizações ainda são escassos e grande parte dos trabalhos é correlacionado à máquinas de velocidade síncrona. No caso deste estudo foi considerado que os dispositivos apresentados neste capítulo como proteção dos enrolamentos do estator podem ser aplicados em ambos tipos de geradores.

Kawady, Taalab e Mansour (2010) mencionam que valores típicos de ajuste de relés estão na ordem de 25% acima dos valores nominais de corrente e tensão para sistemas eólicos de geração, já Mardegan (2012) aponta a possibilidade de ajustes entre 5% e 10% do valor da corrente nominal para o *pickup* da proteção de corrente de sequência negativa em geradores síncronos caso a informação não esteja disponível pelo fabricante do equipamento.

Em todos os dispositivos apresentados, é possível notar a dificuldade de aplicá-los na proteção do rotor da máquina DFIG devido às suas características oscilatórias dos valores de tensão, corrente e frequência durante a operação da máquina.

A proteção diferencial de corrente é amplamente utilizada na proteção de sistemas geradores com máquinas síncronas e transformadores. Seu princípio, de acordo com Mardegan (2012) baseia-se na atuação quando a diferença de corrente de entrada do equipamento protegido, em relação à corrente de saída, ultrapassa um valor pré estabelecido. A função de proteção diferencial para o sistema gerador é representada pela sigla ANSI 87G. Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) apontam que os dispositivos de

proteção diferencial destacam-se em relação aos outros dispositivos por serem precisos, instantâneos e sensíveis. Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) descrevem que a proteção diferencial aplicada ao gerador DFIG deve considerar as características operacionais da máquina, assumindo que a frequência da rede é igual a frequência do estator e que o gerador pode trabalhar em velocidades sub-síncrona e super-síncrona. Deste modo, a frequência rotórica pode ser positiva ou negativa dependendo do escorregamento da máquina em determinado momento. Esta polaridade ainda segundo Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) deve ser considerada no cálculo da proteção.

A equação $\frac{I_s}{I_r} = \frac{N_s}{N_r} e^{j\theta_r}$ apresenta a relação entre correntes do estator e do rotor da máquina DFIG onde θ_r é o ângulo do rotor. Assim, a aplicação da proteção diferencial na máquina DFIG é possibilitada por meio do uso de uma normalização entre as correntes do rotor e estator, apresentada pela figura 40.

Figura 40 – Normalização entre corrente rotórica e estatórica

Fonte: Adaptado de Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016)

A figura 41, que representa uma curva padrão de funcionamento do relé diferencial. Na qual a corrente de restrição e a corrente de operação são descritas respectivamente como:

$$I_{RT} = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (78)$$

$$I_{OP} = I_1 - I_2 \quad (79)$$

Os principais parâmetros ajustáveis do relé são o ângulo da reta, conhecido como *slope* ou declividade, e o ajuste de *pick-up* que consiste em valor mínimo de atuação para compensar erros que podem influenciar na sensibilidade do relé, como por exemplo a precisão dos transformadores de corrente utilizados. Na prática, o relé irá atuar quando o ponto de operação definido pelas correntes de restrição e operação estiver na região de operação da figura 41.

Este trabalho apresenta simulações do gerador DFIG em diferentes condições de operação com e sem faltas, objetivando obter dados suficientes para uma análise dos melhores valores de ajuste do relé diferencial aplicado a esta tecnologia.

Figura 41 – Exemplo de curva característica do relé diferencial

Fonte: Adaptado de Mardegan (2012)

Simulação das proteções no gerador DFIG

Este capítulo, inicialmente apresenta simulações de diferentes condições de faltas que mostram o comportamento da máquina DFIG e a atuação dos dispositivos de proteção de sobretensão, subtensão, sobrecorrente, subcorrente, sentido de fluxo de potência, corrente de sequência negativa e *Crowbar* apresentados anteriormente neste trabalho.

Em seguida, a proteção diferencial de corrente é inserida na máquina DFIG. Simulações com a máquina em velocidade subsíncrona, síncrona e supersíncrona, em condições normais de operação e em diferentes condições de faltas, são realizadas permitindo visualizar o comportamento das correntes do rotor e estator do gerador. Com base nestes dados obtidos nas simulações, uma proposta de ajuste da curva da proteção diferencial é desenvolvida com o propósito de validar a existência de seletividade na aplicação da proteção diferencial em todas as condições operacionais impostas nas simulações.

