

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO-USP  
ESCOLA POLITÉCNICA

Fábio Celante Nogueira Caetano  
Luan Andrade de Sousa

Estudo do Controle dos Conversores e  
Proteção dos Componentes de um  
Gerador Eólico

São Paulo  
2017

**Fábio Celante Nogueira Caetano  
Luan Andrade de Sousa**

**Estudo do Controle dos Conversores e  
Proteção dos Componentes de um  
Gerador Eólico**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Escola Politécnica, da Universidade de São  
Paulo.

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em  
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Renato Machado Monaro

São Paulo  
2017

*Este trabalho é dedicado a nossas famílias e a todos que acreditam em nosso potencial.*

---

## **Agradecimentos**

Agradecemos primeiramente a nossas famílias e amigos, que sempre nos apoiaram, conferindo-nos a perseverança necessária para chegarmos até este momento. Agradecemos também ao orientador Prof. Dr. Renato Machado Monaro que aceitou a tarefa de nos conduzir neste projeto, sempre nos auxiliando e tornando-o factível.

*“No meio da dificuldade encontra-se a oportunidade.”*  
*(Albert Einstein)*

---

## Resumo

Caetano, Fábio C. N. e Sousa, Luan A. **Estudo do Controle dos Conversores e Proteção dos Componentes de um Gerador Eólico.** 97 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2017.

A geração elétrica renovável vem se fazendo cada vez mais presente na matriz energética mundial. Grande parte dessa matriz renovável é composta pela geração eólica. Tendo isso em vista, este projeto de conclusão de curso tem como objetivo projetar e simular o controle do conversor *back-to-back* de um gerador duplamente alimentado, topologia largamente utilizada em projetos de geração eólica, visando maximizar sua eficiência de geração, auxiliando também na estabilidade da rede elétrica. Para efetuar o controle, foi utilizada a transformada  $dq0$ , além de modelos simplificados da rede, dos conversores, filtros e gerador, assim como algumas estratégias para rastrear os parâmetros desejados. Para as simulações, foi utilizada a ferramenta Simulink do Matlab, uma vez que este oferece tanto modelos matemáticos quanto físicos. O projeto dos controles foi feito em quatro partes, controle da corrente do conversor do lado da rede, controle da tensão no Link CC, controle da corrente do conversor do lado do gerador e controles de potência ativa e reativa. Por fim, realizou-se simulações para verificar o funcionamento da estratégia de controle escolhida, assim como o comportamento do sistema quando exposto a essa estratégia. Além da questão do projeto de controle, este trabalho também aborda um assunto de suma importância em qualquer sistema elétrico, e no caso do *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) não é diferente, a sua proteção. Da mesma maneira que se fez com o controle, algumas estratégias de proteção dos componentes do DFIG foram projetadas e seu comportamento testado quando exposto à estratégia de controle desenvolvida anteriormente através de simulações, aplicando diferentes tipos de falta ao sistema.

**Palavras-chave:** Gerador eólico. Gerador Duplamente Alimentado. Conversor de Potência. Controle. Proteção.

---

## Abstract

Caetano, Fábio C. N. e Sousa, Luan A. **Study of a Wind Generator Power Converter Control and Protection System.** 97 p. Undergraduate Final Project – Polytechnic School, University of São Paulo, 2017.

Renewable energy sources are gradually occupying a larger space in the world electric energy matrix. A significant part of that field is the wind based generation. That said, this graduation project has as objective project and simulate a power back-to-back converter control system of a double fed induction generator, aiming to maximize its efficiency and help with the network stability. To build this control system, Clarke and Park transformations have been used to simplify the complex three-phase system. For the simulations, Matlab's Simulink has been chosen, once it provides both mathematical and physical models. Models of the electrical network and of the wind generator components were applied, besides some strategies to calculate the controllers parameters. The project of the different controls have been organized in four major parts: grid side converter current control; DC Link voltage control; rotor side converter current control; active and reactive power controls. Besides the control project, some protection strategies have also been approached, once this subject has a tremendous importance towards any electrical system and has not been largely discussed in the technical literature. Those strategies have been tested through the generation of a variety of defects in the system, always exposed to the control strategy, intending to study how it would respond.

**Keywords:** Wind Generator. Doubly Fed Induction Generator. Power Converter. Control. Protection.

---

## Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade total de produção de energia eólica instalada 2011-2014 . . .	24
Figura 2 – Visão dos componentes da <i>nacelle</i> . . . . .	28
Figura 3 – Aerogerador com velocidade variável escala completa . . . . .	29
Figura 4 – Curva $C_p$ do gerador . . . . .	30
Figura 5 – Funcionamento do controle de <i>stall</i> passivo . . . . .	31
Figura 6 – Funcionamento do controle de <i>stall</i> ativo . . . . .	32
Figura 7 – Funcionamento do controle de <i>pitch</i> . . . . .	33
Figura 8 – Estratégia de controle do gerador eólico com <i>pitch control</i> . . . . .	33
Figura 9 – Comparação entre estratégias de controle <i>pitch</i> e <i>stall control</i> . . . . .	34
Figura 10 – Aerogerador de velocidade fixa . . . . .	35
Figura 11 – Curva $C_{pmax}$ X $\lambda_{ótimo}$ do gerador . . . . .	36
Figura 12 – Aerogerador de velocidade variável limitada . . . . .	37
Figura 13 – Aerogerador de velocidade variável - escala completa . . . . .	37
Figura 14 – Aerogerador com velocidade variável - escala parcial . . . . .	38
Figura 15 – Diagrama geral do sistema . . . . .	41
Figura 16 – Esquema simplificado do modelo do <i>Grid Side Converter</i> (GSC) . . . . .	43
Figura 17 – Representação simplificada do sistema trifásico do lado da rede . . . . .	43
Figura 18 – Diagrama de blocos do modelo de controle . . . . .	45
Figura 19 – Diagrama de blocos do modelo de controle interno . . . . .	48
Figura 20 – Resposta de $I_d$ ao degrau positivo . . . . .	48
Figura 21 – Resposta de $I_d$ ao degrau negativo . . . . .	48
Figura 22 – Resposta de $I_q$ ao degrau positivo . . . . .	49
Figura 23 – Resposta de $I_q$ ao degrau negativo . . . . .	49
Figura 24 – Diagrama de blocos do modelo de controle externo . . . . .	50
Figura 25 – Tensão no capacitor durante colocação e retirada da carga / Potência transferida ao capacitor no período . . . . .	50
Figura 26 – Esquema simplificado do modelo do <i>Rotor Side Converter</i> (RSC) . . . . .	51
Figura 27 – Representação do sistema em $dq0$ . . . . .	51

Figura 28 – Diagrama de blocos do modelo de controle de velocidade do rotor . . . .	54
Figura 29 – Diagrama de blocos do modelo de controle de reativos . . . . .	54
Figura 30 – Diagrama de blocos do modelo de controle interno do lado do RSC . . .	57
Figura 31 – Resposta de $I_d$ ao degrau positivo . . . . .	57
Figura 32 – Resposta de $I_d$ ao degrau negativo . . . . .	57
Figura 33 – Resposta de $I_q$ ao degrau positivo . . . . .	58
Figura 34 – Resposta de $I_q$ ao degrau negativo . . . . .	58
Figura 35 – Ação do controle sobre a potência ativa fornecida / Velocidade do eixo do rotor . . . . .	59
Figura 36 – Diagrama de blocos do modelo de controle externo de velocidade . . . .	60
Figura 37 – Ação do controle sobre a potência reativa - Degrau positivo . . . . .	60
Figura 38 – Ação do controle sobre a potência reativa - Degrau negativo . . . . .	60
Figura 39 – Diagrama de blocos do modelo de controle externo de reativos . . . . .	61
Figura 40 – Resultados - Máquina operando como gerador em velocidade subsíncrona	62
Figura 41 – Resultados - Máquina operando como gerador em velocidade supersín- crona . . . . .	63
Figura 42 – Resultados - Máquina operando como gerador em velocidade supersín- crona com limitação do fluxo de potência ativa . . . . .	64
Figura 43 – Resultados - Máquina operando como motor em velocidade subsíncrona	65
Figura 44 – Resultados - Máquina operando como motor em velocidade supersíncrona	66
Figura 45 – Diagrama representativo do <i>Processor-in-the-Loop</i> realizado. . . . .	74
Figura 46 – Diagrama completo do sistema, indicando pontos de falta. . . . .	74
Figura 47 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito fase-terra . . . . .	75
Figura 48 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito fase-terra . . . . .	76
Figura 49 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito depois do TC . . . . .	77
Figura 50 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito depois do TC . . . . .	78
Figura 51 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito antes do TC . . . . .	79
Figura 52 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito antes do TC . . . . .	80
Figura 53 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito trifásico - Caso subsíncrono . . . . .	81
Figura 54 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito trifásico - Caso subsíncrono . . . . .	82
Figura 55 – Diagrama de fluxo de potência ativa - Caso subsíncrono . . . . .	82

Figura 56 – Comportamento da proteção <i>Crowbar</i> - Caso subsíncrono . . . . .	83
Figura 57 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito trifásico - Caso supersíncrono . . . . .	84
Figura 58 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito trifásico - Caso supersíncrono . . . . .	85
Figura 59 – Diagrama de fluxo de potência ativa - Caso supersíncrono . . . . .	85
Figura 60 – Comportamento da proteção <i>Crowbar</i> - Caso supersíncrono . . . . .	86
Figura 61 – Representação $\alpha \beta 0$ no espaço . . . . .	95
Figura 62 – Transformada $\alpha\beta 0$ . . . . .	96
Figura 63 – Ilustração física da transformada de Park . . . . .	97
Figura 64 – Transformada de Park por sistemas de eixo . . . . .	97



---

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Vantagens e Desvantagens das principais topologias de aerogeradores .	39
Tabela 2 – Valores dos parâmetros do gerador DFIG . . . . .	47
Tabela 3 – Valores dos parâmetros do GSC . . . . .	47
Tabela 4 – Valores dos parâmetros para o RSC . . . . .	56
Tabela 5 – Valores dos parâmetros utilizados nas simulações das proteções . . . . .	75



---

## Lista de siglas

**DFIG** *Doubly Fed Induction Generator*

**FRT** *Fault Ride Through*

**GIGE** Gerador Indutivo de Gaiola de Esquilo

**GARB** Gerador Assíncrono de Rotor Bobinado

**GSRB** Gerador Síncrono de Rotor Bobinado

**GSIP** Gerador Síncrono de Ímã Permanente

**GSC** *Grid Side Converter*

**IGBT** *Insulated Gate Bipolar Transistor*

**RSC** *Rotor Side Converter*

**VSC** *Voltage Source Converter*



---

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>23</b>
1.1	Objetivo . . . . .	24
<b>2</b>	<b>ARQUITETURA BÁSICA DOS GERADORES EÓLICOS . .</b>	<b>27</b>
2.1	Arquitetura Mecânica Construtiva . . . . .	27
2.1.1	Fundamentos do Modelo Aerodinâmico . . . . .	28
2.2	Principais Dispositivos de Controle e Formas de Proteção Ae- rodinâmica . . . . .	30
2.2.1	<i>Stall Control</i> - Modo Passivo . . . . .	30
2.2.2	<i>Stall Control</i> - Modo Ativo . . . . .	31
2.2.3	Sistema de Controle <i>Pitch Control</i> . . . . .	32
2.3	Principais Topologias Aplicadas . . . . .	34
2.3.1	Gerador Eólico de Velocidade Fixa . . . . .	34
2.3.2	Geradores Eólicos de Velocidade Variável . . . . .	35
<b>3</b>	<b>CONVERSOR <i>BACK-TO-BACK</i> . . . . .</b>	<b>41</b>
3.1	Estratégia de Ajuste dos Controladores . . . . .	41
3.2	Conversor do Lado da Rede . . . . .	42
3.2.1	Modelagem . . . . .	43
3.2.2	Simulações . . . . .	46
3.3	Conversor do Lado do Rotor . . . . .	51
3.3.1	Modelagem . . . . .	51
3.3.2	Simulações . . . . .	56
3.4	Integração dos Modelos de Controle . . . . .	61
3.4.1	Modo Gerador . . . . .	61
3.4.2	Modo Motor . . . . .	65
<b>4</b>	<b>PROTEÇÃO . . . . .</b>	<b>67</b>

<b>4.1</b>	<b>Proteção dos Componentes do DFIG</b> . . . . .	<b>67</b>
4.1.1	Transformador . . . . .	67
4.1.2	Gerador . . . . .	68
4.1.3	Conversores . . . . .	69
4.1.4	Proteção <i>Crowbar</i> . . . . .	69
4.1.5	<i>Fault Ride Through (FRT)</i> . . . . .	70
4.1.6	Aterramento . . . . .	71
4.1.7	Link CC . . . . .	71
4.1.8	Proteção para <i>Inter-turn fault</i> . . . . .	72
4.1.9	Ilhamento . . . . .	72
<b>4.2</b>	<b>PIL - <i>Processor-in-the-Loop</i></b> . . . . .	<b>73</b>
<b>4.3</b>	<b>Simulação das Proteções Implementadas</b> . . . . .	<b>74</b>
4.3.1	Fase-Terra . . . . .	75
4.3.2	Dupla-Fase . . . . .	77
4.3.3	Trifásico . . . . .	80
	<b>Conclusão</b> . . . . .	<b>87</b>
	<b>Referências</b> . . . . .	<b>89</b>

## APÊNDICES 93

	<b>APÊNDICE A – APÊNDICES</b> . . . . .	<b>95</b>
A.1	Transformada $abc - \alpha \beta 0$ . . . . .	95
A.2	Transformada de Park . . . . .	96

CAPÍTULO **1**

---

## Introdução

A energia do vento vem sendo utilizada pela humanidade há mais de três mil anos (ACKERMANN, 2005). Até o início do século XX essa energia foi utilizada, em suma, para o bombeamento de água e para moer grãos. Porém, com a consolidação da Revolução Industrial, essas atividades passaram a ser desempenhadas por motores a combustão, deixando o potencial energético do vento esquecido até os anos 1970 quando do primeiro choque do petróleo (ACKERMANN, 2005). Nessa época, o interesse nessa fonte de energia renasceu e a tecnologia passou a receber investimentos e ser continuamente aperfeiçoada. Mas até esse momento o interesse se devia apenas à possibilidade de se ter um *backup* para a geração fóssil.

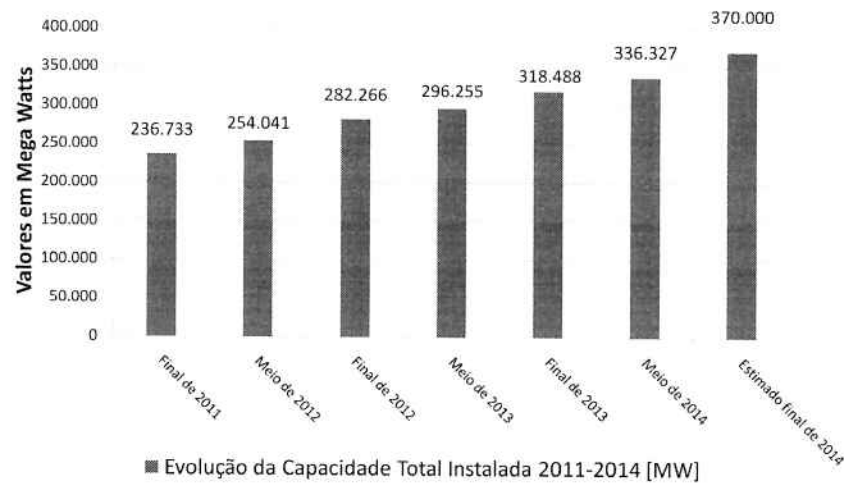
Porém, a partir da década de 1990, o interesse passou a ir muito além das questões econômicas. Com o crescimento contínuo da demanda de energia elétrica, aliada à saturação das fontes tradicionais (hidráulica, térmica e termonuclear) e dos impactos ambientais que estas causam, a energia eólica passou a ser olhada com muito mais atenção.

Utilizando a energia do vento, uma fonte gratuita, limpa e inesgotável, esse modelo de geração vem aumentando ano a ano sua participação na matriz de energética mundial. Estima-se que até 2020, 12% da demanda de energia seja suprida por essa modalidade de geração (ALI, 2012). 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.

A geração eólica se baseia na conversão da energia mecânica do vento em energia elétrica. Essa conversão é realizada pelos chamados aerogeradores (ou geradores eólicos) que consistem basicamente de uma turbina em forma de cata-vento acoplada a um gerador elétrico (o detalhamento desta tecnologia será feito oportunamente durante este trabalho). Porém, mesmo utilizando uma fonte renovável e livre de emissão de poluentes, tornar a geração eólica atrativa do ponto de vista energético e econômico envolve alguns desafios.

Os geradores eólicos necessitam obter a melhor eficiência possível na conversão da energia mecânica do vento em energia elétrica, valendo ressaltar que a incidência de vento

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



Fonte: (FRANCO, 2015)

sobre as pás pode variar. De acordo com Franco (2015) 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. É no gerador de velocidade variável que este trabalho está focado.

Abad et al. (2011) citam que a geração em velocidade variável pode ser promovida 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. Dessa maneira, temos que a utilização do DFIG traz tanto ganhos em eficiência quanto em custo.

No entanto, a questão de eficiência não se resume apenas em aproveitamento energético e atratividade econômica, se faz também necessária uma eficiência operacional. Para tanto, um sistema de controle robusto aliado a estratégias eficazes de proteção são fundamentais para manter o sistema operando de forma contínua.

## 1.1 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo em software que promova o controle dos conversores do DFIG, de maneira que o aerogerador de velocidade variável tenha sua velocidade de rotação ajustada continuamente, buscando operar sempre em seu ponto de máxima eficiência. Além do controle, deseja-se incluir neste modelo virtual estratégias eficazes para a proteção do sistema. Ao final, espera-se embarcar essas estratégias de proteção em um microcontrolador e realizar simulações nas quais o mo-

---

delo virtual deve interagir com o microcontrolador, enviando informações que o mesmo deverá processar, sinalizando posteriormente ao modelo virtual quais delas devem atuar naquele momento. Permitindo que se avalie a funcionalidade do microcontrolador em uma situação real, além do comportamento das proteções quando operando expostas ao sistema de controle. Visando sempre contribuir para o aprimoramento dos conhecimentos relacionados a essa modalidade de geração de energia.



---

# Arquitetura Básica dos Geradores Eólicos

Este capítulo trará inicialmente, os principais componentes mecânicos que constituem a arquitetura de um gerador eólico, em seguida serão apresentados 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

O aerogerador é composto essencialmente por três partes. A torre, que é fixada ao solo através de uma fundação de concreto, abriga em seu interior o transformador de conexão à rede de energia, além dos cabos de transmissão de potência. Uma escada interna leva até o topo onde se encontra a *nacelle*. A *nacelle* abriga os componentes responsáveis pela conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. Segundo Abad et al. (2011), a *nacelle* também possui um mecanismo de motores elétricos que possibilita que ela gire, de forma a obter melhor posição em relação ao vento. O mecanismo em questão é operado por um controle eletrônico que detecta a direção do vento através de um sensor instalado no topo da *nacelle*.

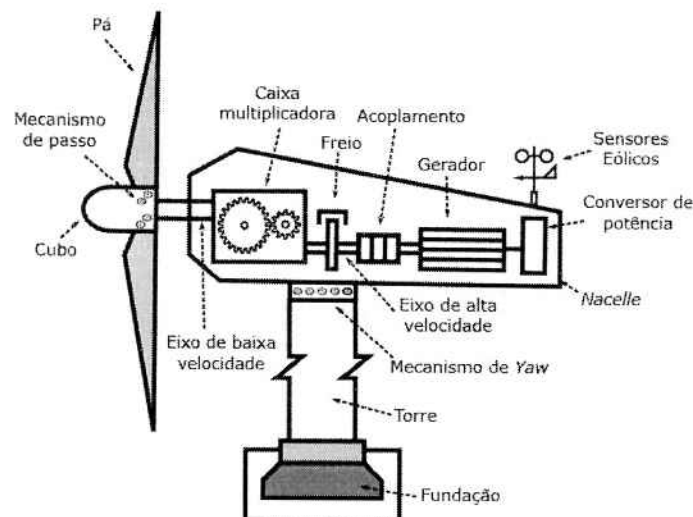
Segundo EWEA (2009) um aerogerador pode conter mais de 8.000 componentes, sendo que o conjunto torre e pás chega a corresponder a 50% do custo total de um aerogerador. Na figura 2, é possível observar os principais componentes que estão no interior ou que são suportados pela *nacelle* para um gerador de velocidade fixa.

Conectado à *nacelle*, temos o sistema aerodinâmico do aerogerador. As pás, especialmente projetadas com esse propósito, capturam a energia do vento e a transferem para o rotor. Segundo Franco (2015), o movimento de rotação produzido pela força do vento 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. As turbinas eólicas são projetadas para trabalhar com velocidade de rotação das pás entre 19 e 30 *rpm* (ABAD et al., 2011).

Segundo Ackermann (2005) a energia elétrica gerada na saída do gerador eólico pode ser mantida constante por meio de um controle rotacional das pás. Uma outra função da rotação das pás está relacionada à proteção do equipamento quando exposto a ventos de alta velocidade. Este controle é chamado *pitch control*. O ponto crítico de operação dos aerogeradores, a partir do qual esta forma de proteção deve atuar, é atingido quando os ventos chegam a cerca de 25m/s (ABAD et al., 2011). Usualmente as turbinas são projetadas para operar com elevada eficiência em ventos entre 12 e 16m/s (ACKERMANN, 2005).

Figura 2 – Visão dos componentes da *nacelle*



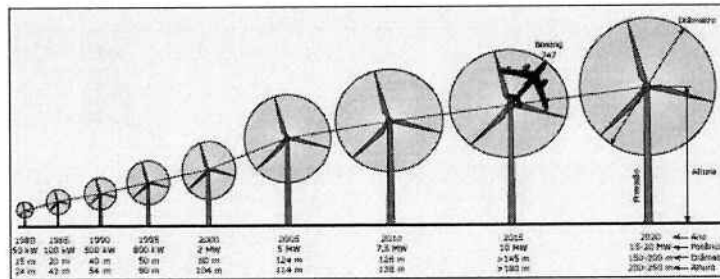
Fonte: (BATAGLIOLI, 2016)

A evolução da tecnologia aplicada à geração eólica vem permitindo o uso de modelos cada vez maiores. Essa evolução visa melhorar a relação entre diâmetro das pás, altura do aerogerador e capacidade de geração. 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 3MW 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.

### 2.1.1 Fundamentos do Modelo Aerodinâmico

Ao analisar o modelo aerodinâmico de um gerador eólico, duas premissas devem ser assumidas segundo Abad et al. (2011), o ar é incompressível e o fluxo de vento é cons-

Figura 3 – Aerogerador com velocidade variável escala completa



Fonte: (BATAGLIOLI, 2016)

tante. Isso considerado, temos que a energia cinética contida no vento, que atravessa uma determinada área  $A_1$  a uma velocidade  $V_v$  pode ser representada pela equação (1).

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

Onde  $\rho$  representa a densidade do ar em  $Kgm^{-3}$  e  $A_1$  representa a área percorrida pelas pás do aerogerador.

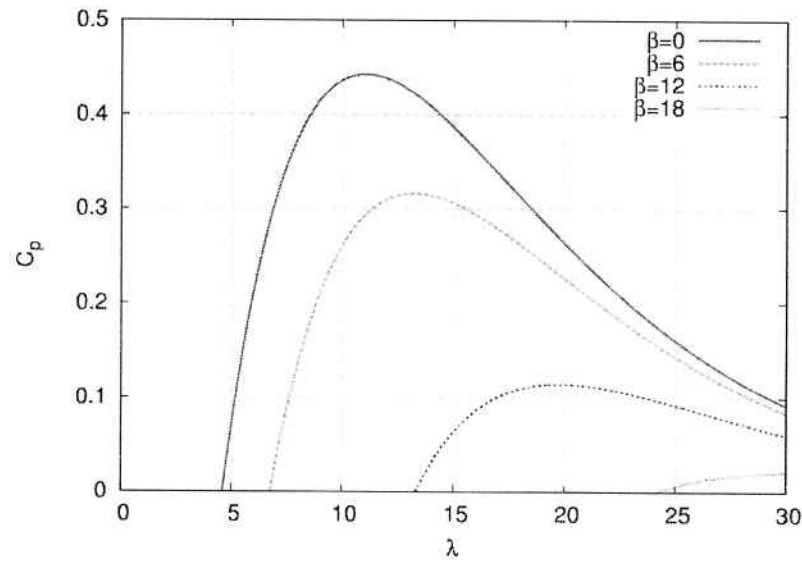
Contudo, na prática, a turbina eólica é capaz de absorver apenas uma parcela da energia cinética gerada pelo fluxo de ar da equação (1). Este percentual é representado pelo coeficiente  $C_p$  e a energia cinética gerada pela turbina fica então representada pela equação (2). O limite teórico máximo desta captação de energia do vento é definido em 59,3% e é chamado Limite de Betz, pois foi descoberto em 1926 por Betz (ACKERMANN, 2005). Dessa forma, eliminando todas as perdas do processo de extração da energia do vento, a potência máxima produzida por um aerogerador é expressa pela equação (3).

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

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

De acordo com Abad et al. (2011), o coeficiente de potência é resultante da velocidade do vento, da velocidade de rotação das pás e do ângulo das lâminas em relação ao vento. Este ângulo é representado pela letra  $\beta$ . Wu et al. (2011) define  $\lambda$  como a razão entre a velocidade de ponta de pá e a velocidade do vento. A alteração do perfil da curva  $C_p$  em função da alteração do ângulo  $\beta$  é vista na figura 4, que mostra um exemplo de curva  $C_p$  de uma turbina real obtido a partir da equação (4).

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

Figura 4 – Curva  $C_p$  do gerador

Fonte: (FRANCO, 2015)

## 2.2 Principais Dispositivos de Controle e Formas de Proteção Aerodinâmica

Todos os aerogeradores são projetados para possuírem algum tipo de dispositivo de controle e proteção aerodinâmica, de modo a se evitar danos ao equipamento quando submetidos a ventos excessivamente fortes (ABAD et al., 2011).

Outra questão de segurança operacional, segundo Abad et al. (2011), é de que deve haver um valor mínimo de velocidade rotacional do aerogerador que impossibilite que este opere próximo à frequência de ressonância da torre, que é de cerca de  $5Hz$ . Na outra ponta da operação, quando os ventos atingem valores muito altos, a velocidade linear de ponta de pá deve ser limitada de maneira a proteger o equipamento de esforços mecânicos muito intensos que poderiam causar danos à estrutura das pás e ao eixo da turbina (ABAD et al., 2011). Este limite é denominado *cut-out* e, como dito anteriormente, ocorre em ventos de cerca de  $25m/s$ .

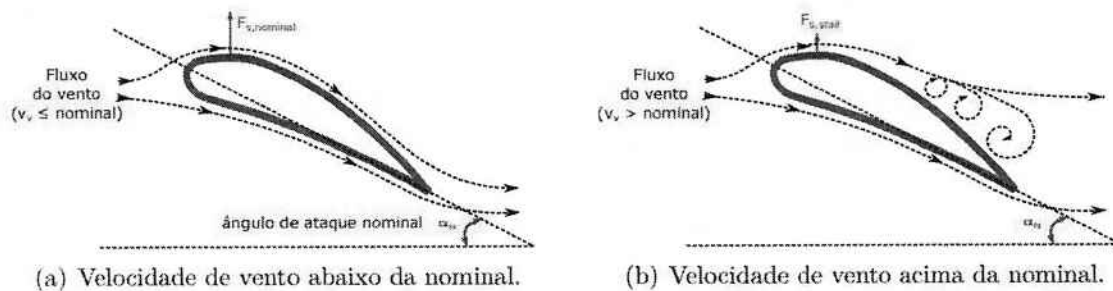
Os dispositivos de controle e proteção aerodinâmica mais aplicados em geradores eólicos são o *stall control* e o *pitch control*.

### 2.2.1 *Stall Control* - Modo Passivo

O método de *stall control* na sua versão passiva é o mais simples, robusto e barato quando o assunto é proteção aerodinâmica para aerogeradores (ACKERMANN, 2005). Nesta versão, as pás são fixadas ao rotor com um determinado ângulo (fixo) e possuem um design aerodinâmico que, conforme a velocidade do vento ultrapassa o valor nominal,

o formato da pá começa a causar gradualmente turbulências que resultam no efeito de *stall*. O princípio da modalidade de *stall* passivo está ilustrada na figura 5.

Figura 5 – Funcionamento do controle de *stall* passivo



Fonte: (BATAGLIOLI, 2016)

Verifica-se que para velocidades de vento abaixo ou igual ao valor nominal (figura 5(a)), as pás da turbina capturam a máxima potência do vento, pois estão com um ângulo de ataque ótimo. Entretanto, caso a velocidade do vento exceda o valor nominal (figura 5(b)), teremos o fenômeno da turbulência, e como consequência a força de sustentação será reduzida a medida que a velocidade do vento aumentar, reduzindo a velocidade de rotação da turbina.

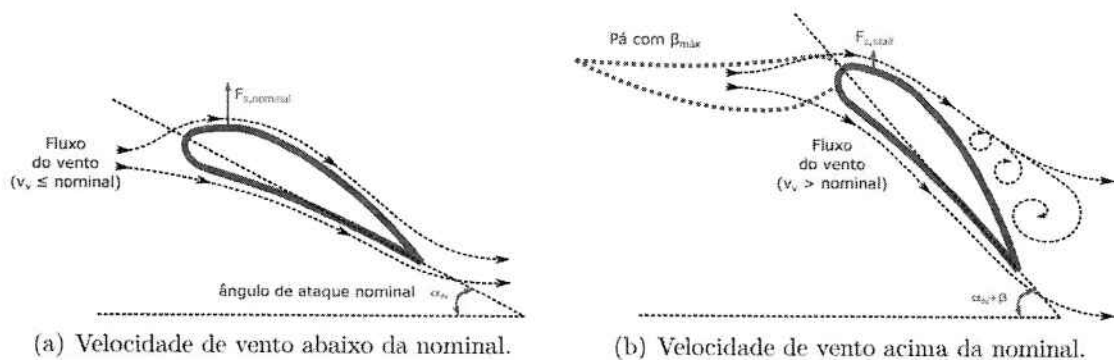
Segundo Abad et al. (2011), uma das desvantagens dessa modalidade de proteção consiste na necessidade de um complexo projeto aerodinâmico que envolve um desafio considerável em relação à dinâmica de toda a estrutura do aerogerador, como por exemplo evitar a ocorrência de vibrações. Outra desvantagem é a impossibilidade de se obter uma otimização do sistema aerodinâmico do aerogerador para ventos com velocidade inferior à nominal, uma vez que as pás são completamente fixas (FRANCO, 2015). O resultado disso, de acordo com Polinder et al. (2007), é uma potência de saída com variações nesta faixa de ventos. Além destas, esta modalidade não permite a partida assistida, ou seja, a potência de saída não pode ser controlada durante a sequência de conexão da unidade eólica à rede elétrica (BATAGLIOLI, 2016).

### 2.2.2 *Stall Control* - Modo Ativo

Diferente da sua versão passiva, o método de *stall control* ativo não está baseado na aerodinâmica das pás. Nesta modalidade, o efeito de *stall* é obtido por meio do aumento do ângulo de ataque das pás. Para permitir tal controle, a unidade eólica deve possuir um mecanismo de passo controlável que possibilite essa alteração do ângulo de ataque (BATAGLIOLI, 2016). A adição do mecanismo de passo e do controlador representa um aumento considerável no custo da unidade eólica (ABAD et al., 2011).

O princípio desse modelo de controle está mostrado na figura 6. Observa-se que para ventos de velocidade menor ou igual à nominal (figura 6(a)), as pás são ajustadas para o ângulo de ataque ótimo (nominal) com o intuito de capturar a máxima potência. Caso a velocidade do vento ultrapasse o valor nominal, aumenta-se o ângulo de ataque até um valor crítico que causará turbulência, reduzindo o torque e descartando a energia excedente. No caso de a velocidade do vento exceder o limite de *cut-out*, o controle ajusta o ângulo de ataque para  $180^\circ$ . Nessa situação a superfície da pá fica paralela ao fluxo de ar, anulando o torque e parando a turbina (BATAGLIOLI, 2016).

Figura 6 – Funcionamento do controle de *stall* ativo



Fonte: (BATAGLIOLI, 2016)

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 9.

As principais vantagens do *stall control* no modo ativo quando comparadas 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).

### 2.2.3 Sistema de Controle *Pitch Control*

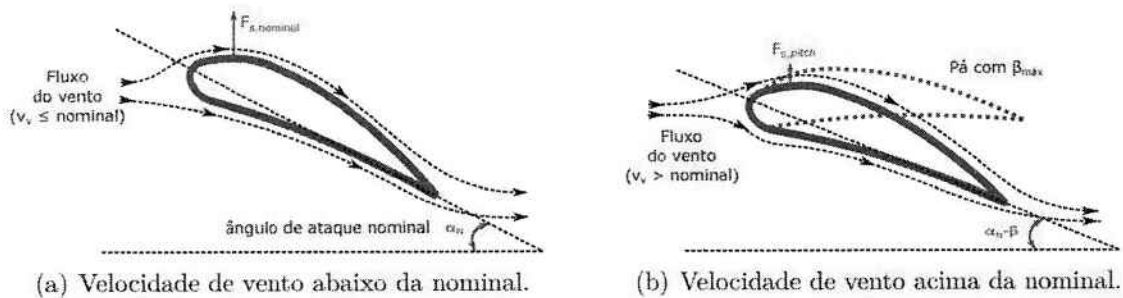
O *pitch control*, ou mecanismo de passo, utiliza um sistema que permite a rotação das pás em relação ao seu eixo longitudinal, possibilitando o ajuste do ângulo de ataque  $\alpha$  por meio da alteração do ângulo de controle de passo  $\beta$ .

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, isto deve-se aos valores altos de inércia do gerador eólico. Enquanto 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.

Além disso, Ackermann (2005) explica que o *pitch control* gera um bom controle de potência e também pode ser utilizado para partidas e paradas assistidas do aerogerador.

Figura 7 – Funcionamento do controle de *pitch*

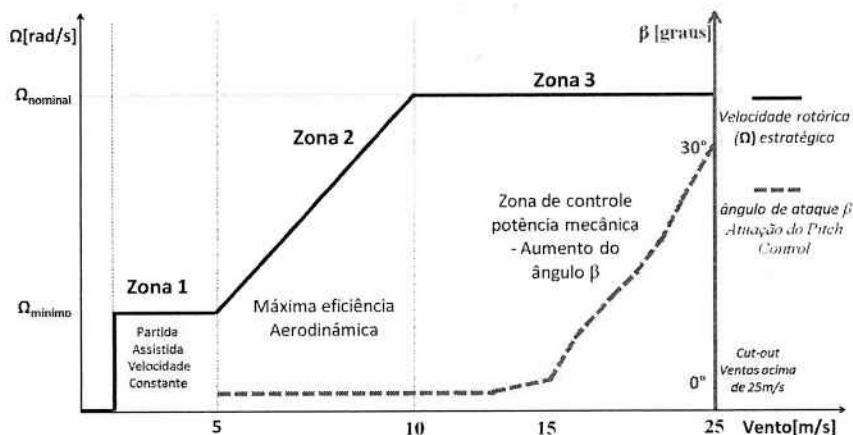


Fonte: (BATAGLIOLI, 2016)

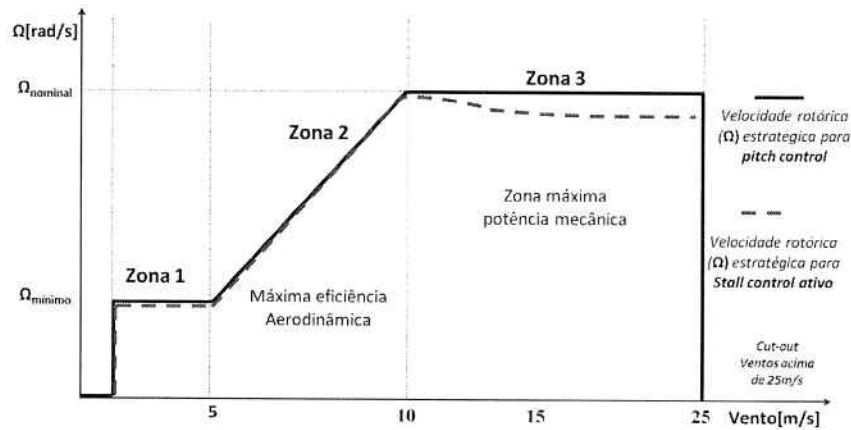
Na figura 8 vemos que, em conformidade com Abad et al. (2011), em ventos de velocidade menor que a nominal projetada para a turbina, o sistema de *pitch* opera com eficiência aerodinâmica máxima (zona 2). Nesse caso, o ângulo  $\beta$  é próximo de zero.

Na zona 3 da figura 8, o gerador 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 8 é possível observar a atuação do *pitch control* com a variação do ângulo  $\beta$  na zona 3.

Figura 8 – Estratégia de controle do gerador eólico com *pitch control*



Fonte: (FRANCO, 2015)

Figura 9 – Comparação entre estratégias de controle *pitch* e *stall control*

Fonte: (FRANCO, 2015)

## 2.3 Principais Topologias Aplicadas

Atualmente existem no mercado diversas tecnologias para a fabricação de aerogeradores. Isto, de acordo com Franco (2015), torna possível a obtenção de modelos distintos que se aplicam de acordo com as características desejadas, como custo de projeto, controle de reativos, estabilidade de geração, entre outros.

Os geradores elétricos utilizados nos projetos de geração eólica podem ser síncronos, assíncronos ou assíncronos duplamente alimentados DFIG e as diferentes configurações se dividem entre modelos de velocidade fixa e de velocidade variável.

### 2.3.1 Gerador Eólico de Velocidade Fixa

Segundo Ackermann (2005), no início dos anos 90, os aerogeradores fabricados eram de velocidade fixa. Esse modelo tem como característica marcante que, independente da velocidade do vento, a velocidade do rotor é fixa e determinada pela frequência da rede elétrica ao gerador conectada, pela relação de transmissão da caixa de engrenagens e pelas características de projeto do gerador elétrico, como por exemplo, o seu número de pólos (WU et al., 2011).

Nesta configuração, a conexão entre o gerador elétrico e a rede de alimentação é feita de forma direta por meio de um transformador. Dessa forma, flutuações no vento são transferidas diretamente para a rede através da consequente variação na potência transferida pelo gerador, o que pode gerar problemas de qualidade de energia. Segundo Bataglioli (2016), a conexão do gerador com a rede, nesta configuração, pode ser suavizada com o auxílio de um *soft starter*.

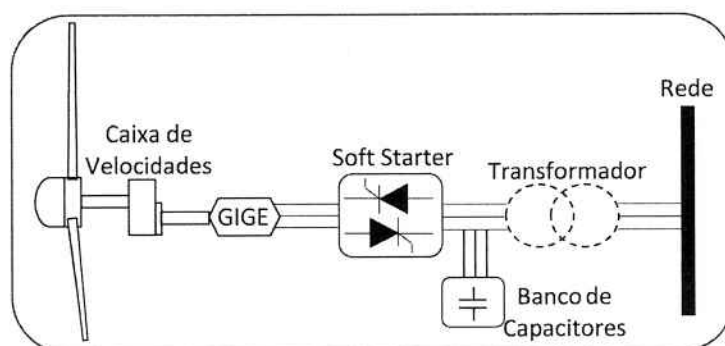
As grandes vantagens dos aerogeradores de velocidade fixa são, de acordo com Ackermann (2005), a simplicidade do sistema, a robustez dos equipamentos, o baixo custo de

implementação, a manutenção reduzida e a confiabilidade de operação.

Entretanto, esse modelo apresenta desvantagens consideráveis como baixa eficiência na conversão de energia, a questão da qualidade da energia fornecida (como já abordado anteriormente), além do fato de que falhas na rede elétrica geram grande estresse mecânico nos componentes do aerogerador (BATAGLIOLI, 2016).

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, ativo ou até com *pitch control*. A configuração do GIGE está apresentada na figura 10.

Figura 10 – Aerogerador de velocidade fixa



Fonte: (FRANCO, 2015)

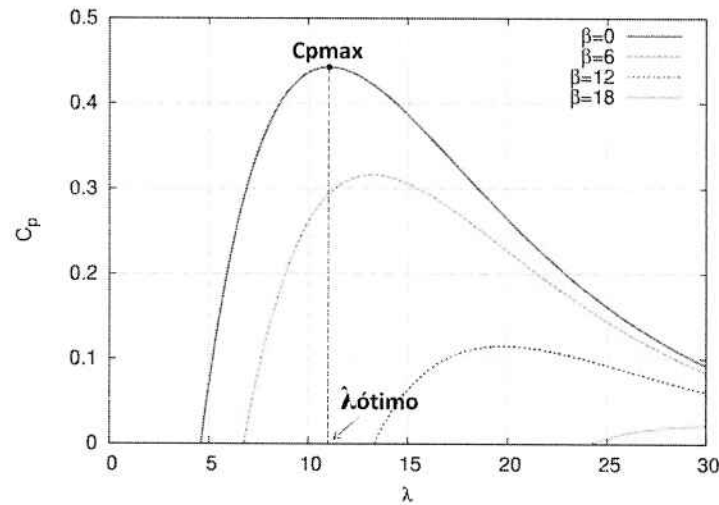
### 2.3.2 Geradores Eólicos de Velocidade Variável

Aerogeradores de velocidade variável se tornaram a principal tecnologia aplicada na geração eólica nos últimos anos (FRANCO, 2015). Esse tipo de aerogerador é projetado para operar com máxima eficiência aerodinâmica em uma ampla faixa de velocidades do vento, diz Ackermann (2005). Segundo o autor, isso é possível fazendo a variação da velocidade rotórica  $\omega$  em função do acréscimo ou decréscimo da velocidade do vento, com objetivo de manter constante a relação entre estas velocidades. A razão entre a velocidade de ponta de pá e a velocidade do vento é, como dito anteriormente, definida como  $\lambda$ . Seu valor otimizado é obtido pela equação (5) e sua relação direta para o ponto de  $C_{pmax}$  pode ser visualizada na figura 11.

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

Dessa forma, os aerogeradores de velocidade variável podem variar sua velocidade rotórica e, conseqüentemente, buscar o  $\lambda_{ótimo}$  para cada ângulo de ataque das pás.

As principais vantagens dessa tecnologia são, segundo Abad et al. (2011), a otimização do sistema aerodinâmico na extração da energia contida no vento, na redução dos esforços

Figura 11 – Curva  $C_{pmax}$  X  $\lambda_{ótimo}$  do gerador

Fonte: (WU et al., 2011)

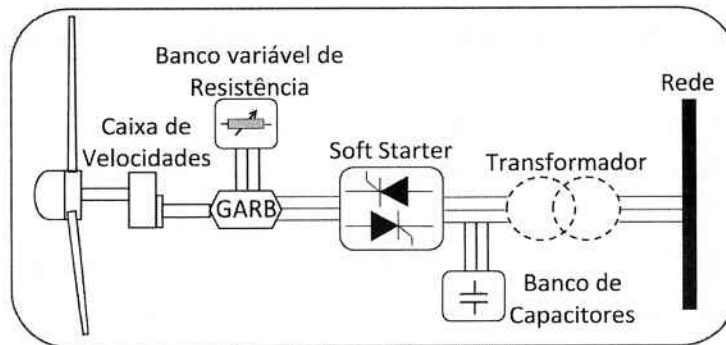
mecânicos sofridos pelos componentes e na melhora da qualidade da energia gerada. Porém, deve-se observar que ocorre, como esperado, um aumento no custo total do projeto e uma maior complexidade de operação e manutenção (ACKERMANN, 2005).

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

### 2.3.2.1 Velocidade Variável Limitada

Essa tecnologia surgiu na década de 1990, utilizando um conjunto formado por um Gerador Assíncrono de Rotor Bobinado (GARB) com uma resistência variável acoplada ao seu enrolamento rotórico, sendo possível operar com uma variação de até 10% (FRANCO, 2015). De acordo com Ackermann (2005), o controle do valor total da resistência do rotor pode ser obtido através da utilização de um conversor óptico montado no eixo rotórico. Além disso, o autor também coloca que a principal vantagem desta tecnologia é a ausência da necessidade de anéis coletores, que necessitam de escovas e 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 modelo de gerador de velocidade variável limitada está ilustrada na figura 12.

Figura 12 – Aerogerador de velocidade variável limitada



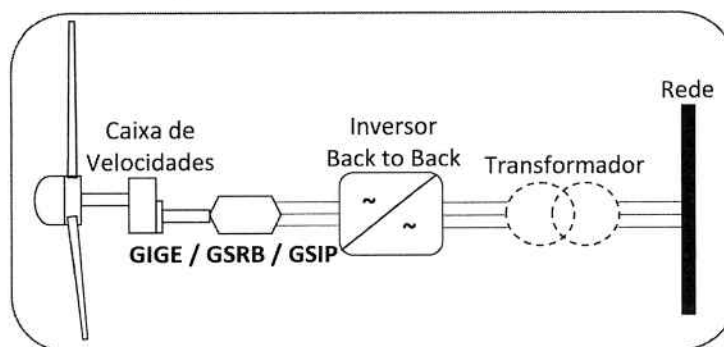
Fonte: (FRANCO, 2015)

### 2.3.2.2 Velocidade Variável de Escala Completa

Neste modelo, o gerador é conectado à rede por meio de um conversor de frequência. Este conversor deve possuir a capacidade de potência igual a do gerador elétrico utilizado. Wu et al. (2011) menciona que nesta configuração pode se utilizar um Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (GSRB), um Gerador Síncrono de Ímã Permanente (GSIP) ou um GIGE. Abad et al. (2011) ainda relata 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.

Vantagens dessa topologia são o bom desempenho de controle de potência e a boa qualidade de energia gerada. Além destas, esse modelo entrega uma faixa completa de atuação de velocidades de vento e, ao contrário da configuração anterior, dispensa a utilização de banco de capacitores, uma vez que o conversor tem a capacidade de promover o controle de reativos. Como grande desvantagem podemos citar o alto custo do conversor, já que este deve possuir obrigatoriamente potência igual a do gerador elétrico (ABAD et al., 2011). A topologia deste modelo de gerador está ilustrada na figura 13.