6.1 Resultados das proteção de corrente, tensão, fluxo de potência e *Crowbar*

Nesta seção são aplicadas faltas trifásicas, bifásicas e fase-terra, com resistência de falta de $0,001\ \text{ohm}$ na saída do estator, do rotor da máquina e na rede de alimentação.

O objetivo é avaliar o comportamento da máquina DFIG nestas condições de faltas além da atuação dos dispositivos de proteção citados.

A figura 42 representa os dispositivos de proteção destas simulações e os locais onde as faltas são aplicadas.

Para estas simulações considera-se:

- Os reles de sobretensão, subtensão e sobrecorrente são aplicados na saída do estator da máquina e ajustados para $1,25\ pu$;

Figura 42 – Modelo simulado para faltas no estator, rotor e rede

Fonte: Autor

- ❑ o relé de corrente de terra foi ajustado para 10 % da corrente máxima dimensionada para a resistência de aterramento conforme apresentado no capítulo anterior;
- ❑ a atuação do *Crowbar* foi ajustada para $1,15 V_{dc_{nominal}}$;
- ❑ a proteção de fluxo de potência está aplicada na saída do estator da máquina;
- ❑ a máquina opera em regime, com velocidade e torque nominais.

6.1.1 Resultados de simulações de faltas no estator

São apresentadas nesta seção os resultados das simulações de faltas realizadas no estator, todas as faltas foram simuladas no instante 0,5 s.

Primeiramente, para uma falta trifásica aplicada na saída do estator do gerador, a figura 43 apresenta o comportamento dos valores de tensão e corrente no estator da máquina além o nível de tensão sobre o capacitor do *link-CC*.

Em seguida, uma falta bifásica é aplicada no mesmo local e os resultados estão mostrados na figura 44

Ao final, é simulada uma falta fase-terra no mesmo ponto da saída do estator e os resultados são visualizados na figura 45.

Com relação a falta trifásica aplicada no estator, a queda nos valores de tensão na saída do estator da máquina e o desbalanceamento das correntes no estator instantes após a falta, resultam na atuação dos dispositivos de proteção de subtensão e proteção de corrente de sequência negativa.

Figura 43 – Falta trifásica aplicada na saída do estator do gerador

Fonte: Autor

No caso da falta bifásica, os dispositivos de proteção de subtensão ativaram nas duas fases cuja falta foi aplicada. O disparo das proteções de corrente de sequência negativa e sobrecorrente, são decorrentes do desbalanceamento das fases após o momento da falta e do acréscimo no valor da corrente da fase que não entrou em contato com a falta.

Figura 44 – Falta bifásica aplicada na saída do estator do gerador

Fonte: Autor

Por último, na falta fase-terra no estator, o dispositivo de proteção de sobretensão atuou nas fases que não tiveram contato com a falta, este aumento das tensões pode ser explicado pela compensação nas fases tentando manter constante a potência produzida. A fase que entrou em contato com o terra propiciou o disparo da proteção de subtenção e, devido a configuração aterrada do secundário do transformador, a falta fase-terra permitiu a circulação de corrente de neutro pelo sistema, resultando na atuação da proteção de

corrente de neutro.

Figura 45 – Falta fase-terra aplicada na saída do estator do gerador

Fonte: Autor

6.1.2 Resultados de simulações de faltas na rede

Primeiramente uma falta trifásica é aplicada na rede, no instante 0,5 s e os resultados são mostrados na figura 46.

Figura 46 – Falta trifásica aplicada na rede

Fonte: Autor

O perfil desbalanceado das correntes no estator nos instantes que sucedem a falta, habilitam a proteção de corrente de sequência negativa. Os valores de tensão no estator vão a zero após o momento da falta, resultando na impossibilidade de escoar a energia produzida, aumentando a tensão do *link-CC*. A proteção *Crowbar* é então habilitada para dissipar esta potência excedente.

Outro ponto observado, é a atuação do dispositivo de proteção de corrente de neutro,

neste caso, apesar da falta não possuir contato com o terra, a circulação de corrente de neutro foi propiciada pelo aterramento do banco de resistores do *Crowbar* no modelo.