Figura 13 – Aerogerador de velocidade variável - escala completa



Fonte: (FRANCO, 2015)

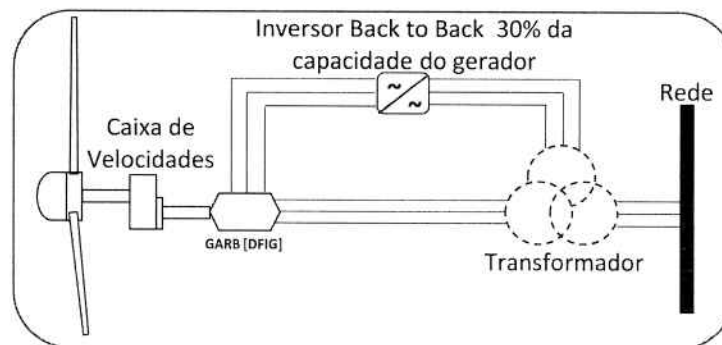
### 2.3.2.3 Velocidade Variável de Escala Parcial

Esta topologia utiliza um GARB e opera em uma boa faixa de velocidade de ventos que, segundo Abad et al. (2011), está entre -30% e +40%. O gerador utilizado é um GARB, o mesmo utilizado no modelo de velocidade variável limitada, porém nesta configuração os enrolamentos do rotor são alimentados por um conversor de frequência *back to back*. Devido à esta característica, denominamos este gerador como DFIG.

Abad et al. (2011) explicam que no DFIG o rotor é alimentado por um conversor de frequência conectado à rede que utiliza técnicas vetoriais de controle para garantir a geração de energia nos valores de frequência e tensão da mesma. Ainda mencionam que a diferença entre a velocidade rotórica e a velocidade síncrona é compensada por um controle de deslizamento feito pelo conversor. Ackermann (2005) explica que o conversor que alimenta o rotor da máquina é responsável pelo controle de compensação de reativos, assim como pela partida assistida na conexão à rede elétrica. Tanto a potência ativa quanto a potência reativa são controladas por meio de ajuste de amplitude, fase e frequência da tensão introduzida pelo conversor nos enrolamentos do rotor (ABAD et al., 2011).

A grande vantagem deste modelo é o custo reduzido do conversor utilizado, uma vez que, segundo Ackermann (2005), necessita apenas de 30% do valor de potência nominal do gerador DFIG. A topologia deste do gerador de velocidade variável com escala parcial está ilustrada na figura 14.

Figura 14 – Aerogerador com velocidade variável - escala parcial



Fonte: (FRANCO, 2015)

A tabela 1 apresenta de maneira resumida os pontos positivos e negativos de cada topologia citada neste capítulo.

Tabela 1 – Vantagens e Desvantagens das principais topologias de aerogeradores

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

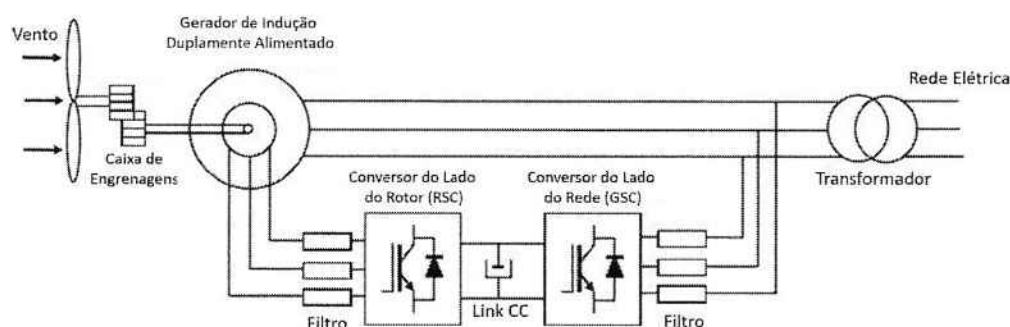
Fonte: (FRANCO, 2015)



## Conversor *Back-to-Back*

Neste capítulo serão detalhados os princípios de funcionamento do conversor *back-to-back*, analisando separadamente os dois conversores que o integram, aquele que se coloca do lado da rede (GSC), e o conversor do lado do rotor (RSC), além de esclarecer a estratégia de controle escolhida para esse projeto.

Figura 15 – Diagrama geral do sistema



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

### 3.1 Estratégia de Ajuste dos Controladores

Neste trabalho optou-se, como visto em Quéval e Ohsaki (2012), por adotar o método de controle de um conversor *back-to-back* para um gerador DFIG.

Para se obter melhor aproveitamento do gerador DFIG é necessário projetar um controle para os conversores, tanto do lado da rede (GSC) quanto para o lado do rotor (RSC). Ackermann (2005) e Abad et al. (2011) explicam que dessa forma é possível atingir o máximo de potência ativa transmitida, além de criar a possibilidade de se controlar o fluxo de reativos entre o gerador elétrico e a rede.

Este método tem como base os controladores PI e as funções de controle interno e externo. Esses controladores não apresentam erro de regime e são amplamente utilizados

na indústria. A função de controle interno é mais rápida, sendo utilizada para controle da corrente elétrica entre rede e conversor, no caso do GSC, e para controle da corrente entre conversor e rotor no caso do RSC. Já a função de controle externo é mais lenta, sendo utilizada para controle da variação de tensão no Link CC no caso do conversor GSC e para o controle de velocidade ou potência ativa e reativa no caso do conversor RSC. Fazendo algumas aproximações, chega-se na equação (6), tornando possível a aplicação do Método Simétrico Ótimo (Symmetrical Optimum Method).

$$H_{OL}(s) = \frac{K}{(1 + T_a s)s} \quad (6)$$

Fazendo uso desse método, de acordo com Quéval e Ohsaki (2012), o sistema suporta um delay maior, permitindo o cálculo da frequência crítica, além de fornecer diretamente os parâmetros do PI que será utilizado no controle, como mostram as equações (7) e (8).

$$G_{PI} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s}\right) \quad (7)$$

$$(\alpha, T_i, K_p) = \left(\frac{1}{\omega_c T_a}, \alpha^2 T_a, \frac{1}{\alpha T_a K}\right) \quad (8)$$

Para realizar os controles tanto de laço interno, ou seja, os controles das correntes  $I_d$  e  $I_q$ , como os controles de laço externo, de tensão no Link CC (no caso do conversor GSC) e de velocidade do rotor (no caso do conversor RSC), utilizou-se o Método Simétrico Ótimo. Essa escolha se deve ao fato de ter sido possível aproximar os modelos de controle de corrente, tensão no Link CC e velocidade do rotor pela equação (6), simplificando o cálculo dos parâmetros dos controladores PI.

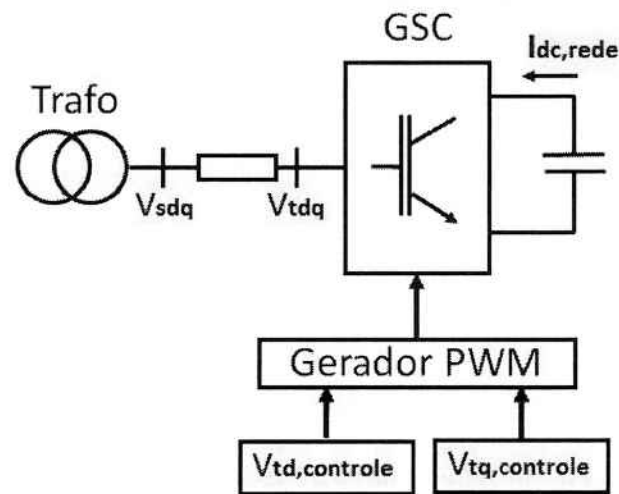
Quanto ao controle de laço externo de potência reativa, não foi possível realizar essa aproximação pela equação (6), sendo necessário utilizar outra estratégia. Para tanto, o método escolhido foi o Método de Síntese Direta (Direct Synthesis Method), através do qual tornou-se possível calcular os valores dos parâmetros do PI por meio dos parâmetros da função de primeira ordem (tempo de subida, atraso e ganho).

## 3.2 Conversor do Lado da Rede

O sistema de controle do lado da rede engloba, segundo Abad et al. (2011), o GSC, o capacitor do link CC e um filtro de harmônicas. Utilizando-se do sinal de tensão da rede para desempenhar o controle.

A principal função do controle do GSC é, como explicam Quéval e Ohsaki (2012), permitir o controle necessário para que a potência ativa gerada pela máquina e provinda do RSC seja transferida para a rede. Para isso, o controle regula a variação de tensão no link CC. Os autores ainda colocam uma segunda função para o controle deste conversor, estabelecer o fluxo de reativos entre o sistema de geração e a rede elétrica. De acordo

Figura 16 – Esquema simplificado do modelo do GSC



com Franco (2015), ao utilizar o valor de referência  $I_{qs}^* = 0$ , produz-se uma tensão  $V_{qs}$  de referência para o conversor, tornando nulo o fluxo de reativos entre gerador e rede.

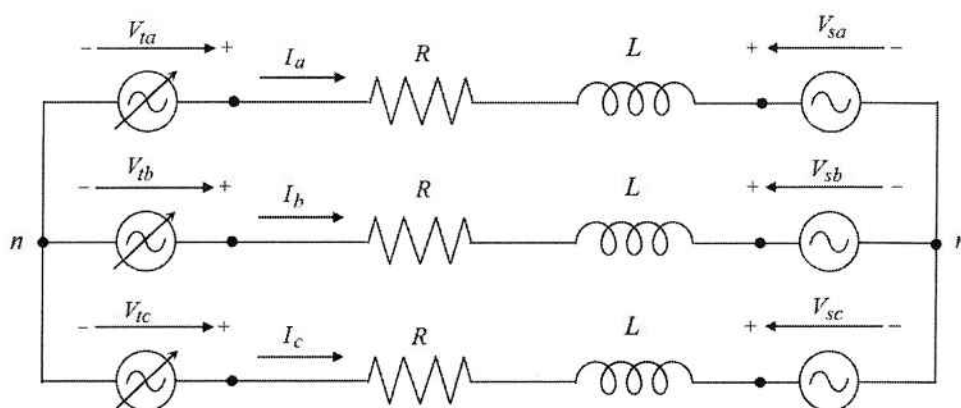
### 3.2.1 Modelagem

Visando facilitar os cálculos e o entendimento, optou-se por modelar separadamente cada componente do sistema de conversão. Nesta seção está explicitada a modelagem para os componentes referentes ao GSC.

#### 3.2.1.1 Conjunto Rede-Filtro-Converter

Pode-se modelar o sistema do GSC de acordo com o esquema da figura 17.

Figura 17 – Representação simplificada do sistema trifásico do lado da rede



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

Aplicando a Lei de Kirchlhoff, obtém-se a equação (9). Sendo  $V_t$  a tensão no conversor,  $I$  a corrente no sistema,  $L$  e  $R$  indutância e resistência do filtro.

$$V_t = IR + L\frac{dI}{dt} + V_s \quad (9)$$

Em seguida, aplicando a transformada de Park, chega-se em (10) e (11).

$$V_{dt} = RI_d + L\left(\frac{dI_d}{dt}\right) + V_{ds} + L\omega_s I_d \quad (10)$$

$$V_{qt} = RI_q + L\left(\frac{dI_q}{dt}\right) + V_{qs} - L\omega_s I_q \quad (11)$$

Sendo  $\omega_s$  a frequência da rede e  $V_{dt}$ ,  $V_{qt}$ ,  $V_{ds}$ ,  $V_{qs}$ ,  $I_d$ ,  $I_q$  as tensões em  $dq$  da rede e as correntes em  $dq$  do sistema, respectivamente. Os termos  $-L\omega_s$  e  $+L\omega_s$  são acoplados entre  $I_q$  e  $I_d$ . Para desacoplá-los, podemos definir duas variáveis:

$$\Delta V_q = V_{qt} - V_{qs} - L\omega_s I_d \quad (12)$$

$$\Delta V_d = V_{dt} - V_{ds} + L\omega_s I_q \quad (13)$$

Com isso, obtém-se a equação (14).

$$L\left(\frac{dI_d}{dt}\right) = \Delta V_d + I_d R \quad (14)$$

E, finalmente, aplicando Laplace, atingimos a função de transferência:

$$F(s) = \frac{I_d}{\Delta V_d} = \frac{I_q}{\Delta V_q} = \frac{1}{R} \frac{1}{(1 + \tau s)} \quad (15)$$

Sendo  $\tau = L/R$ .

### 3.2.1.2 Modulador PWM

Para a modelagem do modulador PWM, Quéval e Ohsaki (2012) explicam que, do ponto de vista de controle, o modulador é representado por uma função de primeira ordem:

$$G_{pwm}(s) = \frac{V_{out}}{V_{ctrl}} = \frac{1}{(1 + T_{pwm}s)} \quad (16)$$

Na qual  $T_{pwm} = \frac{1}{f_{pwm}}$ , sendo  $f_{pwm}$  é a frequência de modulação do PWM,  $V_{out}$  é a tensão de saída do modulador e  $V_{ctrl}$  é a tensão de entrada do mesmo.

### 3.2.1.3 Link CC

A potência da rede pode ser calculada, de acordo com Quéval e Ohsaki (2012), pela equação (17).

$$P_a = \frac{3}{2} V_{ds} I_d \quad (17)$$

E como a transferência de potência é instantânea,

$$V_{dc} I_{dcRede} = \frac{3}{2} V_{ds} I_d \quad (18)$$

a corrente que passa pelo capacitor do Link CC pode ser calculada pela equação (19).

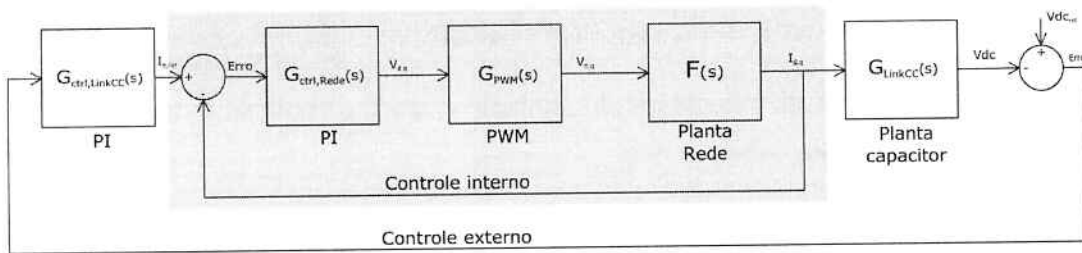
$$C \left( \frac{dV_{dc}}{dt} \right) = -I_{dcRede} - I_{dcRotor} \quad (19)$$

Segundo Quéval e Ohsaki (2012), podemos tratar  $I_{dcRotor}$  como uma perturbação e aproximar  $V_{ds}$  por  $\frac{V_{dc}}{2}$ . Dessa forma a função de transferência que descreve o comportamento no Link CC é:

$$G_{LinkCC} = -\frac{3}{4C} \frac{1}{s} \quad (20)$$

### 3.2.1.4 Controles de Laço Interno e Externo

Figura 18 – Diagrama de blocos do modelo de controle



As equações que definem a tensão de controle interno do conversor são, como mostrado por Quéval e Ohsaki (2012):

$$V_{dt,ctrl} = G_{ctrl,Rede}(s)(I_d^* - I_d) - V_{ds} + L\omega_s I_q^* \quad (21)$$

$$V_{qt,ctrl} = G_{ctrl,Rede}(s)(I_q^* - I_q) - V_{qs} + L\omega_s I_d^* \quad (22)$$

Sendo

$$G_{ctrl,rede}(s) = F(s)G_{pwm}(s) = \frac{1}{(1 + T_{pwm}(s))} \frac{1}{R} \frac{1}{(1 + \tau s)} \quad (23)$$

Levando em consideração que  $\tau$  é muito maior que  $T_{pwm}$ , podemos, novamente de acordo com Quéval e Ohsaki (2012), fazer a aproximação  $\frac{1}{(1+\tau s)} \approx \frac{1}{\tau s}$ , chegando à equação (24).

$$G_{ctrl,rede}(s) = F(s)G_{pwm}(s) = \frac{\frac{1}{(R\tau)}}{(1 + T_{pwm}s)s} \quad (24)$$

Dessa maneira, chega-se em:

$$(\alpha, T_i, K_p) = \left( \frac{1}{\omega_c T_{pwm}}, \alpha^2 T_{pwm}, \frac{1}{\alpha T_{pwm} \frac{1}{R\tau}} \right) \quad (25)$$

Em relação ao controle externo, o controlador da tensão no Link CC atua sobre o sistema rede-conversor-filtro, além do modulador PWM e do PI, que faz o controle interno. Todos esses componentes recebem um *feedback* através da corrente do sistema. Sendo assim, a função de controle externo não estaria na forma desejada para se utilizar o Método Simétrico Ótimo.

Como solução para esse problema, Quéval e Ohsaki (2012) sugere a aproximação dessa função por uma função de transferência de primeira ordem, como visto a seguir.

$$G_{Aprox}(s) = \frac{I_d}{I_d^*} = \frac{1}{(1 + T_{Aprox}s)} \quad (26)$$

Sendo  $T_{Aprox} = \frac{t_{s,10\%}}{2.3}$ , onde  $t_{s,10\%}$  corresponde ao tempo de acomodação de 10% da função original, então obtemos a função de controle (27).

$$G_{ctrl,LinkCC}(s) = G_{LinkCC}(s) * G_{Aprox}(s) = -\frac{3}{4C} \frac{1}{(1 + T_{Aprox}s)s} \quad (27)$$

Como  $\alpha$  influencia na velocidade do controle e, para o controle externo, é necessário um controle mais lento, assumiremos:

$$(\alpha, T_i, K_p) = \left( 3, \alpha^2 T_{Aprox}, \frac{\frac{-4C}{3}}{\alpha T_{Aprox}} \right) \quad (28)$$

## 3.2.2 Simulações

Utilizando a ferramenta Simulink, realizou-se simulações com os valores calculados, visando validar o modelo de controle projetado. Os resultados são mostrados a seguir.

### 3.2.2.1 Parâmetros

Para validar o modelo de controle proposto em software, foram necessárias algumas simulações. Para concretizá-las utilizamos os parâmetros apresentados por Quéval e Ohsaki (2012). Os valores podem ser observados nas tabelas 2 e 3. A demonstração de como se chegou em cada valor será detalhada ao longo deste capítulo.

Tabela 2 – Valores dos parâmetros do gerador DFIG

Gerador		
$S_{nom} = 2MW$	$V_{nom} = 690V$	$f_{nom} = 60Hz$
$L_{leakage,estator} = 0.14pu$	$L_{leakage,rotor} = 0.14pu$	$L_{mag} = 4pu$
$R_{estator} = 0.04pu$	$R_{rotor} = 0.04pu$	$s = \pm 0.3$
$H = 0.685$	$J = 77.11kg.m^2$	$P_p = 2$

Tabela 3 – Valores dos parâmetros do GSC

Rede	
GSC/Filtro	
$V_{nom,GSC} = 690V$	$R_{filtro} = 0.0025pu$
$P_{nom,GSC} = 600kW$	$L_{filtro} = 0.15pu$
$I_{nom,GSC} = 710A$	$V_{dc} = 1239V$
Controle	
$K_{P,corrente} = 0.178$	$K_{P,capacitor} = -2.737$
$K_{I,corrente} = 31.74$	$K_{I,capacitor} = -72.31$
$\alpha = 3$	

Para o filtro de harmônicos utilizamos valores típicos,  $L_{filtro} = 0.15pu$  e  $R_{filtro} = \frac{0.15}{f_n}pu$ . E finalmente para a tensão do Link CC, levando em consideração as flutuações na rede, a queda de tensão no filtro e a confiabilidade do processo, escolhemos, embasados por Quéval e Ohsaki (2012),  $V_{dc} = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}}V_n x$ , sendo  $x$  um fator de sobretensão. Como neste caso temos baixa tensão, definimos  $x = 1.1$ .

O valor do capacitor presente no Link CC é calculado pela equação (29).

$$C = \frac{S_n}{4\pi f_n V_{dc} \Delta V_{dc}} \quad (29)$$

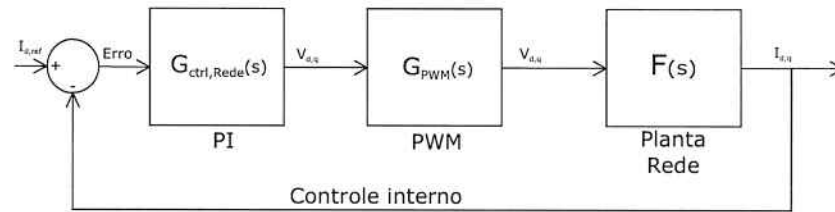
Sendo  $\Delta V_{dc}$  a variação de tensão permitida durante carga e descarga do capacitor. Para as simulações, definimos  $\Delta V_{dc} = 2\%$ . Também foi utilizado um resistor no Link CC para garantir potência nominal no conversor durante os testes. Calcula-se esse resistor pela equação (30).

$$R_{dc} = \frac{V_{dc}^2}{S_n} \quad (30)$$

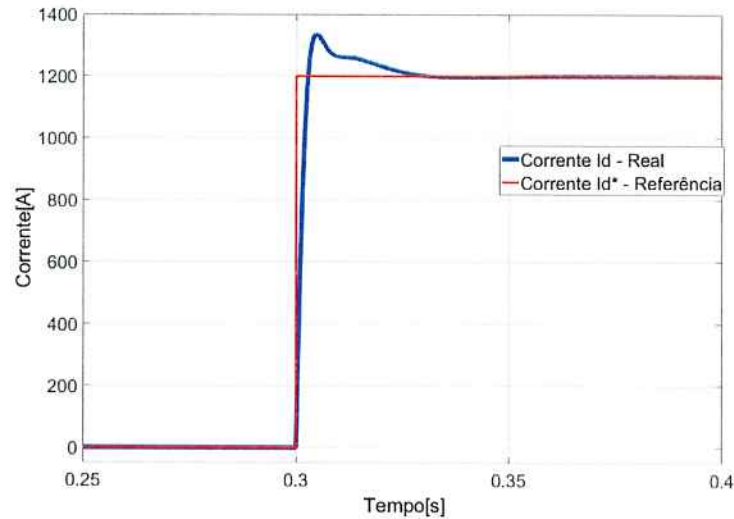
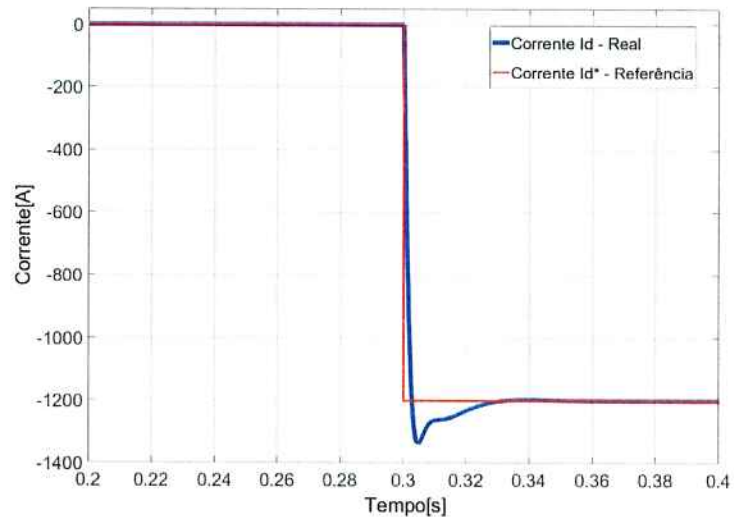
### 3.2.2.2 Controle do Laço Interno

Para facilitar a montagem inicial para as simulações e a verificação do funcionamento do controle de loop interno, substituímos o capacitor por uma fonte DC. Utilizamos também um conversor modelo *Voltage Source Converter* (VSC).

Figura 19 – Diagrama de blocos do modelo de controle interno



Colocando como corrente de referência  $I_d^*$  um degrau, temos a resposta para a corrente do conversor  $I_d$  nas figuras 20 e 21.

Figura 20 – Resposta de  $I_d$  ao degrau positivoFigura 21 – Resposta de  $I_d$  ao degrau negativo

Através desses gráficos, obtém-se os parâmetros básicos do controle: tempo de subida para  $0.63I_d t_s \approx 2.2ms$ , tempo de pico  $t_{pico} \approx 16ms$ , tempo de acomodação de 10% da corrente de regime  $t_{acom,10\%} \approx 24ms$  e corrente máxima obtida pela corrente regime  $\%I_{max} \approx 17.5\%$ .

Agora, fazendo o mesmo com relação a  $I_q^*$  e  $I_q$ , obtivemos resultados bem próximos em relação aos citados anteriormente. Pode-se perceber isso nas figuras 22 e 23.

Figura 22 – Resposta de  $I_q$  ao degrau positivo

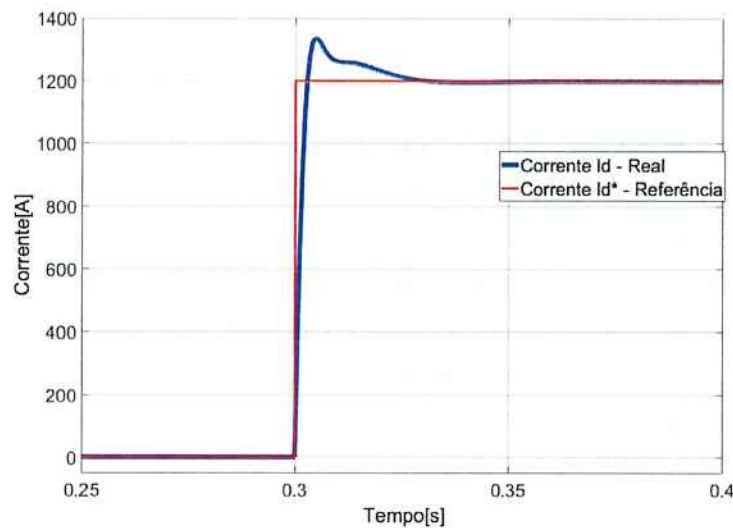
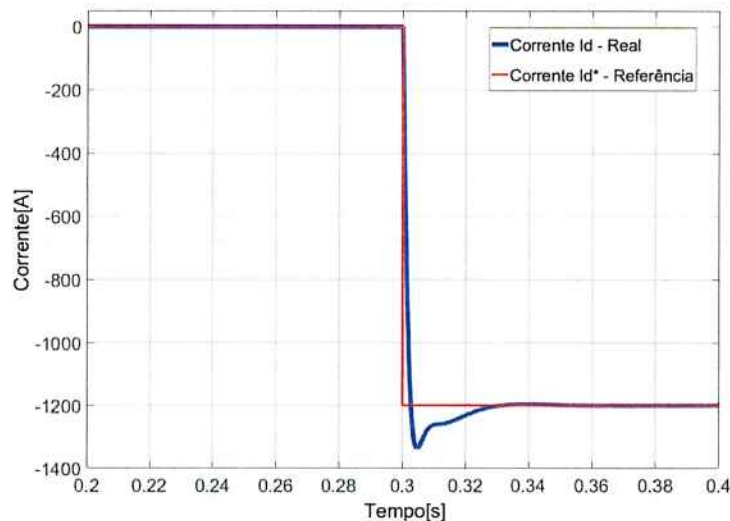


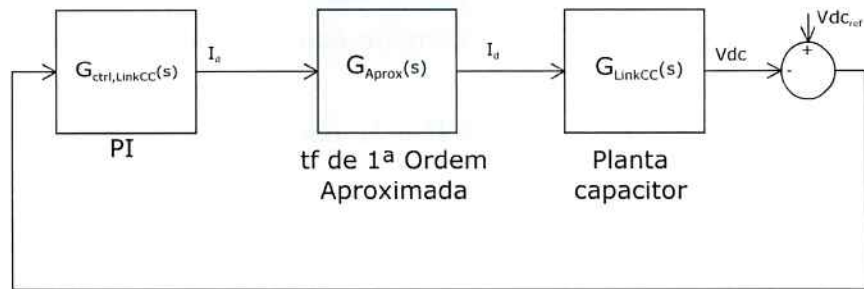
Figura 23 – Resposta de  $I_q$  ao degrau negativo



### 3.2.2.3 Controle de Laço Externo

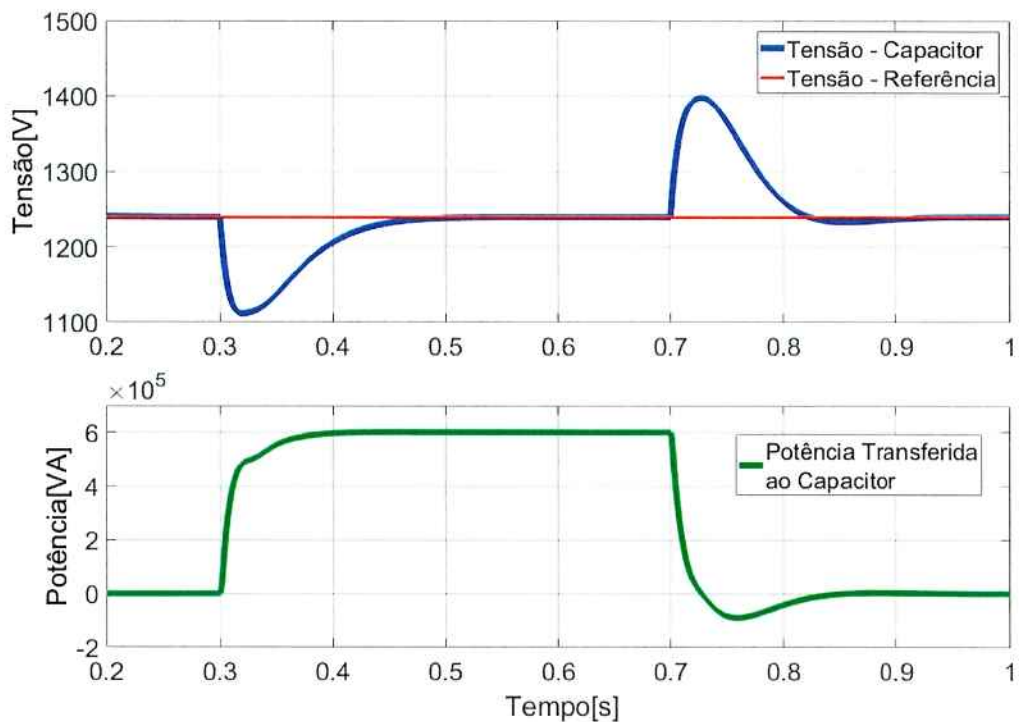
Para esta simulação, inserimos o capacitor no Link CC e o modulador PWM. A figura 24 mostra o diagrama de blocos para o controle externo.

Figura 24 – Diagrama de blocos do modelo de controle externo



Inicialmente, monitora-se o comportamento da tensão no Link CC em regime no intervalo 0 a 0.3s. Ao atingir 0.3s, insere-se uma carga de potência equivalente à nominal do conversor, sendo a mesma retirada quando a simulação atinge 0.7s de duração. Isso pode ser visto na figura 25. Verifica-se também que o fluxo de potência ativa rapidamente atinge o valor desejado, alimentando a carga e evitando que a tensão no Link CC varie significativamente. Por fim, na retirada da carga (aos 0.4s de simulação), é exigido do conversor uma inversão no fluxo de potência para que o capacitor, que nessa situação está com tensão acima da referência, se descarregue até que o valor da tensão no Link CC se estabilize no valor de referência.

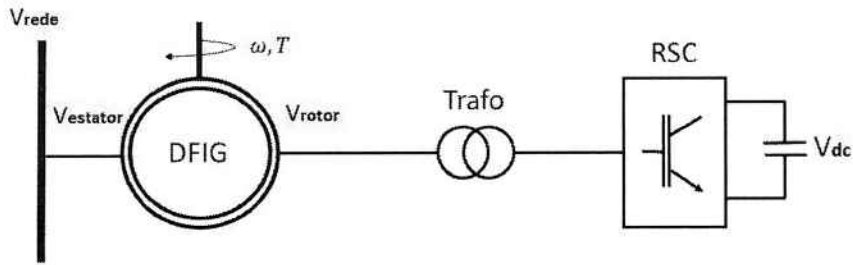
Figura 25 – Tensão no capacitor durante colocação e retirada da carga / Potência transferida ao capacitor no período



### 3.3 Conversor do Lado do Rotor

O sistema de controle do RSC é composto pelo mesmo, o rotor do gerador elétrico e por um transformador, como se pode ver na figura 26.

Figura 26 – Esquema simplificado do modelo do RSC



A principal função do RSC é, como explica Ackermann (2005), permitir o controle da transferência de potência ativa e reativa através do controle das componentes  $I_q$  e  $I_d$ .

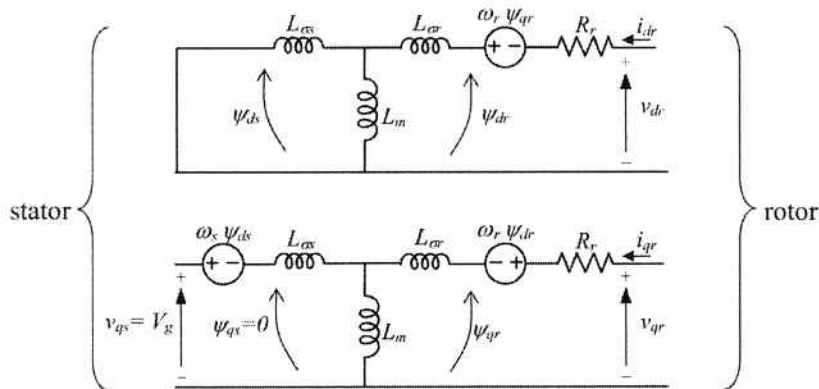
#### 3.3.1 Modelagem

Como dito anteriormente, modelou-se cada componente separadamente. A modelagem daqueles referentes ao RSC é detalhada nesta seção.

##### 3.3.1.1 Conjunto Rotor-Transformador-Conversor

Considerando que os parâmetros de magnetização do transformador são elevados, podemos modelá-lo como uma indutância e uma resistência em série.

Figura 27 – Representação do sistema em  $dq0$



Fonte: (ABAD et al., 2011)

Utilizando os valores de indutância e resistência do lado de baixa tensão, temos que:

$$V_{dtrafo} = (L_1 + L'_2)\left(\frac{dI_d}{dt}\right) + (R_1 + R'_2)I_d - I_{qr}\omega_r(L_1 + L'_2) \quad (31)$$

$$V_{qtrafo} = (L_1 + L_2') \left( \frac{dI_q}{dt} \right) + (R_1 + R_2') I_q + I_{dr} \omega_r (L_1 + L_2') \quad (32)$$

Tomando como referência o ângulo da tensão no rotor e desprezando a resistência do estator, a tensão fica alinhada com o eixo de quadratura, de maneira que se pode adotar o modelo em  $dq0$  do rotor, como explica Abad et al. (2011).

A tensão do rotor é dada pelas equações (33) e (34).

$$V_{dr} = R_r I_{dr} - \omega_r \Psi_{qr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt} \quad (33)$$

$$V_{qr} = R_r I_{qr} - \omega_r \Psi_{dr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt} \quad (34)$$

Abad et al. (2011) ainda mostra que a relação entre o fluxo magnético no rotor e sua corrente é dada pelas equações (35) e (36), sendo  $\sigma L = (L_r - \frac{L_m^2}{L_s})$  e  $L_r$  a indutância própria do rotor,  $L_s$  a indutância própria do estator e  $L_m$  a condutância de magnetização.

$$\Psi_{dr} = \sigma L I_{dr} + \frac{L_m}{L_s} \Psi_{ds} \quad (35)$$

$$\Psi_{qr} = \sigma L I_{qr} \quad (36)$$

Chega-se então às equações (37) e (38).

$$V_{dr} = R_r I_{dr} - \omega_r \sigma L I_{qr} + \sigma L \frac{dI_{dr}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\Psi_{ds}}{dt} \quad (37)$$

$$V_{qr} = R_r I_{qr} + \omega_r \sigma L I_{dr} + \sigma L \frac{dI_{qr}}{dt} + \frac{L_m}{L_s} \Psi_{ds} \quad (38)$$

Durante o estado estacionário, a variação do fluxo no estator é zero. Além disso, como o fluxo do estator não depende das variáveis de controle do laço, ele é percebido como uma perturbação que será corrigida pelo próprio controle, podendo então ser desconsiderado na equação (38).

Levando em conta a presença do transformador, temos que:

$$V_{dctrl} = V_{dr} + V_{dtrafo} = R_r' I_{dr} - (\sigma L') \omega_r I_{qr} + (\sigma L') \left( \frac{dI_{dr}}{dt} \right) \quad (39)$$

$$V_{qctrl} = V_{qr} + V_{qtrafo} = R_r' I_{qr} + (\sigma L') \omega_r I_{dr} + (\sigma L') \left( \frac{dI_{qr}}{dt} \right) \quad (40)$$

Sendo  $\sigma L' = \sigma L + (L_1 + L_2)$  e  $R_r' = R_r + (R_1 + R_2')$ .

Considerando as equações (41) e (42),

$$\Delta V_{dctrl} = V_{dctrl} + (\sigma L') \omega_r I_{qr} \quad (41)$$

$$\Delta V_{qctrl} = V_{qctrl} - (\sigma L')\omega_r I_{dr} \quad (42)$$

e isolando a derivada de corrente, chega-se em (43) e (44).

$$\sigma L' \left( \frac{dI_{dr}}{dt} \right) = \Delta V_{dctrl} + R'_r I_{dr} \quad (43)$$

$$\sigma L' \left( \frac{dI_{qr}}{dt} \right) = \Delta V_{qctrl} + R'_r I_{qr} \quad (44)$$

Por fim, aplicando a transformada de Laplace, obtemos a equação (45).

$$F'(s) = \frac{I_{qr}}{\Delta V_{qctrl}} = \frac{I_{dr}}{\Delta V_{dctrl}} = \frac{1}{R'_r} \frac{1}{(1 + \tau' s)} \quad (45)$$

Onde  $\tau' = \frac{\sigma L'}{R'_r}$ .

Uma observação importante é que o PWM utilizado no conversor do lado do rotor é o mesmo utilizado do lado na rede, de forma que aplica-se a equação (16).

### 3.3.1.2 Velocidade

Segundo Quéval e Ohsaki (2012), a velocidade do rotor se relaciona com o torque pela equação (46) a seguir.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m + T_e + T_{amort} \quad (46)$$

Sendo  $\omega_m$  a velocidade do eixo,  $T_m$  o torque mecânico,  $T_e$  o torque eletromagnético e  $T_{amort}$  o torque de amortecimento.

Abad et al. (2011) explicam que o torque eletromagnético do gerador se relaciona com a corrente pela expressão (47).

$$T_e = -\frac{3}{2} P_p \left( \frac{L_m}{L_s} \right) \left( \frac{V_g}{\omega_s} \right) I_{qr} \quad (47)$$

Sendo  $P_p$  o número de pares de pólos da máquina,  $\omega_s$  a frequência da rede e  $V_g$  a tensão no estator.

Do ponto de vista de controle, pode-se considerar o torque mecânico como uma perturbação, uma vez que este não depende das variáveis de controle. Levando em conta ainda que, em regime permanente,  $\omega_s$  e  $V_g$  são constantes e desconsiderando o torque de amortecimento, chega-se na expressão (48).

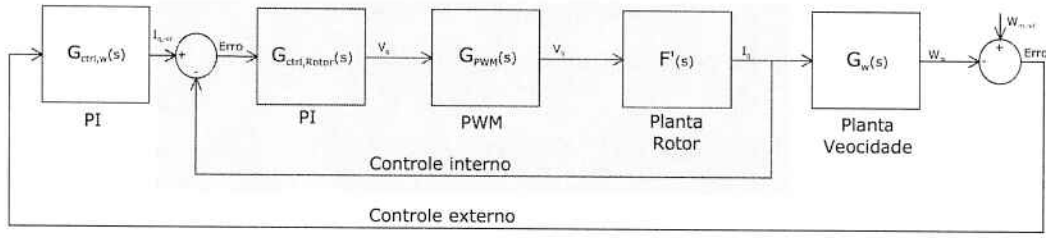
$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_e \quad (48)$$

E, finalmente, aplicando Laplace, temos a função de transferência expressa em (49).

$$G_\omega(s) = \frac{\omega_m}{I_{qr}} = -P_p \frac{3L_m V_g}{2L_s \omega_s} \left( \frac{1}{s} \right) \quad (49)$$

O diagrama de blocos do modelo de controle de velocidade pode ser visto na figura 28.

Figura 28 – Diagrama de blocos do modelo de controle de velocidade do rotor



### 3.3.1.3 Reativos

A potência reativa no estator da máquina se relaciona com a corrente  $I_{dr}$ , de acordo com Abad et al. (2011), como expresso na equação (50).

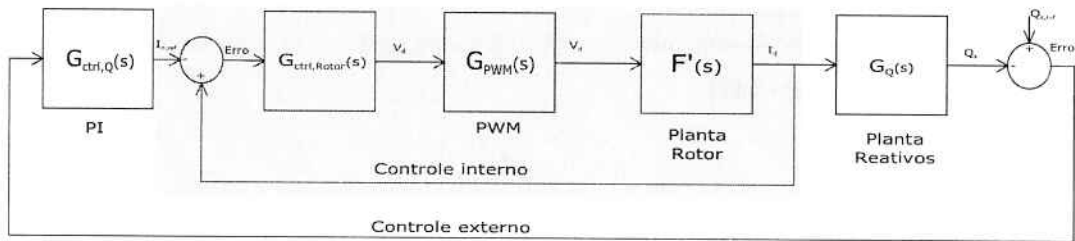
$$G_s = \frac{3}{2} \left( \frac{V_g^2}{\omega_s L_s} - \frac{L_m}{L_s} V_g I_{dr} \right) \quad (50)$$

Como o termo  $\frac{3V_g^2}{2\omega_s L_s}$  não depende das variáveis de controle, é possível considerá-lo uma perturbação e, utilizando Laplace, obtém-se a equação (51).

$$G_Q(s) = \frac{Q_s}{I_{dr}} = -\left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{L_m}{L_s}\right) V_g I_{dr} \quad (51)$$

O diagrama de blocos do modelo de controle de reativos pode ser visto na figura 29.

Figura 29 – Diagrama de blocos do modelo de controle de reativos



### 3.3.1.4 Controles de Laço Internos e Externos

De forma semelhante ao visto para o GSC, o controle interno de corrente para o RSC é, utilizando as equações (41) e (42), dado pelas equações a seguir.

$$V_{dr,ctrl} = G_{ctrl,Rotor}(s)(I_{dr}^* - I_{dr}) + \omega_s(\sigma L' I_{qr}^*) \quad (52)$$

$$V_{qr,ctrl} = G_{ctrl,Rotor}(s)(I_{qr}^* - I_{qr}) + \omega_s(\sigma L' I_{dr}^*) \quad (53)$$

Sendo  $G_{ctrl,Rotor}(s) = F'(s) * G_{pwm} = \frac{1}{R_r'} \frac{1}{(1+\tau' s)} \frac{1}{(1+T_{pwm} s)}$ .

Como visto anteriormente, levando-se em consideração que  $\tau'$  é muito maior que  $T_{pwm}$ , pode-se simplificar a expressão anterior, chegando na equação (54).

$$G_{ctrl,Rotor}(s) = F'(s) * G_{pwm} = \frac{\frac{1}{R_r \tau'}}{(1 + T_{pwm} s)} \quad (54)$$

Do método de controle aplicado, temos:

$$(\alpha, T_i, K_p) = (9, \alpha^2 T_{pwm}, \frac{1}{\alpha T_{pwm} \frac{1}{R_r \tau'}}) \quad (55)$$

O parâmetro  $\alpha$  foi utilizado para diminuir o valor de  $K_p$  e  $K_i$  do controlador, pois o mesmo, com os valores originais, apresentou uma oscilação em sua saída. O ajuste desses parâmetros foi feito levando em conta o tempo de subida e o tempo de acomodação.

Quanto ao controle externo, a máquina, de maneira semelhante ao que ocorre no caso do GSC, atua sobre todo o laço de controle interno. O comportamento do laço de controle interno é descrito, do ponto de vista do laço externo, por uma função de transferência de ordem três. Dessa maneira, esta função não é adequada para se aplicar o Método Simétrico Ótimo, então, utilizando a mesmo método alternativo proposto anteriormente, obtém-se:

$$G'_{aprox}(s) = \frac{I_{dr}}{I_{dr}^*} = \frac{I_{qr}}{I_{qr}^*} = \frac{1}{(1 + T'_{Aprox} s)} \quad (56)$$

Sendo  $T'_{Aprox} = \frac{t_{s,10\%}}{2,3}$ .

Para o controle de velocidades, tem-se:

$$I_q^* = G_{ctrl,\omega}(\omega_m^* - \omega_m) \quad (57)$$

$$G_{ctrl,\omega} = G_\omega(s) * G'_{aprox}(s) = -\frac{1}{s} \frac{P \frac{3L_m V_g}{2J L_s \omega_s}}{1 + T'_{Aprox} s} \quad (58)$$

E utilizando o Método Simétrico Ótimo, chegamos aos parâmetros do PI, descritos na expressão (59).

$$(\alpha, T_i, K_p) = \left( \frac{1}{\omega_c T'_{Aprox}}, \alpha^2 T'_{Aprox}, -\frac{\frac{3}{2} V_g \frac{L_m}{L_s}}{\alpha T'_{Aprox} \frac{1}{R_r \tau'}} \right) \quad (59)$$

Já para o controle de reativos, analogamente:

$$I_d^* = G_{ctrl,Q}(Q_s^* - Q_s) \quad (60)$$

$$G_{ctrl,Q} = G_Q(s) * G'_{aprox}(s) = -\frac{\frac{3L_m V_g}{2L_s}}{1 + T'_{Aprox} s} \quad (61)$$

Como a função de transferência obtida em (58) não pode ser aproximada pelo método simétrico ótimo, utilizou-se a função 'ReactionCurve', do Matlab, para obtenção do ganho  $K_1$ , da constante de tempo  $T_1$  e do atraso  $T_{atraso}$  através da resposta ao degrau da função (61).

Com esses parâmetros, aplicou-se o Método de Síntese Direta para obter:

$$(K_p, T_i) = \left( \frac{T_1}{K_1(aT_1 + T_{atraso})}, T_1 \right) \quad (62)$$

Sendo  $a$  a relação de transformação.

### 3.3.2 Simulações

Com os valores obtidos, realizou-se simulações visando validar o modelo projetado. Os resultados estão detalhados a seguir nesta seção.