Em seguida, uma falta bifásica é simulada na rede, figura 47. Para este caso, os dispositivos de proteção de subtensão, corrente de sequência negativa, *Crowbar*, corrente de neutro e sentido de fluxo de potência atuaram de forma idêntica à falta trifásica na rede.

Figura 47 – Falta bifásica aplicada na rede

Fonte: Autor

Por último, uma falta fase-terra é simulada na rede e os resultados são exibidos na figura 48. Neste caso, vale pontuar que a proteção de corrente de neutro não atua devido a configuração do transformador do modelo simulado que não possui aterramento no primário.

Figura 48 – Falta fase-terra aplicada na rede

Fonte: Autor

6.1.3 Resultados de simulações de faltas no rotor

Nesta seção, as faltas trifásicas, bifásicas e fase-terra na saída do rotor da máquina.

As figuras 49, 50 e 51 apresentam os resultados das simulações das faltas aplicadas no rotor do gerador DFIG.

Figura 49 – Falta trifásica aplicada no rotor

Fonte: Autor

Figura 50 – Falta bifásica aplicada no rotor

Fonte: Autor

Considerando que as proteções, com exceção a proteção *Crowbar*, estão aplicadas no lado estator do gerador, os resultados das simulações apresentam as perturbações nos valores de correntes no estator da máquina oriundas das faltas no rotor. Neste caso, a atuação dos dispositivos de proteção aplicados no modelo pode ser correlacionada a este acoplamento entre rotor e estator.

Figura 51 – Falta fase-terra aplicada no rotor

Fonte: Autor

6.1.4 Conclusões das atuações da proteção de corrente, tensão, fluxo de potência e *Crowbar*

As simulações de faltas no modelo apresentado permitiram a visualização da atuação dos dispositivos de proteção de sobretensão, subtensão, sobrecorrente, subcorrente,

sentido de fluxo de potência, corrente de sequência negativa e *Crowbar*.

Os resultados destacam a atuação dos dispositivo de proteção *Crowbar* e a necessidade da aplicação de um conjunto de diferentes proteções para que o sistema de proteção seja eficiente nos diferentes tipos e locais de faltas possíveis.

As simulações das faltas no rotor permitiram a visualização da correlações entre as correntes da máquina, ou seja, a atuação dos dispositivos de proteção aplicados no modelo esteve correlacionada a ocorrência de oscilações nos valores de corrente no estator provenientes das faltas no rotor.

6.2 Simulações da proteção diferencial

Para o teste da proteção diferencial aplicada ao modelo considera-se:

- ❑ os parâmetros de configuração da turbina apresentados na tabela 5;
- ❑ os parâmetros da máquina e de configuração do controle estão apresentados nas tabelas 2, 3 e 5;
- ❑ as simulações das faltas realizadas a partir das possibilidades obtidas pela combinação das variáveis da tabela 6;
- ❑ todos os pontos obtidos foram coletados no instante referente a 1 ciclo de onda, 0,016667 s, após a ocorrência da falta;
- ❑ nestas simulações o momento de partida da máquina e as saturações dos transformadores de corrente e transformadores de potência não são considerados;
- ❑ as simulações de faltas fase-terra foram desconsideradas devido a configuração do modelo que impossibilita a circulação de corrente de sequência zero no sistema em momento de falta.

São aplicadas faltas bifásicas e trifásicas em quatro locais diferentes no modelo, totalizando 1000 simulações distintas de faltas. Outras 25 simulações com a máquina em regime, sem aplicação de falta, são obtidas por meio da combinação das velocidades de vento e potência reativa. Os pontos onde as faltas são aplicadas estão apresentados na figura 52

Tabela 6 – Combinações de vento, potencia reativa e resistência de falta para simulações

Vento [m/s]	11	10	9	8	7
Potência Reativa [pu]	-0,5	0,5	-0,25	0,25	0
Resistência de curto circuito [Ohm]	0,001	0,01	0,1	1	10

Fonte: Autor

Figura 52 – Pontos de aplicação de falta no modelo

Fonte: Autor

Os valores de corrente de restrição e corrente de operação obtidos com as simulações realizadas estão apresentados na figura 53. Nesta figura nota-se que há uma clara separação entre os casos de faltas internas e externas. Isso indica que a proteção diferencial apresenta seletividade para distinguir faltas internas de faltas externas. Para encontrar um ajuste que maximize a distância entre os dados de faltas externas e pré-falta dos dados de faltas internas, neste trabalho aplica-se a técnica Máquina de vetores de suporte, SVM do inglês *support vector machine*. Esta técnica pode ser aplicada para a classificação linear de dados através de uma fronteira que maximiza a distância entre os pontos mais próximos em relação a cada uma das classes. Os valores calculados de *pickup* e *slope* são respectivamente 273,6006 e 0,8176.