#### 3.3.2.1 Parâmetros

Utilizamos os parâmetros da máquina de 2MW, explicitados por Abad et al. (2011). Os valores desses parâmetros são apresentados nas tabelas 2 e 4, respeitando a nomenclatura utilizada até o momento.

Tabela 4 – Valores dos parâmetros para o RSC

Rotor	
RSC	
$V_{nom,RSC} = 217V$	$I_{nom,RSC} = 2367A$
$P_{nom,RSC} = 600kW$	
Controle	
$K_{P,corrente} = 0.116$	$K_{P,velocidade} = 587.8$
$K_{I,corrente} = 2.575$	$K_{I,velocidade} = 11883$
$K_{P,reativo} = 0.0003$	$\alpha = 9$
$K_{I,reativo} = 0.0491$	

Sendo  $H$  a constante de inércia da máquina, pode-se calcular, segundo Andersson (2012) um valor aproximado para o momento de inércia da mesma pela equação (63).

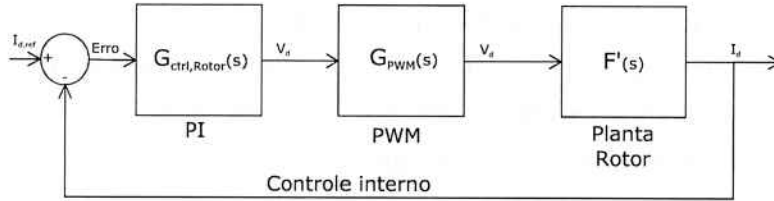
$$J = 2 * S_n * \frac{1}{\left(\frac{\omega_s}{P_p}\right)^2} \quad (63)$$

Para realizar os testes do controle interno utilizamos o modo de velocidade do modelo da máquina de indução do Matlab e colocamos como entrada a velocidade síncrona.

E para realizar as simulações do controle de velocidade e de potência reativa, trocamos para o modelo de torque na máquina do Matlab, alterando o torque de entrada de acordo com a necessidade dos ensaios.

### 3.3.2.2 Controle do Laço Interno

Figura 30 – Diagrama de blocos do modelo de controle interno do lado do RSC



Monitorando a corrente de referência de controle  $I_{dr}^*$  e a corrente do rotor  $I_{dr}$  vemos a resposta do controle a um degrau de corrente positiva e negativa nas figuras 31 e 32. Dessa maneira, pode-se estimar alguns parâmetros do controle.

Figura 31 – Resposta de  $I_d$  ao degrau positivo

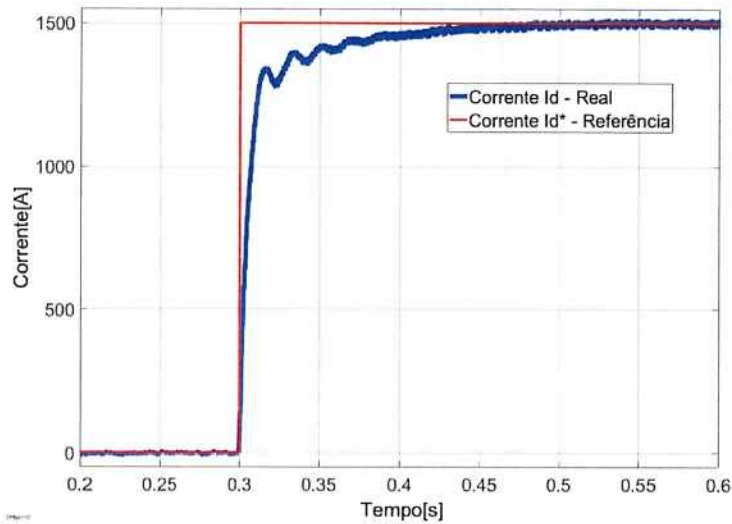
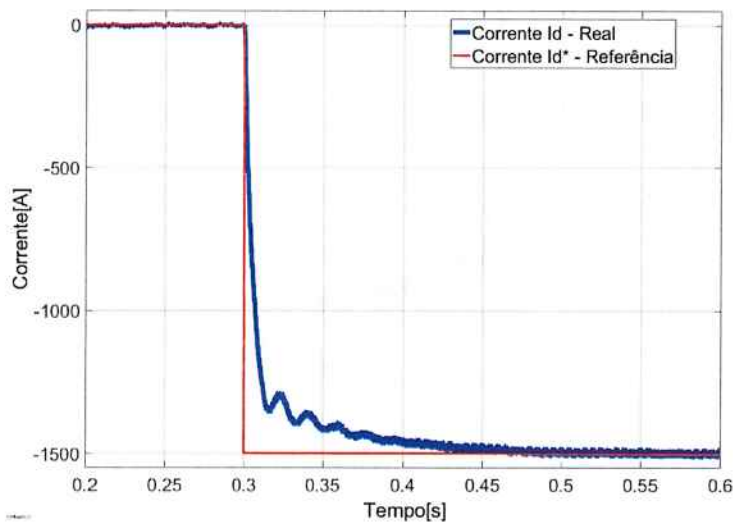


Figura 32 – Resposta de  $I_d$  ao degrau negativo



Observamos em ambos os casos uma oscilação na corrente do rotor não típica deste tipo de controle, por essa oscilação ter características semelhantes ao transitório da simulação (mesma fase e frequência), conclui-se que o controlador amplia essa oscilação, interferindo no controle. Porém, mesmo com essa oscilação, não observou-se sobressinal na corrente do rotor e o tempo de acomodação foi satisfatório  $t_{acom,10\%} \approx 44ms$  (dentro de 3 períodos da corrente do estator). Além disso, atingiu-se um bom valor de tempo de subida  $t_s \approx 2.2ms$ .

Repetindo o teste anterior, mas agora monitorando a corrente de referência  $I_{qr}^*$  e a corrente do rotor  $I_{qr}$ , obtém-se os resultados mostrados nas figuras 33 e 34.

Figura 33 – Resposta de  $I_q$  ao degrau positivo

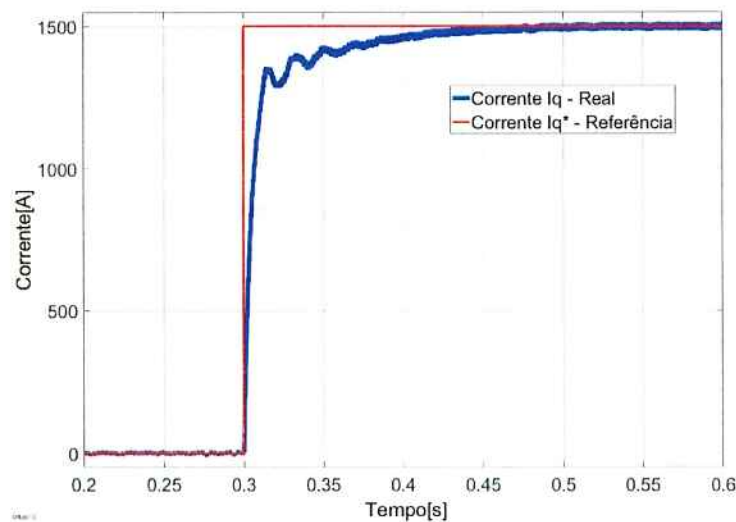
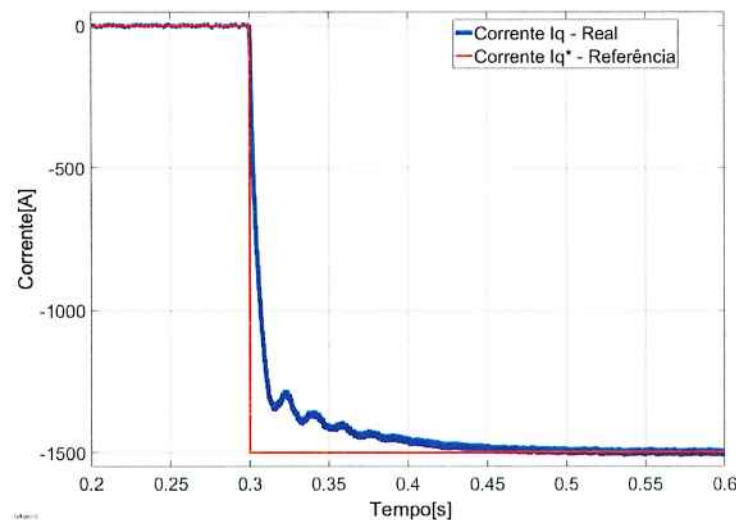


Figura 34 – Resposta de  $I_q$  ao degrau negativo

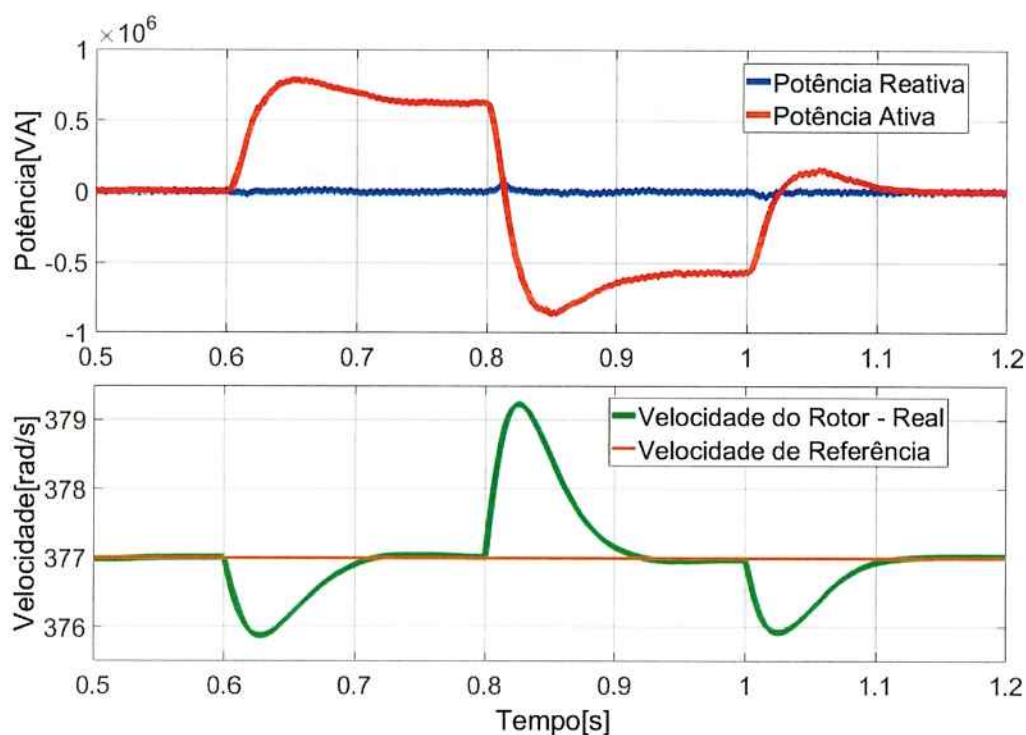


Nota-se resultados semelhantes para os parâmetros e para a forma de onda. Também é possível perceber a oscilação não típica a essa forma de controle.

### 3.3.2.3 Controle do Laço Externo

Para o controle de velocidade, mede-se a velocidade do eixo do rotor, alternando a carga partindo do zero. Insere-se torque frenante de  $0.5pu$  (entre 0.6 e 0.8s) e em seguida torque acelerante de  $0.5pu$  (entre 0.8 e 1.0s), voltando ao zero a seguir, como se pode ver na figura 35. Além disso, com os valores de potência ativa e reativa e com o valor de referência do torque, pode-se observar, também em 35, a ação de controle sobre essa variável quando se promove uma mudança de carga no rotor. Outro ponto importante é que a potência reativa não se altera com a mudança de carga.

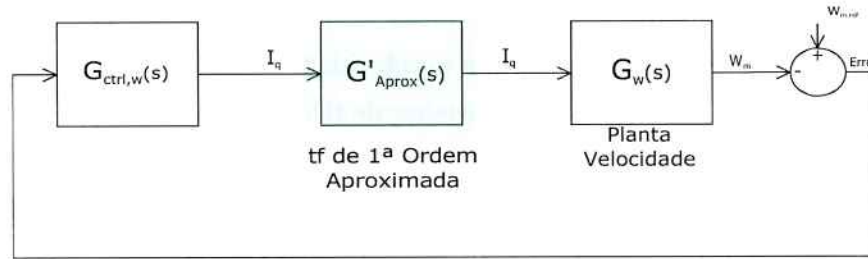
Figura 35 – Ação do controle sobre a potência ativa fornecida / Velocidade do eixo do rotor



Dessa simulação, se obtém os seguintes parâmetros de controle: tempo de subida  $t_s \approx 15ms$ ; tempo de acomodação  $t_{acom,10\%} \approx 90ms$ ; tempo de pico  $t_{pico} \approx 40ms$  e potência ativa máxima  $\%P_{max} = 15\%$ .

Pode-se visualizar o diagrama de blocos do modelo de controle externo de velocidade na figura 36.

Figura 36 – Diagrama de blocos do modelo de controle externo de velocidade



Para o controle de reativos, realizou-se uma simulação na qual se colocou na entrada da malha de controle um degrau positivo de  $0.8pu$  e em seguida um degrau negativo de  $0.5pu$ . A resposta do sistema pode ser vista nas figuras 37 e 38.

Figura 37 – Ação do controle sobre a potência reativa - Degrau positivo

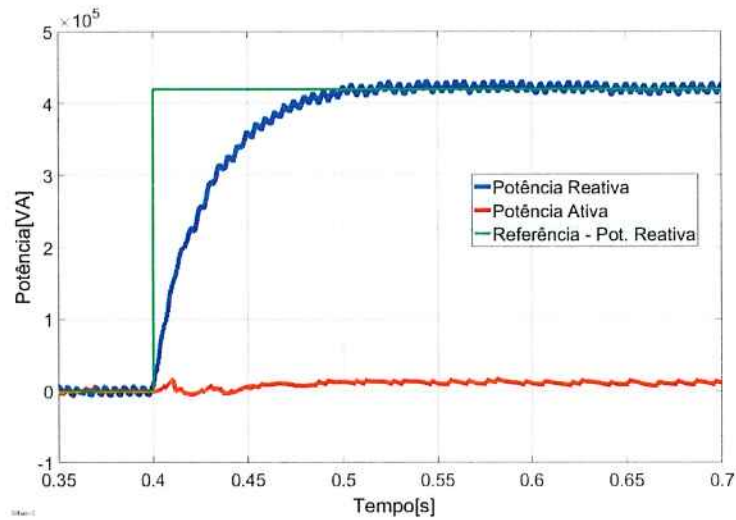
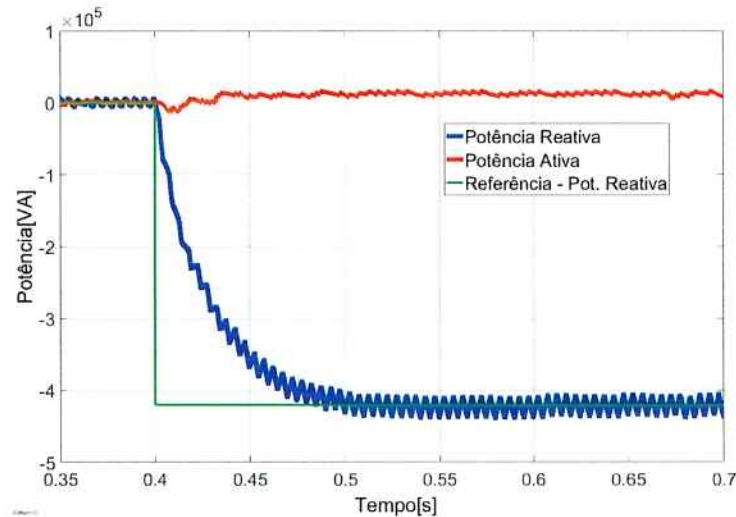


Figura 38 – Ação do controle sobre a potência reativa - Degrau negativo

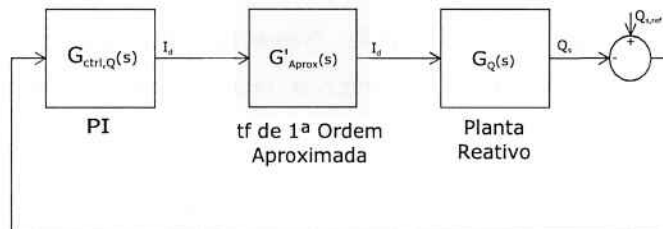


Através dessas respostas pode-se estimar o tempo de subida  $t_s \approx 15ms$  e o tempo de acomodação  $t_{acom,10\%} \approx 90ms$ . Não há sobressinal.

Vale observar que ambos os controles, tanto o de velocidade do rotor, quanto o de reativos são consideravelmente mais lentos que o controle de corrente.

Ao final, concluiu-se que o conversor *back-to-back* possui um limite de fornecimento de reativos (representado na simulação, pela resposta ao degrau negativo) menor do que o seu teto de consumo de reativos (representado pela resposta ao degrau positivo). Isso se deve ao limite de tensão do Link CC. Ou seja, para exigir um fornecimento maior de potência reativa, seria necessário elevar ainda mais a tensão do capacitor, o que não é possível, limitando a curva de capacidade. O diagrama de blocos do modelo de controle externo de reativos pode ser visto na figura 39.

Figura 39 – Diagrama de blocos do modelo de controle externo de reativos



## 3.4 Integração dos Modelos de Controle

Uma vez testados, os dois modelos de controle (GSC e RSC) foram integrados e seu comportamento simulado, visando checar o correto funcionamento do controle integrado. Testou-se o controle integrado em quatro diferentes situações de operação, modo gerador subsíncrono e supersíncrono e modo motor subsíncrono e supersíncrono. É sabido que a operação em modo motor não é uma situação que ocorrerá na prática, porém as simulações foram realizadas para ilustrar que o controle funciona corretamente em todas as situações possíveis.

### 3.4.1 Modo Gerador

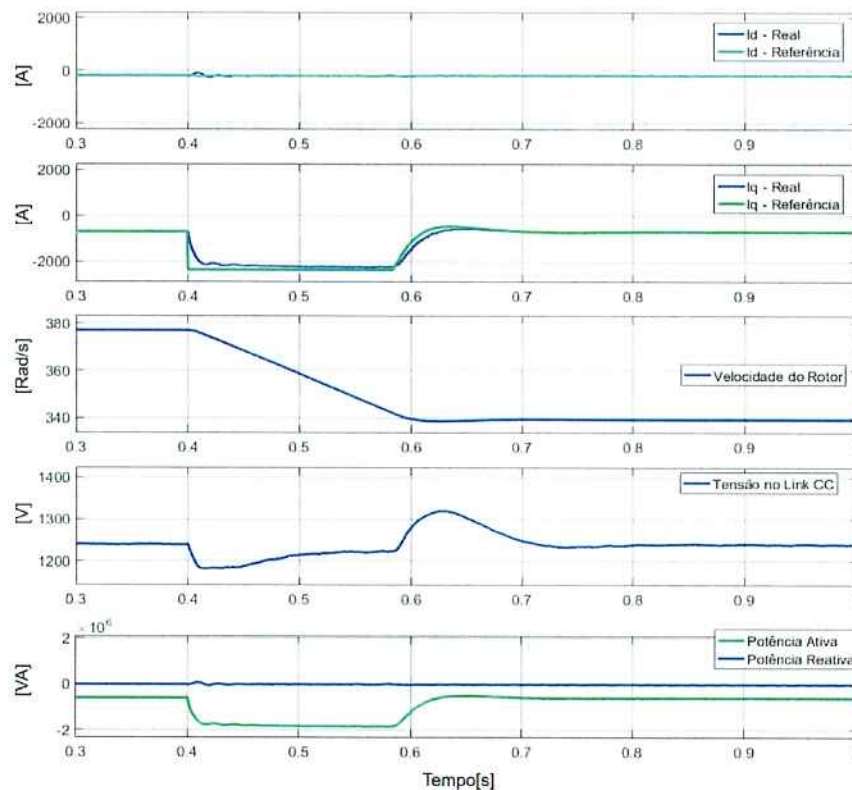
Consiste no modo em que a máquina irá de fato operar no caso da geração eólica. Vale lembrar que, no modelo completo do DFIG, o fluxo de potência depende do escorregamento do rotor da máquina e, como o escorregamento não ultrapassa a faixa de  $\pm 0.3$  do nominal, o fluxo de potência nos conversores também não ultrapassará a faixa de  $\pm 30\%$  da potência nominal. Dessa forma, foi necessário alterar a potência utilizada para calcular os parâmetros de controle para  $30\%$  da potência nominal da máquina. As simulações realizadas estão explicitadas a seguir. Em cada uma delas, o valor de referência da velocidade da máquina, no início, é o valor da velocidade nominal da mesma.

Atingido o regime, altera-se esse valor de referência, levando à máquina a uma operação em velocidade sub ou supersíncrona para avaliar a resposta do controle.

### 3.4.1.1 Subsíncrono

Observando os resultados na figura 40, após acionamento da máquina e passado o transitório, ou seja, com o sistema em regime, promove-se uma redução na velocidade do vento. Essa redução se reflete no degrau negativo na corrente de referência  $I_q^*$ , no instante 0.4s. Neste caso, a redução foi considerável, uma queda instantânea de 10%. Essa queda brusca faria com que esse degrau em  $I_q^*$  atingisse um valor mais alto do que a corrente nominal dos conversores, o que levaria a corrente real  $I_q$  a também ultrapassar esse valor, podendo gerar uma variedade de problemas e danos ao aerogerador. Por esse motivo,  $I_q^*$  é limitada ao valor nominal. Nesse contexto, a partir do instante 0.4s, a velocidade do rotor passa a decrescer a uma taxa constante, até se estabilizar no mesmo instante em que a corrente  $I_q$  se iguala ao valor de referência. Nesse instante, a corrente de referência  $I_q^*$  retorna ao valor anterior à introdução do degrau, sendo acompanhado por  $I_q$ , que acaba por retornar ao seu valor original.

Figura 40 – Resultados - Máquina operando como gerador em velocidade subsíncrona



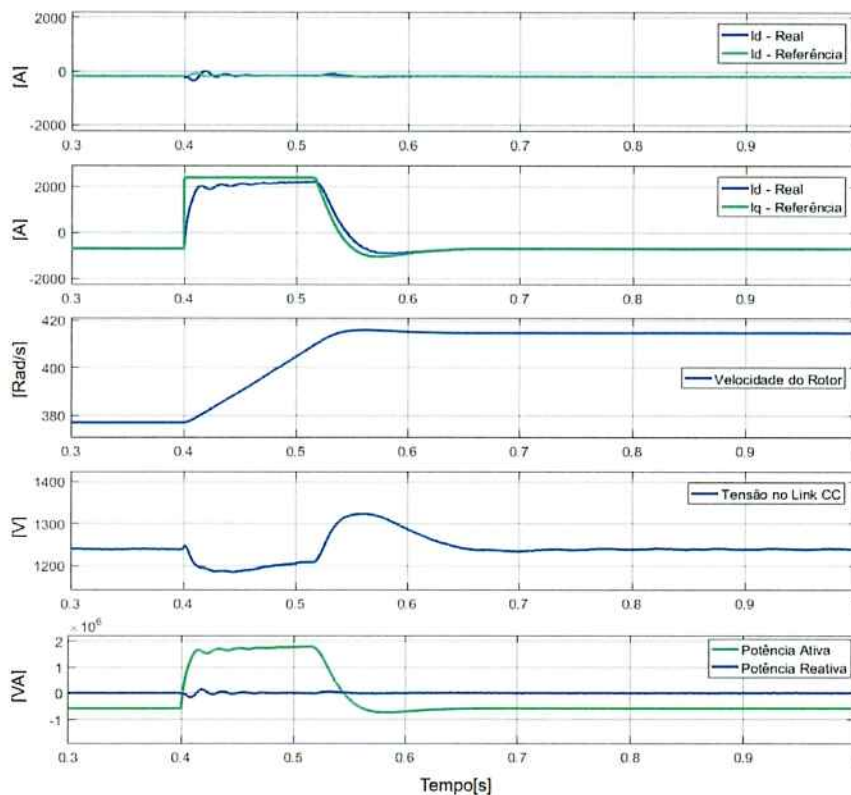
Como, na estratégia de controle utilizada, a variação da velocidade do rotor não interfere na potência reativa, a corrente de referência  $I_d^*$  não sofre qualquer alteração, sendo acompanhada por  $I_d$ . Em outras palavras, não ocorre qualquer alteração no fluxo de

potência reativa. Já o fluxo de potência ativa, negativo em regime, torna-se, durante a desaceleração (aproximadamente entre 0.4 e 0.6s), ainda mais negativo, indicando que há mais potência ativa fluindo da máquina para a rede elétrica (rotor perdendo energia mecânica na forma de energia elétrica para efetuar a desaceleração). Ao final desse processo, o fluxo de potência ativa retorna também ao seu valor original, ou seja, o sistema entra novamente em regime.

### 3.4.1.2 Supersíncrono

Ao contrário do caso anterior, neste, como mostrado na figura 41, ocorre um aumento na velocidade do vento no instante 0.4s. Porém, tão brusco como a redução. Dessa forma, a corrente de referência  $I_q^*$  reflete um degrau positivo, que também faria com que a corrente  $I_q$  ultrapassasse o valor de corrente nominal dos conversores, o que não ocorre devido ao limite imposto já discutido. Uma vez introduzido esse degrau, a velocidade do rotor passa a crescer a uma taxa constante até se estabilizar no mesmo instante em que a corrente  $I_q$  se iguala ao valor de referência. Valor que, nesse instante, retorna ao seu valor normal de operação.

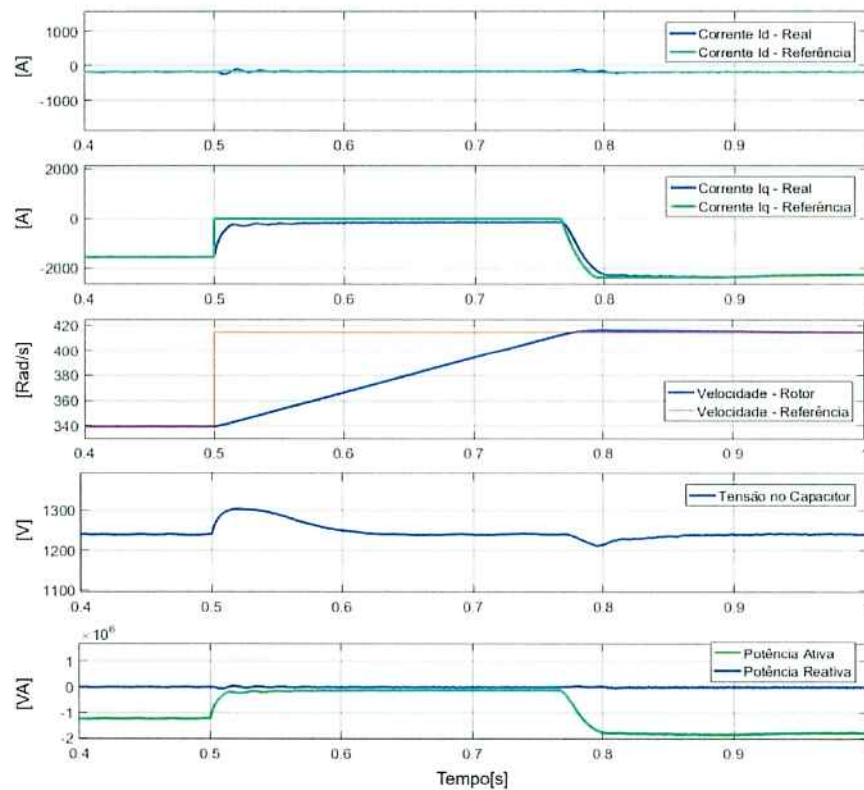
Figura 41 – Resultados - Máquina operando como gerador em velocidade supersíncrona



Durante a aceleração, a potência ativa tem seu fluxo invertido, tornando-se positiva, passando a fluir da rede para a máquina, ou seja, ocorre motorização durante esse período. Na prática, esse não é um efeito desejado, uma vez que se estaria consumindo energia da

rede, o que contraria frontalmente o objetivo básico do gerador que é fornecer energia, não consumi-la. Dessa forma, o controle deve ser capaz de impedir essa inversão de fluxo, limitando-o a zero, de maneira que o rotor da máquina é acelerado apenas pela força do vento. Pode-se observar esse ajuste na figura 42. Analogamente ao primeiro exemplo, após a aceleração, o sistema retorna ao regime e não ocorre qualquer alteração no fluxo de potência reativa durante o processo.

Figura 42 – Resultados - Máquina operando como gerador em velocidade supersíncrona com limitação do fluxo de potência ativa



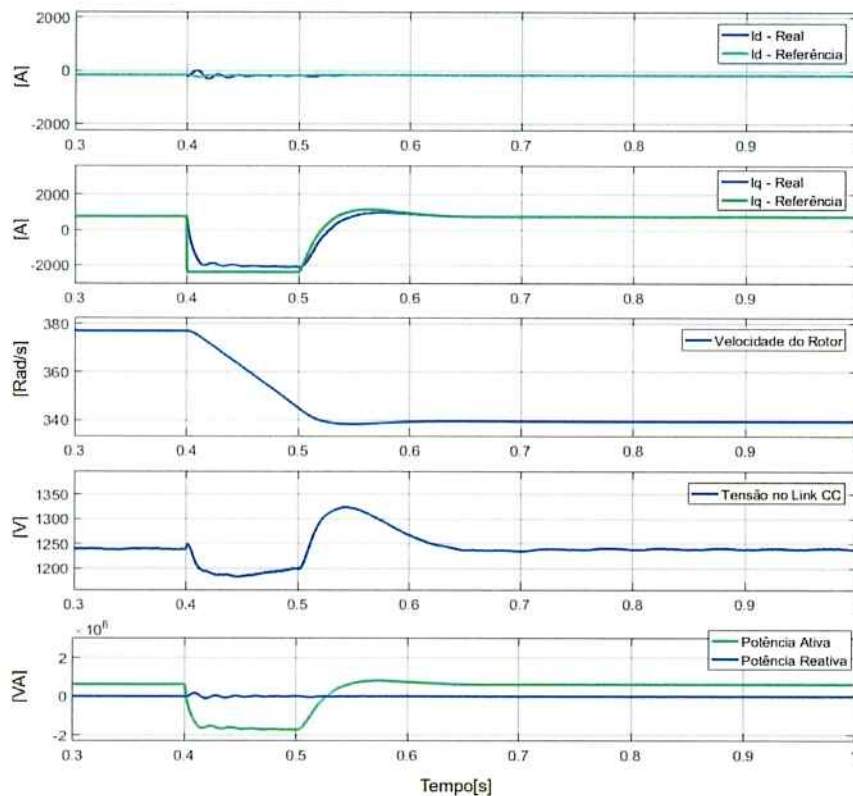
### 3.4.2 Modo Motor

Como já dito anteriormente, o gerador eólico jamais irá operar em modo motor na prática. Os casos mostrados nessa seção servem apenas para ilustrar a robustez do controle projetado.

#### 3.4.2.1 Subsíncrono

Neste exemplo, assim como na operação em Modo Gerador, é efetuada uma redução brusca na velocidade do vento. A única diferença, como se pode notar na figura 43, é que neste caso, o fluxo de potência ativa, então positivo em regime (máquina operando como motor), sofre inversão para que o rotor possa perder energia e desacelerar.

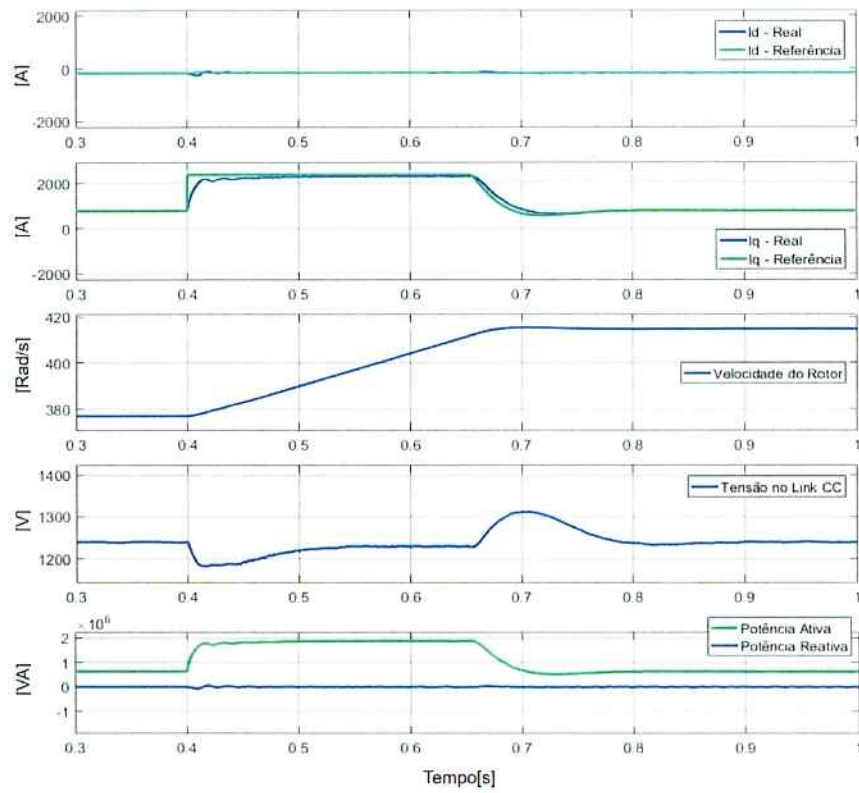
Figura 43 – Resultados - Máquina operando como motor em velocidade subsíncrona



#### 3.4.2.2 Supersíncrono

Também análogo ao caso de operação no modo gerador, neste é efetuado um aumento brusco na velocidade do vento. Como se pode notar na figura 44, a diferença é que o fluxo de potência ativa, já positivo em regime, torna-se ainda mais positivo para que ocorra a aceleração do rotor da máquina.

Figura 44 – Resultados - Máquina operando como motor em velocidade supersíncrona



---

## Proteção

Qualquer componente participante de um circuito elétrico está sujeito a ser danificado quando exposto a ocorrências de defeito interno ou mesmo de defeito de outro componente do circuito, defeitos esses que causam perturbações no circuito, afetando todos os outros componentes do mesmo. Esses danos podem gerar prejuízos devido à necessidade de substituição dos componentes danificados, assim como pela inoperatividade do circuito durante esse período de reparos.

Dessa maneira, surge a necessidade de desenvolvimento de formas de proteção do circuito e de seus componentes em situações de defeito ou disfunção, também chamadas de situações de falta. E no caso das turbinas eólicas não é diferente. Neste capítulo serão tratadas as estratégias de proteção mais relevantes no caso das turbinas eólicas de velocidade variável baseadas em gerador DFIG.

### 4.1 Proteção dos Componentes do DFIG

Nesta seção é dado um panorama geral dos principais componentes a serem protegidos e de quais maneiras se pode promover essa proteção de forma eficiente.

#### 4.1.1 Transformador

Existem, segundo Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016), duas topologias de transformador utilizadas em turbinas eólicas baseadas em gerador DFIG. A primeira utiliza um transformador de dois enrolamentos, enquanto a segunda utiliza um transformador de três enrolamentos. É pertinente salientar que já existem diversos sistemas de proteção para transformadores, alguns contando com funções de proteção mais simples até aqueles com funções mais complexas como a proteção diferencial.

Uma observação importante a se fazer na topologia que utiliza o transformador de três enrolamentos é o fato de que um dos enrolamentos estará conectado ao conversor GSC. Nesse trecho do circuito temos fluxo bidirecional de potência ativa, de forma que

recomenda-se a utilização da função de sobrecorrente direcional, coordenada corretamente para faltas internas no gerador eólico e para faltas na rede elétrica (GAO et al., 2014).

### 4.1.2 Gerador

O DFIG é uma máquina de indução com características especiais, necessitando de proteções novas ou adaptadas para atender suas peculiaridades. Características, de acordo com Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016), como: baixas frequência e tensão no rotor em relação ao estator; frequência variável no rotor; acoplamentos de potência entre os enrolamentos do rotor, do estator e as partes mecânicas da máquina; a possibilidade de a máquina operar com velocidade sub-síncrona ou super-síncrona; e, por fim, o fluxo de potência no rotor, que pode ser positivo ou negativo a depender da velocidade do mesmo.

Mesmo com a crescente utilização desse tipo de gerador, atualmente não existem funções de proteção nem equipamentos de proteção específicos para esses geradores (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016). Dessa maneira, este trabalho irá utilizar, em substituição, algumas das principais funções de proteção existentes para um gerador síncrono. Sendo as principais: sobrecorrente (funções 50 e 51); sobretensão (função 59); subtensão (função 27); reversão de fluxo de potência (função 32); e detecção de presença de sequência negativa ou zero (função 46).

#### 4.1.2.1 Estator

Semelhante às formas de proteção utilizadas para o estator da máquina síncrona. As funções de proteção mais utilizadas no estator são as de sobretensão, subtensão, reversão de fluxo de potência e detecção de presença de sequência negativa ou zero, já citadas anteriormente.

#### 4.1.2.2 Rotor

Para o rotor, utiliza-se das mesmas formas de proteção típicas do estator, porém levando em conta algumas peculiaridades deste primeiro. Essas diferenças estão relacionadas principalmente a frequência e tensão. Quanto à frequência, a do rotor é consideravelmente mais baixa, assumindo valores de até 30% em relação à frequência do estator, além de poder assumir valores sub ou supersíncronos. No caso da tensão, esta também se apresenta como uma parcela pequena em relação à tensão do estator. Além disso, a ligação do rotor com o RSC gera conteúdo harmônico elevado, assim como transitórios abruptos, podendo causar, juntamente com as flutuações da rede, faltas no rotor.

### 4.1.3 Conversores

Como explicitado anteriormente, a tecnologia do gerador DFIG pressupõe dois conversores de potência, os chamados *back-to-back*. Sendo os conversores elementos fundamentais para a operação, a sua proteção também torna-se algo de suma importância.

As principais causas de danos aos conversores são, como explica Duan et al. (2011), flutuações significativas de potência ativa e reativa no gerador, variações na tensão da rede, uma vez que os conversores são bastante sensíveis a essas variações, e grandes pulsações por parte do torque eletromagnético, especialmente no caso do RSC.

O gerador DFIG é conectado à rede através do GSC e do estator. Este segundo é capaz de suportar altas correntes de curto circuito, enquanto que o GSC necessita de uma estratégia de proteção de rápida atuação para limitar a corrente de falta, uma vez que este é muito mais sensível (BASAK et al., 2012).

Diferentes fabricantes podem possuir estratégias de proteção bastante distintas, pois, segundo Hingorani, Ginn e Sullivan (2010), essas estratégias estão profundamente ligadas ao sistema de controle desenvolvido por cada fabricante. Com relação às funções de proteção, Bak-Jensen, Kawady e Abdel-Rahman (2010) e Gardell e Kumar (2014) explicam que todos os conversores devem possuir as funções de sobretensão, subtensão e sobrecorrente.

### 4.1.4 Proteção *Crowbar*

Quando ocorre flutuação no ponto comum de acoplamento da turbina eólica, o campo eletromagnético do gerador DFIG perde intensidade. Sendo esta uma máquina de indução e tendo-se acoplamento magnético entre rotor e estator, o rotor sofre sobrecorrente em seus terminais, podendo ultrapassar mais de duas vezes a corrente nominal do mesmo. Esta sobrecorrente não só danifica o conversor do lado do rotor, como também leva a uma sobretensão no link DC. Como consequência, as proteções do RSC desabilitam os diversos *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT), levando o rotor a sofrer sobretensão, além de causar condução de corrente nos diodos do conversor. A configuração utilizada para evitar esse tipo de falta e os danos por ela causados é chamada de proteção *Crowbar*, protegendo o RSC.

O *Crowbar* é, de acordo com Bak-Jensen, Kawady e Abdel-Rahman (2010), composto de resistores ligados ao rotor ou conectados em série com o estator e, com isso, no momento de sobrecorrente, parte da corrente irá passar pelos resistores, reduzindo consideravelmente o valor da corrente de falta. Podemos categorizar a proteção *Crowbar* em passiva ou ativa (CARDENAS et al., 2013). Na configuração passiva, quando ocorre sobretensão, um sinal é enviado para os tiristores que então ativam um disjuntor ou fusível. Já na ativa, tem-se a possibilidade de controlar os resistores através de um conversor, podendo então, quando a falta e seu transitório forem extintos, reconectar o conversor no sistema rapidamente. Além de possuir melhor performance em casos de falta

assimétrica e atender melhor aos requisitos de *Fault Ride Through* (FRT) (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016).

Segundo Campos-Gaona, Moreno-Goytia e Anaya-Lara (2013), o *Crowbar* reduz a demanda de reativos, mantendo o gerador ligado à rede, de modo a promover rápida reconexão do RSC. Normalmente, a proteção *Crowbar* não é suficiente para a proteção adequada do conversor, além de não atender completamente aos requisitos de FRT. Dessa forma, outras formas de proteção são utilizadas, como por exemplo um *Chopper* para proteger adequadamente o capacitor do link CC em situações de sobretensão (YANG; FLETCHER; O'REILLY, 2010).

Ao aumentar a resistência do *Crowbar*, possibilita-se, segundo (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016) aumentar a sensibilidade da proteção, porém com a desvantagem de aumentar-se também o estresse de sobrecorrente nos diodos do RSC. Um *Crowbar* com resistência muito elevada pode levar causar aumento no estresse de sobretensão no rotor.

Pode-se calcular o valor máximo da resistência de *Crowbar* pela expressão 64.

$$R_{cb} = \frac{\sqrt{2}V_{r,max}X'_s}{\sqrt{3 * 2V_s^2 - 2V_{r,max}^2}} \quad (64)$$

Sendo  $R_{cb}$  a resistência de *Crowbar* máxima,  $V_{r,max}$  a tensão máxima permitida no rotor,  $X'_s$  a potência reativa do estator com referência no rotor e  $V_s$  a tensão nominal do estator.

#### 4.1.5 *Fault Ride Through (FRT)*

Como dito anteriormente, o gerador DFIG é bastante sensível a qualquer flutuação na rede. Dessa maneira, a probabilidade da máquina ser desconectada da rede durante uma flutuação da tensão da mesma é consideravelmente alta. Segundo Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016), o desligamento de uma turbina agrava situações de subtensão, aumentando significativamente o risco de outras turbinas do parque eólico sofrerem desligamento, o que aumentaria fortemente a situação de instabilidade da rede elétrica. Devido a esse fenômeno, há situações de falta em que a turbina deve permanecer conectada à rede, mais especificamente durante aquelas em que ocorre queda de tensão. Essa necessidade é o que se chama *Fault Ride Through (FRT)*.

Algumas técnicas de FRT já foram propostas utilizando circuitos de proteção, elementos de compensação de reativos e métodos específicos de controle. A proteção e o sistema de controle trabalham para limitar a corrente do rotor e a tensão no Link CC, enquanto que a compensação de reativo tem como função manter os níveis de tensão (JUSTO; MWASILU; JUNG, 2015).

É comum considerar que a proteção *Crowbar*, discutida anteriormente, satisfaz os requisitos de FRT. Porém, de acordo com Yang, Fletcher e O'Reilly (2010), o *Crowbar*

não é capaz de satisfazer esses requisitos, necessitando da presença de uma estratégia controle apropriada durante e depois da falta. Além disso, alguns estudos indicam que os requisitos de FRT podem ser satisfeitos apenas com a aplicação do controle apropriado (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016).

#### 4.1.6 Aterramento

Existem diferentes configurações de aterramento para um gerador DFIG como aterramento sólido, aterramento de baixa resistência, aterramento de alta resistência e não aterramento (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016). Essas diferentes configurações influenciam no *design* de outras funções de proteção (SALEH et al., 2014).

Segundo Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016), a contribuição da máquina para a corrente de falta da rede é limitada pela impedância de aterramento. O mesmo autor coloca que o aterramento de baixa resistência é preferível em relação aos demais. Este tem como principais vantagens a prevenção de situações de sobretensão no RSC e a capacidade de escoar as correntes harmônicas para terra. A utilização de aterramento de alta resistência permite limitar as correntes de falta e manter a turbina em operação durante algumas faltas que envolvam o terra, além de exigir equipamentos de menor potência em relação ao aterramento de baixa resistência (PANETTA, 2010). Porém, nesse caso, os conversores ficam expostos a situações de sobretensão, podendo danificar esses equipamentos, além disso, as componentes harmônicas que circulam afetam a operação dos mesmos.

No caso específico dos geradores eólicos é necessário levar em consideração, no projeto do aterramento, a situação de descarga atmosférica. Ou seja, o aterramento deve operar corretamente durante a operação normal, incluindo situações de falta na rede elétrica, e também em situações de descargas atmosféricas que atinjam o gerador (ELMGHAIRBI; HADDAD; GRIFFITHS, 2009).

#### 4.1.7 Link CC

O Link CC afeta diretamente o comportamento do gerador DFIG e dos conversores (GSC e RSC) (YUNUS; ABU-SIADA; MASOUM, 2012). Assim como variações na velocidade do vento, o próprio sistema de controle e a tensão da rede elétrica afetam a tensão do Link CC (ZHOU; YANG; LI, 2009).

Existem, segundo Yang, Fletcher e O'Reilly (2010), diversas formas de proteção do Link CC como resistor de amortecimento ou uma série deles e o chamado *DC Chopper*, além do conversor *DC/DC Boost* com resistor *shunt*.

De acordo com Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016), durante as faltas de abertura do Link CC e de curto circuito, a potência ativa do gerador eólico cai significativamente, sendo que durante falta de curto circuito ocorre absorção de alta potência reativa.

Além disso, segundo Yunus, Abu-Siada e Masoum (2012) a velocidade do rotor aumenta e o torque atinge zero durante as faltas no Link CC. A estabilização desses efeitos é atribuição do controle implementado (YAO et al., 2008).

#### 4.1.8 Proteção para *Inter-turn fault*

A chamada falta de *Inter-turn* consiste no curto circuito entre os enrolamentos do DFIG, sendo causada por falha na isolação dos mesmos. Esse tipo de falta é um dos mais relevantes pois, segundo Amirat et al. (2009), é responsável por mais de 38% das falhas que podem causar sérios danos mecânicos ao gerador eólico.