Figura 53 – Curva proposta de ajuste do relê diferencial

Fonte: Autor

Para melhor visualização dos pontos em que o dispositivo não atua, uma amplificação da visualização destes pontos está apresentada na figura 54.

As figuras 55 e 56 representam exemplos dos resultados obtidos nas simulações. Nelas fica clara a atuação do relé de proteção diferencial somente para faltas aplicadas na região interna à zona de proteção.

Figura 54 – Detalhe dos pontos da máquina em regime e faltas externas à zona de monitoramento no rotor e estator

Fonte: Autor

Figura 55 – Falta trifásica e bifásica aplicada no estator dentro da região de proteção do relé

Fonte: Autor

Figura 56 – Falta trifásica e bifásica aplicada no estator fora da região de proteção do relé

Fonte: Autor

6.2.1 Conclusões sobre a proteção diferencial no gerador DFIG

A proteção diferencial atuou conforme a teoria apresentada, ou seja, somente quando as faltas ocorreram dentro da zona de proteção a corrente de operação tornou-se superior a corrente de restrição propiciando a atuação da proteção diferencial.

Para as faltas aplicadas neste trabalho não foram observadas diferenças significativas no comportamento da máquina DFIG quando variada a velocidade de operação do gerador, ou seja, o ajuste da proteção diferencial mostrou-se aplicável com o gerador operando em velocidade sub-síncrona, síncrona e super-síncrona.

As simulações de faltas fase-terra foram desconsideradas devido a configuração do modelo que impossibilita a circulação de corrente de sequência zero no sistema em momento de falta. Isto deve-se ao conjunto gerador não aterrado mais transformador delta-estrela.

Conclusões finais

Este trabalho apresentou dados de crescimento da aplicação de energia eólica, mostrando como esta forma de geração vêm ganhando importância. Inicialmente foram abordadas as principais características das arquiteturas construtivas do aerogerador listando e apresentando seus principais equipamentos e funções. Ainda relacionado à construção do gerador eólico, um aprofundamento nos dispositivos de controle e proteção do sistema aerodinâmico foi apresentado no capítulo 2 juntamente com as principais topologias utilizadas na geração eólica de energia. Neste tópico uma discussão sobre vantagens e desvantagens destas topologias apontou a utilização do gerador DFIG em sistemas de velocidade variável como uma tecnologia de ótimo custo benefício com ganho significativo relacionado ao tamanho do conversor necessário para controle do sistema.

Em seguida são apresentados exemplos de modelos de controle aerodinâmico de obtenção de máxima potência e o modelo elétrico estacionário do gerador DFIG. Este último fornecendo embasamento para a discussão e parametrização do controle do conversor back-to-back. Neste caso as malhas de controle do conversor do lado da Rede e do lado do rotor foram deduzidas e os ajustes dos parâmetros dos controladores PI obtidos pelo método do modelo simétrico ótimo apresentado no trabalho de Quéval e Ohsaki (2012).

No Capítulo 4 inicialmente os controles do lado da rede e do lado do rotor foram simulados de forma desacoplada e posteriormente acoplados no *link-CC*. A validação do controle foi realizada com a utilização de uma máquina de 2MW e 2 pares de pólos permitindo a visualização das malhas de controle de corrente do rotor e do estator, tensão sobre o capacitor e velocidade. Em seguida, dispositivos básicos de proteção de sobretenção, subtensão, sobrecorrente, corrente de sequência negativa, corrente de terra e fluxo de potência foram apresentados e suas aplicações e limitações na topologia com máquina DFIG discutidas.