Funções mais simples de proteção como detecção de sobrecorrente e de faltas envolvendo o terra não são, de acordo com Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016), capazes de detectar faltas de *Inter-turn*. Outras funções como detecção de componentes de sequência negativa também não são ideais para detectar o tipo de falta em questão. Isso se deve a possíveis assimetrias construtivas da máquina, além de possíveis desequilíbrios entre as fases da rede elétrica (SHAH; NANDI; NETI, 2009).

A função de proteção que é realmente efetiva quando a questão são as faltas de *Inter-turn* é a função diferencial, uma vez que a mesma é bastante sensível, rápida e precisa (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016). Porém é preciso atentar que a função diferencial capaz de detectar esse tipo de falta possui uma montagem diferente da proteção diferencial tradicional usada na proteção dos enrolamentos (STD, 2000). Segundo Nayeripour e Mansouri (2014), a proteção tradicional utiliza duas montagens, uma para os enrolamentos do rotor e outra para os enrolamentos do estator, enquanto que no caso das faltas de *Inter-turn*, uma única montagem está conectada ao mesmo tempo aos enrolamentos do rotor e do estator.

#### 4.1.9 Ilhamento

O ilhamento é bastante importante quando se estuda casos de geração distribuída, como é o caso da geração eólica.

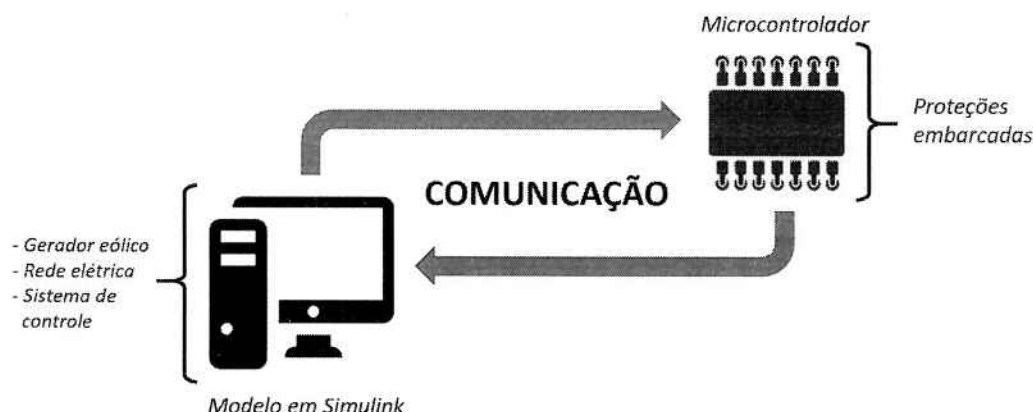
A operação em ilhamento ocorre quando, por alguma razão, a rede elétrica a qual a fonte de geração distribuída (por exemplo, um parque eólico) está conectada é desenergizada e a fonte continua em operação, alimentando cargas de alta prioridade. Nessa condição, explica Madani et al. (2013), podem surgir diversos problemas relacionados à estabilidade de tensão e frequência afetando significativamente a qualidade da energia gerada, deficiência ou ausência de aterramento, alterações nos parâmetros de falta e descoordenação entre proteções. É claro que tais problemas podem causar danos diversos aos equipamentos da unidade de geração. Dessa maneira, é necessário criar um modo diferenciado para a operação nessa situação.

Em primeiro lugar, o sistema de controle deverá ser capaz de detectar a mudança de situação de operação. As técnicas para tanto são chamadas *Loss of Main Protection* (LOM) e *Loss of Grid Protection* (LOG). Usualmente, de acordo com Chowdhury et al. (2008) e Mohamad et al. (2011), essas técnicas utilizam, para detecção, parâmetros como taxa de alteração de frequência (*Rate of Change of Frequency*), amplitude de tensão, medidas de fase (*Phase Measurement Unit*) e alterações de potência. Uma vez detectada a mudança, o controle deve implementar uma configuração específica de proteção para esse modo de operação, levando em conta todas as possíveis alterações citadas anteriormente (JUSTO et al., 2013).

## 4.2 PIL - *Processor-in-the-Loop*

O chamado *Processor-in-the-Loop* consiste num processo de simulação em que estão envolvidos um modelo virtual de um sistema ou parte de um sistema e um processador externo, no caso deste trabalho, um microcontrolador. Durante esse processo, o modelo deve interagir com o processador externo através de um meio de comunicação (por exemplo uma porta USB) através do qual o modelo virtual deve enviar informações para o processador e este, por sua vez, deve utilizar os dados recebidos para realizar a tarefa nele programada e devolver uma resposta que terá algum efeito no modelo virtual, fechando o ciclo. Esse processo serve para testar se o processador é capaz de desempenhar corretamente a tarefa programada em uma situação real, uma vez que o processador não toma conhecimento de qual sistema está lhe enviando informações, de forma que não há diferença se o sistema é virtual ou real.

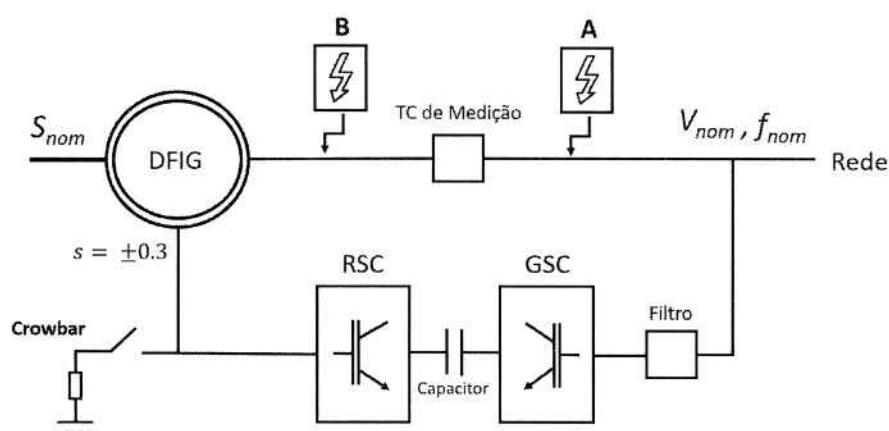
Neste trabalho, o modelo virtual dá conta de simular o gerador eólico, incluindo as partes elétricas e mecânicas, além de receber e reagir a variáveis externas como a velocidade do vento. Além disso, o modelo virtual também é responsável por simular a rede elétrica a que o gerador está conectado, assim como o sistema de controle projetado, já descrito anteriormente, além da interação entre esses sistemas. No microcontrolador estão embarcadas algumas formas de proteção que serão detalhadas mais adiante. O modelo envia ao microcontrolador informações de tensão e corrente no estator, corrente de neutro e fluxo de potência, e este último, após processar esses dados, devolve informações referentes à ativação ou não de cada uma das formas de proteção embarcadas. A figura 45 ilustra de maneira intuitiva o PIL realizado neste trabalho.

Figura 45 – Diagrama representativo do *Processor-in-the-Loop* realizado.

### 4.3 Simulação das Proteções Implementadas

Nesta etapa, algumas formas de proteção foram adicionadas ao modelo em *Simulink* e simulações foram realizadas através da geração de defeitos diversos (fase-terra, dupla-fase e trifásico) para avaliar a atuação de cada uma das proteções em diferentes situações. As proteções em questão são, no caso do estator, sobretensão, subtensão, sobrecorrente, sequência negativa, sobrecorrente de neutro e inversão de fluxo de potência. Para o rotor tem-se a proteção *Crowbar* e para os conversores tem-se a proteção de sobrecorrente. É importante ressaltar que quando a proteção interna do RSC é ativada, desconectando-o do sistema, a proteção *Crowbar* é ativada e, analogamente, quando a proteção *Crowbar* é ativada, ocorre a desconexão do RSC. Ou seja, há uma relação direta entre essas duas estratégias de proteção.

Figura 46 – Diagrama completo do sistema, indicando pontos de falta.



Um número considerável de simulações foi realizado, porém decidiu-se explicitar apenas os exemplos mais relevantes, uma vez que vários deles se assemelham bastante. Para tais simulações, foram utilizados os parâmetros observados na tabela 5.

Tabela 5 – Valores dos parâmetros utilizados nas simulações das proteções

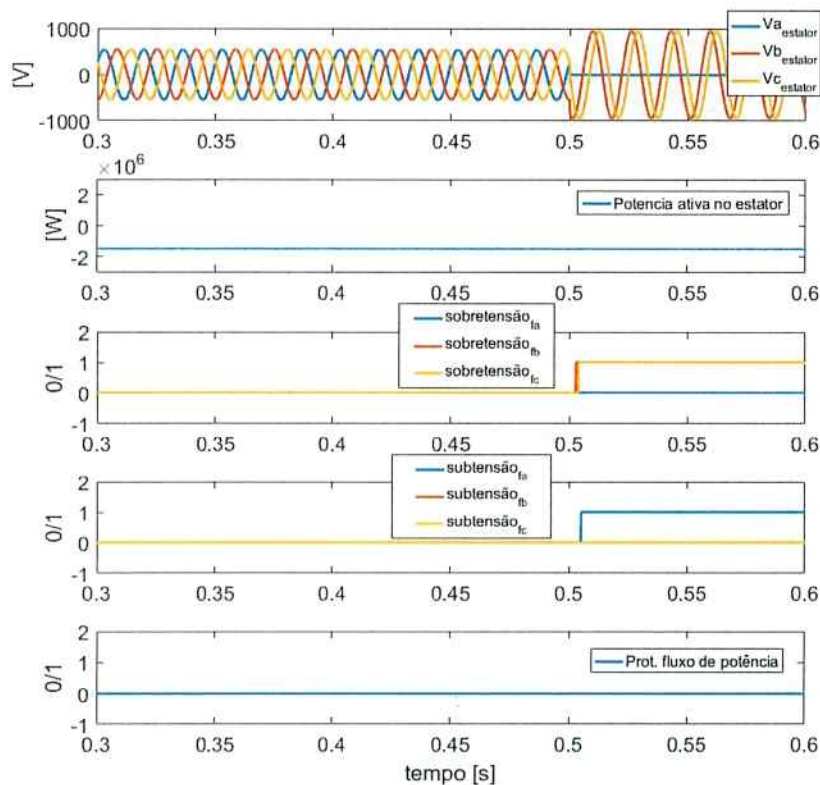
Parâmetros de Disparo	
Estator	
$V_{sobretensão} > 1.25pu$	$I_{seq.negativa} > 50A$
$V_{subtensão} < 0.75pu$	$I_{neutro} \geq 5A$
$I_{sobrecorrente} > 1.25pu$	$P_{ativa} > 0$
Conversores	
$V_{Crowbar} > 1.20V_{dc}$	$I_{conversor} > 2pu$

A presença do parâmetro  $I_{conversor}$  na tabela 5 se refere a uma proteção própria dos conversores, na qual o próprio conversor mede a sua corrente e, caso esta ultrapasse o valor de  $2pu$ , o mesmo se desconecta do sistema.

### 4.3.1 Fase-Terra

Em todos os exemplos simulados para defeito fase-terra se obteve o mesmo comportamento por parte da proteção. Isso ocorre devido ao fato de, no modelo construído, a máquina não estar aterrada, não permitindo a circulação de componentes de sequência zero. Um exemplo de falta fase-terra pode ser visto a seguir nas figuras 47 e 48.

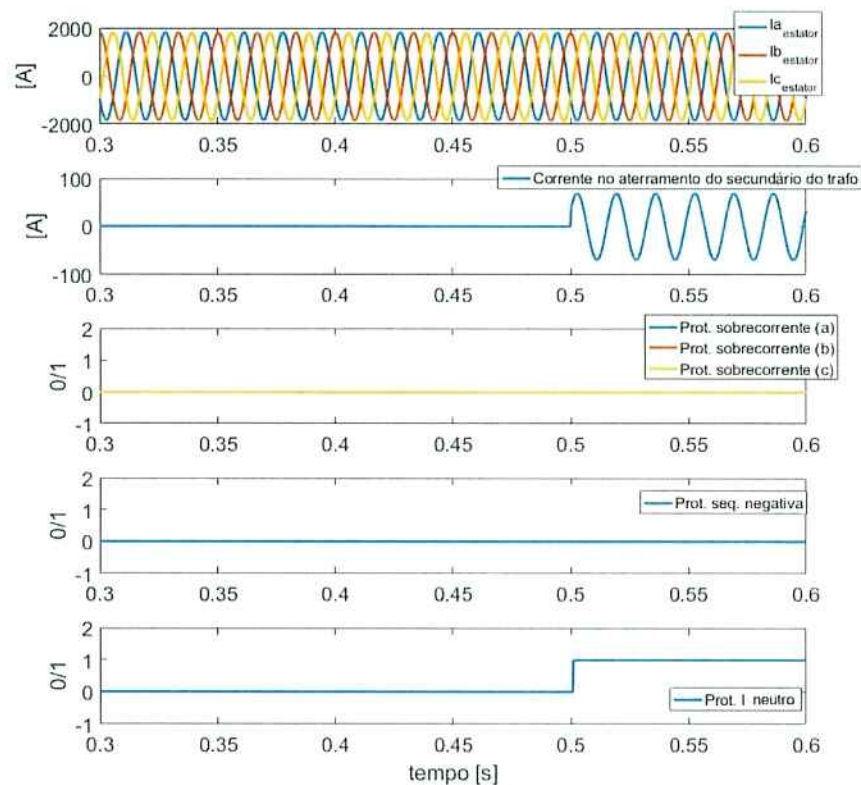
Figura 47 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito fase-terra



Na figura 47 temos os resultados do comportamento das proteções relacionadas à tensão. A falta ocorre no instante 0.5s, no qual a tensão de uma das fases, no caso a fase (a), vai a zero enquanto a tensão das duas outras se eleva significativamente. Dessa maneira, o microcontrolador responde ativando as proteções de sobretensão nas fases (b) e (c), e subtensão na fase (a). Essa ativação se dá com algum atraso devido à comunicação entre computador e microcontrolador e ao respectivo processamento de cada um deles. Neste exemplo não ocorrem alterações no fluxo de potência e a potência ativa transferida permanece a mesma devido, mais uma vez, ao fato de que não ocorre circulação de componentes de sequência zero.

Nos resultados referentes às proteções relacionadas à corrente, como se pode ver na figura 48, as correntes nas fases do estator não se alteram, pois, como já dito, não circulam componentes de sequência zero. Além disso, este tipo de falta não gera componentes de sequência negativa, não ocorrendo portanto ativação das proteções de sobrecorrente e de sequência negativa. No entanto, ocorre ativação da proteção de corrente de neutro. Isso ocorre pois a rede possui aterramento, de maneira que as componentes de sequência zero circulem através do transformador, sendo detectadas e ativando a proteção.

Figura 48 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito fase-terra



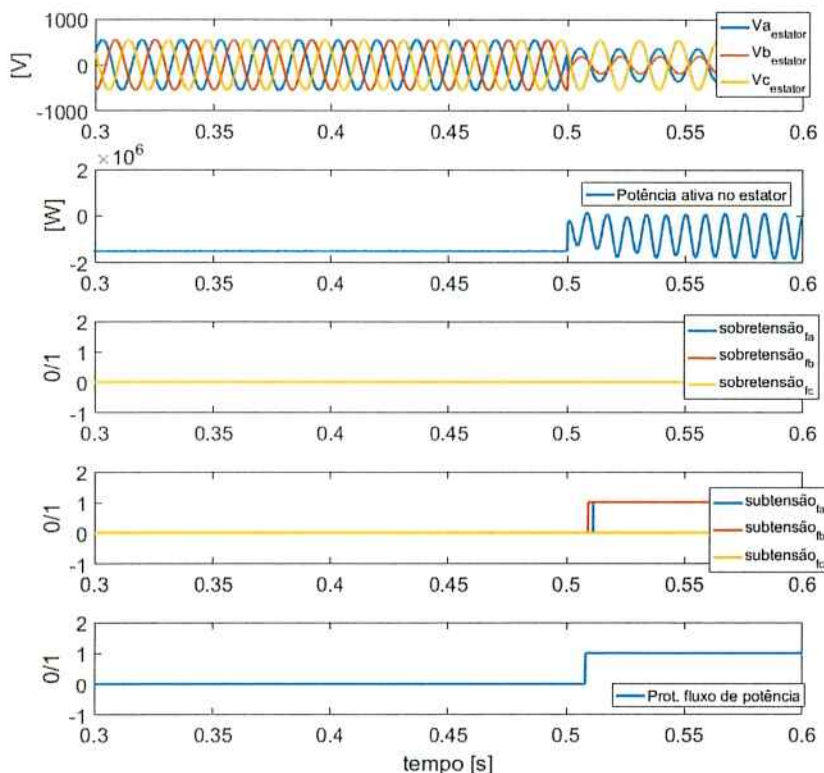
### 4.3.2 Dupla-Fase

Ao contrário das situações de defeito fase-terra, nas situações de defeito dupla-fase a proteção não se comporta da mesma maneira. Isso ocorre devido à possibilidade de atuação do controle, dependendo da posição em que ocorre o defeito, como mostrado a seguir. A posição de cada defeito pode ser observada na figura 46.

#### 4.3.2.1 Caso de Defeito no Ponto A

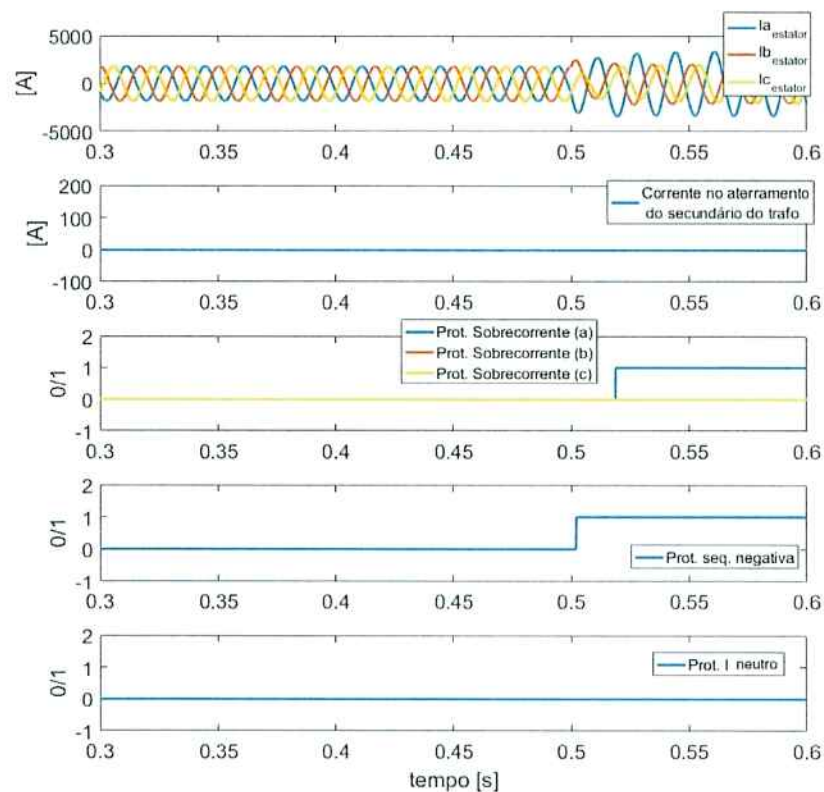
Neste caso, o controle consegue atuar pois a falta ocorre depois do TC de medição. Dessa maneira, o mesmo tenta agir visando corrigir o fluxo de potência ativa. Por isso, observa-se a oscilação no gráfico de potência ativa no estator da máquina, a partir do instante em que ocorre a falta (0.5s), além da ativação da proteção contra inversão de fluxo de potência. As proteções de sobretensão não atuam devido ao fato de que a fase não envolvida no defeito, fase (c), mantém a sua tensão, enquanto que as fases envolvidas, (a) e (b), têm sua tensão reduzida. Dessa forma, as proteções de subtensão é que atuam nas fases envolvidas como se pode observar na figura 49. A diferença entre as tensões das fases envolvidas na falta se deve à resistência de falta que existe entre as duas fases.

Figura 49 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito depois do TC



Ao observar o comportamento das proteções relacionadas à corrente, percebe-se que ocorre ativação da proteção de sobrecorrente apenas da fase (a). Isso ocorre devido à ação do controle, que termina por reduzir a corrente na fase (b) para elevar a corrente da fase (c). Esta última se manteria nula em um caso em que o controle não atuasse. Um exemplo como esse será visto a seguir nesta seção. Outra forma de proteção que atua neste caso é a proteção de sequência negativa, uma vez que ocorre circulação de componentes dessa natureza em um defeito dupla-fase. A proteção de corrente de neutro não atua pois, neste tipo de falta, não há geração de componentes de sequência zero. Pode-se observar os comportamentos descritos na figura 50.

Figura 50 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito depois do TC

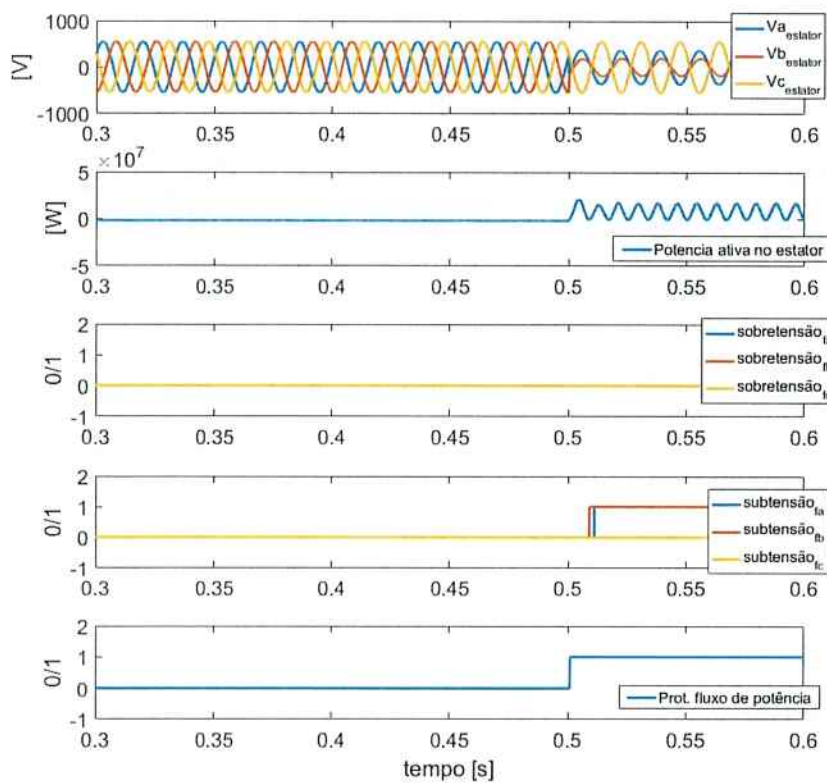


#### 4.3.2.2 Caso de Defeito no Ponto B

Quando o defeito ocorre no ponto B, ou seja, antes do TC de medição, exclui-se a possibilidade de atuação do controle durante a falta. Nessa situação, como se pode observar na figura 51, as tensões não se alteram, uma vez que o controle age apenas nas correntes. Dessa maneira, não ocorre ativação da proteção de sobretensão em nenhuma das três fases, enquanto que a proteção de subtensão atua nas fases (a) e (b) envolvidas na falta. Ambos comportamentos são idênticos aos do exemplo anterior e ocorrem pelos

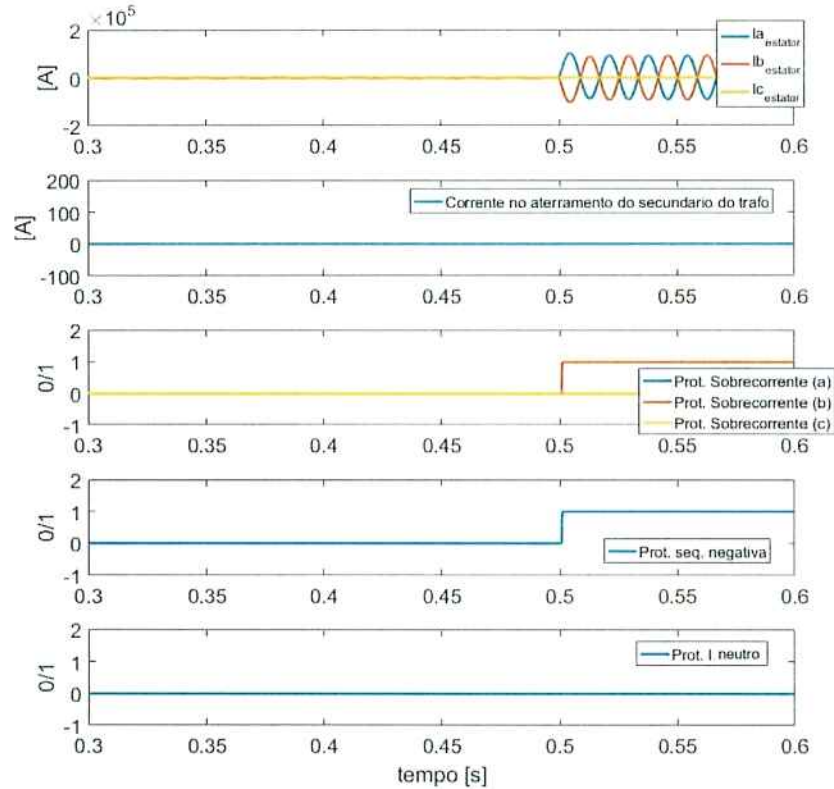
mesmos motivos já explicitados. Da mesma forma, a proteção relacionada ao fluxo de potência também atua, porém, neste caso, ocorre uma variação ainda maior no fluxo de potência ativa quando comparada a esse mesmo caso. Isso se deve ao simples fato de que não há atuação por parte do controle tentando manter o fluxo estável.