Ao final a proteção diferencial de corrente é aplicada para o gerador DFIG e simulações de faltas bifásicas e trifásicas equilibradas, que combinam diferentes valores de velocidade de vento, resistência de aterramento e potência reativa, são realizadas de forma a validar sua aplicação e propor uma curva teórica de ajuste do relê diferencial.

A proteção diferencial atuou conforme teoria apresentada, ou seja, somente quando as faltas ocorreram dentro da zona de proteção a corrente de operação tornou-se superior a corrente de restrição propiciando a atuação da proteção diferencial.

Também foram simuladas as atuações dos dispositivos de proteção de corrente, tensão e fluxo de potência apresentados no capítulo 5 e os dados obtidos compilados em uma tabela que permite a visualização de sua atuação em cada caso de falta.

Considerando os resultados obtidos e discutidos neste trabalho, pesquisas com foco na aplicabilidade da proteção diferencial de corrente em máquinas com rotor bobinado podem ser desenvolvidas em trabalhos futuros. Neste caso, considerando fatores como a saturação dos TC's e TP's e o momento de partida do gerador.

Referências

- ABAD, G. et al. **Doubly fed induction machine**: modeling and control for wind energy generation. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.
- ABB. **ABB Standard slip ring generator for double fed concept from 1.5-3.6 MW**. ABB motors and & Generators, 2014. Disponível em: <<http://new.abb.com/motors-generators/generators/generators-for-wind-turbines/doubly-fed-generators>>.
- ABED, N. Y.; KABSHA, M. M.; ABDLSALAM, G. M. Low voltage ride-through protection techniques for dfig wind generator. In: POWER ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. [S.l.]: IEEE, 2013. p. 1–6.
- ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005.
- ALI, M. **Wind Energy Systems**: Solutions for power quality and stabilization. [S.l.]: Taylor & Francis, 2012. (Electrical engineering).
- CLARK, K.; MILLER, N.; GASCA, J. Modeling of ge wind turbine-generators for grid studies. In: . [S.l.]: Geneeal Electric Internetal, Inc., 2010.
- DORRELL, D. G.; SALAH, A.; GUO, Y. Rotor fault analysis in a doubly-fed induction generator using impedance matrix technique. In: INTERNATIONAL MAGNETICS CONFERENCE (INTERMAG). [S.l.]: IEEE, 2017. p. 1–2.
- EREMIA, M.; SHAHIDEHPOUR, M. **Handbook of Electrical Power System Dynamics**: Modeling, stability, and control. [S.l.]: Wiley, 2013.
- EWEA. european wind energy association, 2009. Disponível em: <<http://http://www.ewea.org/publications/reports/the-economics-of-wind-energy/>>.
- KAWADY, T. A.; TAALAB, A.-M. I.; MANSOUR, N. M. **Wind farm protection systems**: state of the art and challenges. [S.l.]: INTECH Open Access Publisher, 2010.
- MANSOURI, M.; NAYERIPOUR, M.; NEGNEVITSKY, M. Internal electrical protection of wind turbine with doubly fed induction generator. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 55, p. 840–855, 2016. Disponível em: <<https://EconPapers.repec.org/RePEc:eee:rensus:v:55:y:2016:i:c:p:840-855>>.
- MARDEGAN, C. **Proteção e seletividade em sistemas elétricos industriais**. [S.l.]: São Paulo: Atitude Editorial, 2012.

MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 37, n. 1, p. 240–246, 2001.

POLINDER, H. et al. 10 mw wind turbine direct-drive generator design with pitch or active speed stall control. In: INTERNATIONAL ELECTRIC MACHINES AND DRIVES CONFERENCE (IEMDC'07). [S.l.]: IEEE, 2007.

QUÉVAL, L.; OHSAKI, H. Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In: RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATIONS (ICRERA). [S.l.]: IEEE, 2012. p. 1–6.

SALEH, S. et al. Impacts of grounding configurations on responses of ground protective relays for dfig-based wecss. In: INDUSTRIAL & COMMERCIAL POWER SYSTEMS TECHNICAL CONFERENCE (I&CPS). [S.l.]: IEEE, 2014. p. 1–8.

WU, B. et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. [S.l.]: Wiley, 2011.

WWEA. world wind energy association, 2015. Disponível em: <<http://www.wwindea.org/wwea-bulletin-issue-1-2015>>.