Figura 51 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito antes do TC



Ao contrário das proteções relacionadas à tensão, as proteções relacionadas à corrente se comportam de maneira distinta em relação ao caso anterior. Com a ausência de atuação por parte do controle, a corrente da fase (c) não envolvida no defeito vai a zero, enquanto que as correntes das fases envolvidas, (a) e (b), aumentam consideravelmente, ativando a proteção de sobrecorrente das mesmas. A proteção de sequência negativa também atua neste exemplo, uma vez que o aparecimento destas componentes se deve ao tipo de falta e não da posição em que a mesma ocorre.

Figura 52 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito dupla-fase - Caso de defeito antes do TC



### 4.3.3 Trifásico

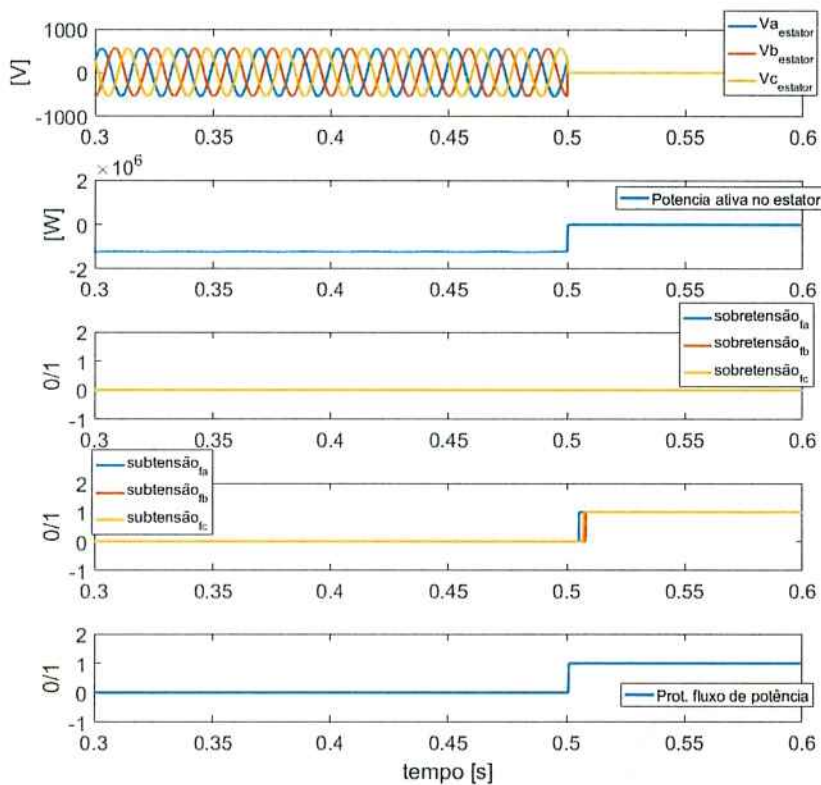
Na situação de defeito trifásico optou-se por aplicar a falta apenas no ponto A (figura 46), bem próximo à conexão com o barramento infinito (rede elétrica) para possibilitar a melhor observação da atuação da proteção *Crowbar*, relevante apenas em casos de falta trifásica. Pois, nessas situações, as tensões das três fases vão a zero, anulando o fluxo de potência ativa entre o gerador e a rede. Nessa localização ocorrerá atuação por parte do controle. Dois exemplos são explicitados a seguir, o primeiro para o caso de operação em velocidade subsíncrona e o segundo para velocidade supersíncrona.

#### 4.3.3.1 Subsíncrono

No instante em que a falta é aplicada, 0.5s, as tensões das três fases caem a zero, e o fluxo de potência ativa se inverte. Nessa situação, explicitada na figura 53, a proteção de subtensão para cada uma das fases é ativada, assim como a proteção contra inversão de fluxo. A proteção de sobretensão não atua, como esperado.

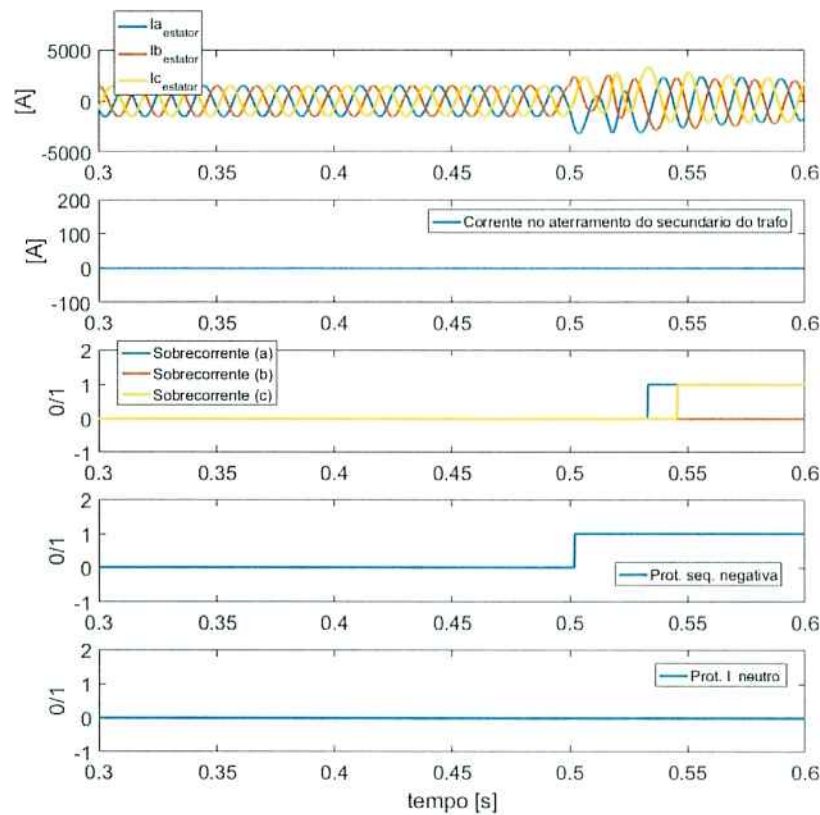
Observando o comportamento das proteções relacionadas à corrente na figura 54, nota-se que, no instante de aplicação da falta, as correntes das três fases crescem de maneira importante, demonstrando certo desequilíbrio devido à ação do controle, de maneira que apenas as proteções das fases (a) e (c) atuam (a corrente da fase (b) não atinge a corrente de *pickup*).

Figura 53 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito trifásico - Caso subsíncrono



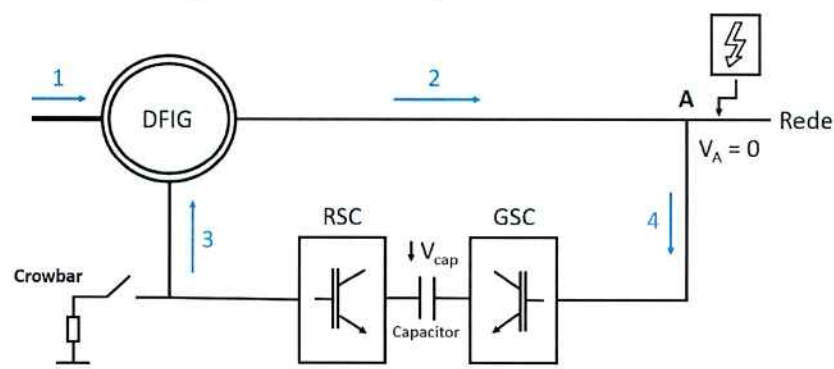
A falta trifásica não permite circulação de componentes de sequência zero, de maneira que a proteção de corrente de neutro não atua. Da mesma forma, esse tipo de falta não permite circulação de componentes de sequência negativa, porém essa proteção é ativada quando a falta é aplicada. Isso ocorre devido à ação do controle que, ao tentar corrigir a perturbação, acaba por gerar esse tipo de componente.

Figura 54 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito trifásico - Caso subsíncrono



Para explicar o comportamento da proteção de *Crowbar* nesse modo de operação, um diagrama de fluxo de potência ativa é apresentado na figura 55.

Figura 55 – Diagrama de fluxo de potência ativa - Caso subsíncrono

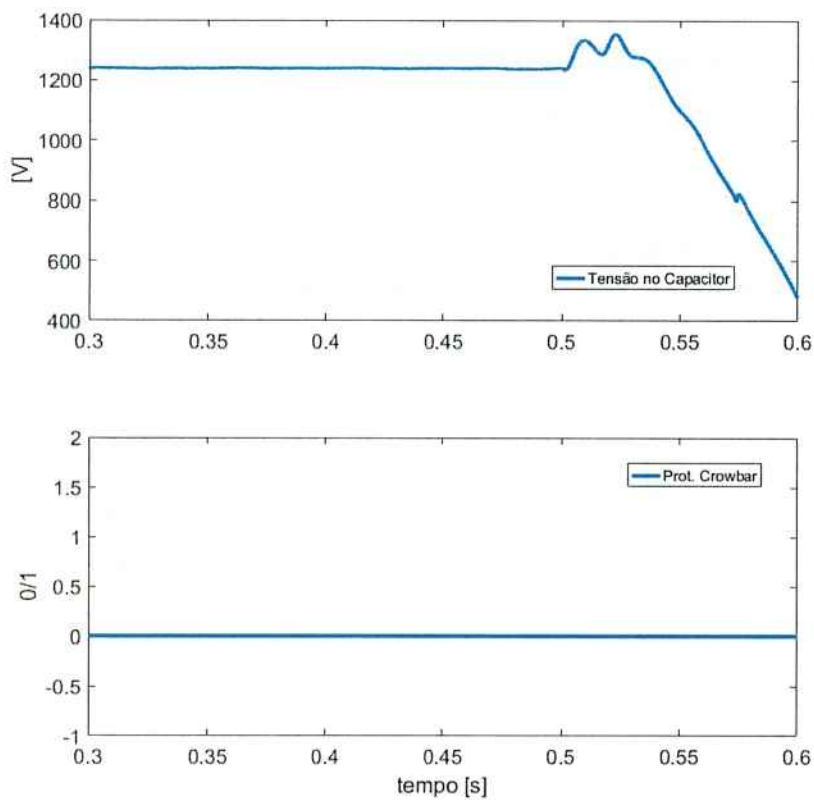


Nesse diagrama, tem-se em (1) a energia mecânica proveniente da turbina eólica. Durante a falta, tanto o fluxo do estator para a rede elétrica (2), quanto o fluxo da rede para o GSC (4) são nulos, pois a tensão no ponto A é zero, já que se trata de um caso de defeito trifásico. O rotor continua absorvendo potência, de maneira que o fluxo flui do

capacitor para o rotor (3), reduzindo a tensão no capacitor. Nesse cenário, a velocidade do rotor aumenta, pois este absorve toda a potência proveniente de (1) e (3).

Essa queda na tensão do capacitor pode ser observada na figura 56, assim como o comportamento da proteção de *Crowbar*, que não atua nesse exemplo, pois esta só atuaria em caso de aumento significativo na tensão do capacitor.

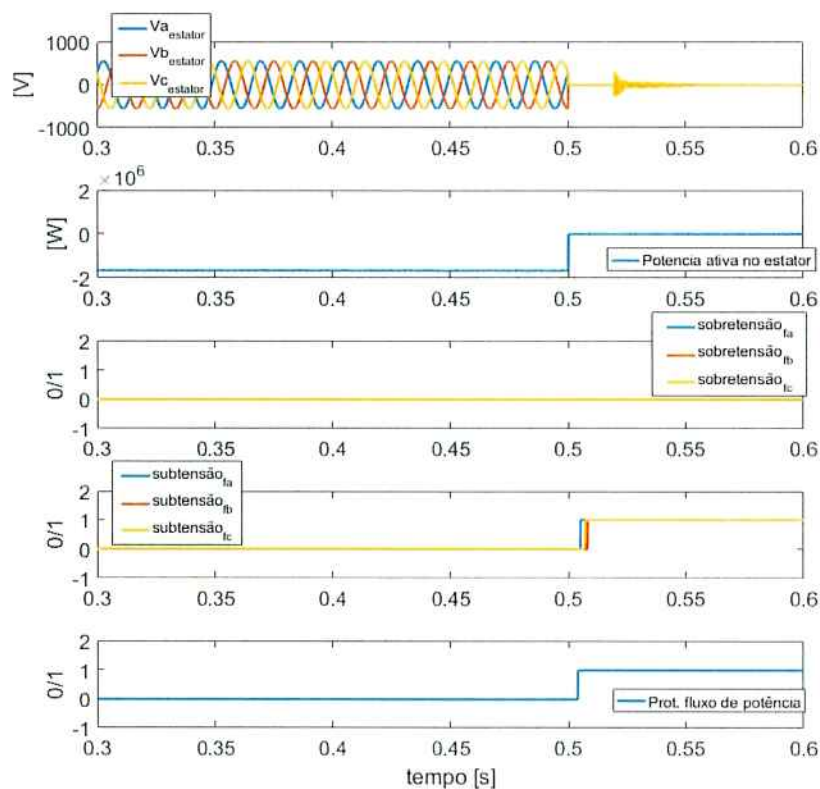
Figura 56 – Comportamento da proteção *Crowbar* - Caso subsíncrono



### 4.3.3.2 Supersíncrono

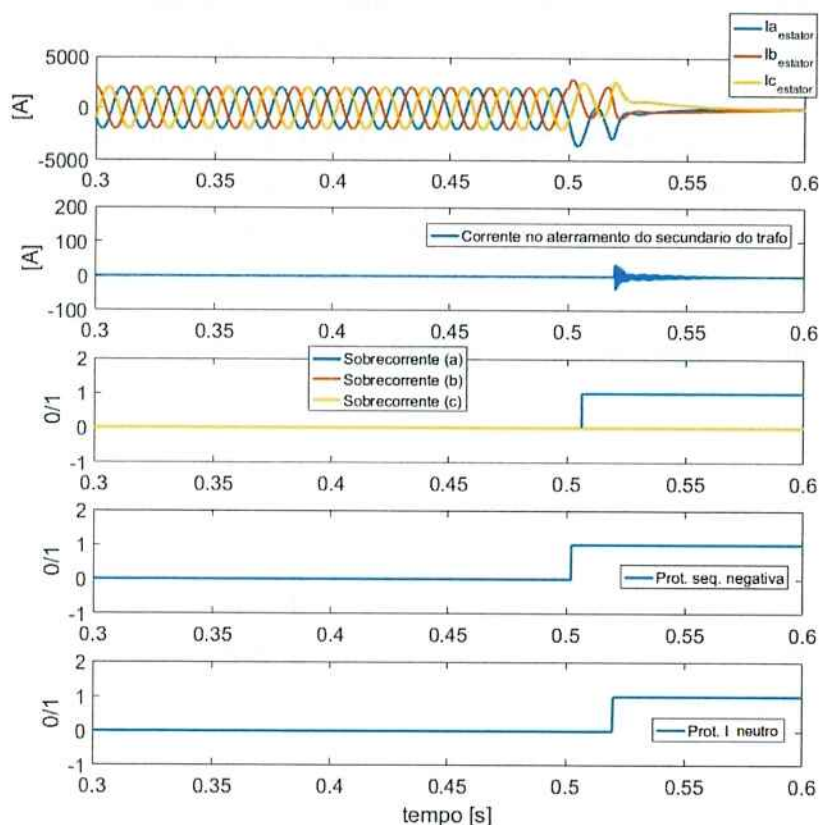
Da mesma maneira que no exemplo anterior, no momento na aplicação da falta, as tensões das três fases vão a zero e ocorre a inversão do fluxo de potência ativa, de forma que a proteção de subtensão das três fases atua, assim como a proteção contra inversão de fluxo. A única diferença, é a presença de um leve distúrbio na tensão causado pela ativação da proteção de *Crowbar*, como se pode observar na figura 57.

Figura 57 – Comportamento das proteções referentes à tensão para o exemplo de defeito trifásico - Caso supersíncrono



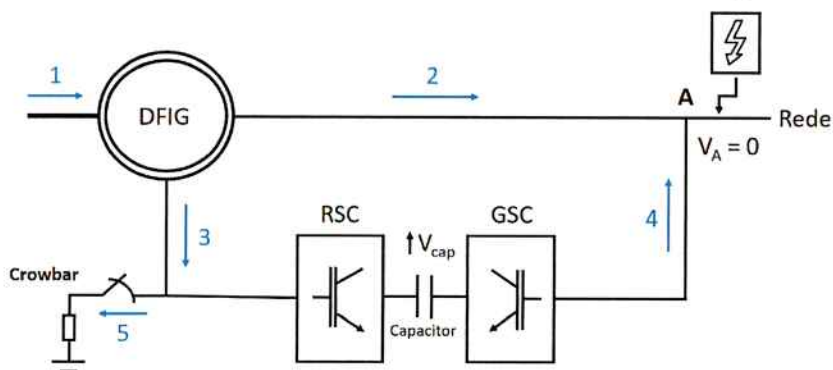
Quanto às proteções referentes à corrente, da mesma forma que ocorre no caso subsíncrono, no instante da falta as correntes das três fases crescem, novamente de maneira desequilibrada devido à ação do controle. No caso, apenas a corrente da fase (a) atingiu a corrente de *pickup*. A atuação da proteção de neutro se deve ao escoamento de corrente pelo *Crowbar*, que atua, como será explicado a seguir. A proteção de sequência negativa atua exatamente pelo mesmo motivo explicado no exemplo anterior. Esses comportamentos podem ser observados na figura 58.

Figura 58 – Comportamento das proteções referentes à corrente para o exemplo de defeito trifásico - Caso supersíncrono



Como já dito, no caso supersíncrono a proteção de *Crowbar* irá atuar. Isso ocorre pois, nessa situação, a tensão do capacitor irá aumentar, como se pode notar na figura 60, a partir do instante em que a falta é aplicada (0.5s). E, ao atingir a tensão de disparo, a proteção atua. Esse aumento na tensão do capacitor se deve ao comportamento dos fluxos de potência, como será explicado através do diagrama mostrado na figura 59.

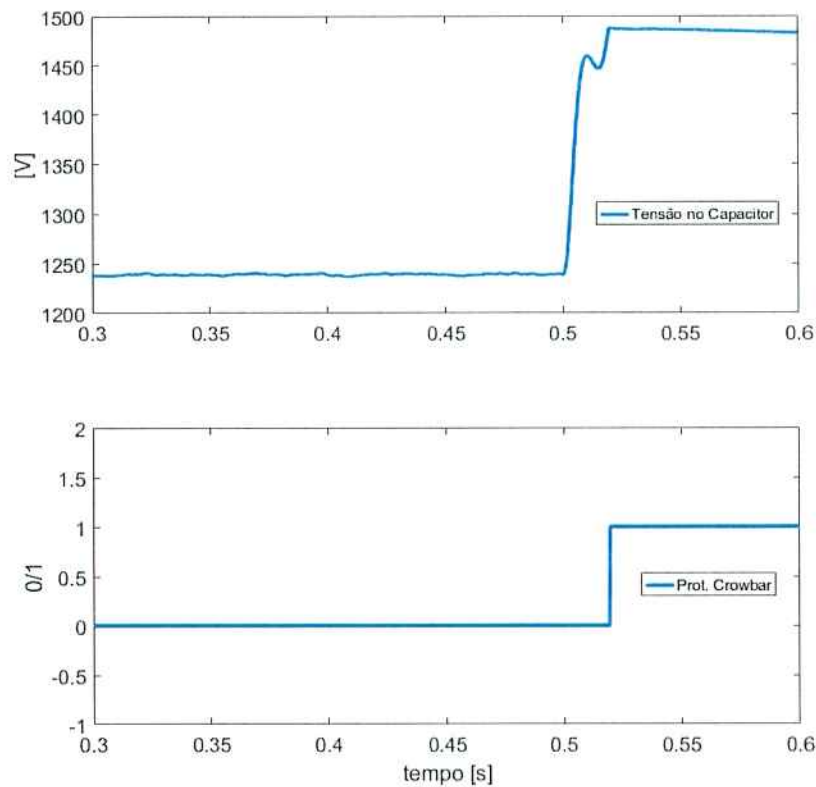
Figura 59 – Diagrama de fluxo de potência ativa - Caso supersíncrono



Nesse diagrama, analogamente ao exemplo anterior, os fluxos (2) e (4) são nulos durante a falta. A turbina continua enviando energia para o rotor do gerador, representada

em (1). Parte desta energia causa aceleração do rotor e o restante flui em direção ao RSC, mostrado em (3). Como o fluxo em (4) é nulo, a energia proveniente de (3) vai sendo acumulada pelo capacitor, até que sua tensão atinge o valor de disparo, desconectando o RSC. A partir desse instante, o excedente de energia não mais será acumulado pelo capacitor, este fluirá através do *Crowbar*, evitando sobrecarga dos componentes. Verifica-se na figura 60 uma queda gradual na tensão do capacitor após a ativação da proteção. Tal queda ocorre pois, durante a falta, o GSC continua alimentando a mesma, de maneira que a corrente fornecida causa perdas de energia nas resistências do filtro e no chaveamento do próprio GSC.

Figura 60 – Comportamento da proteção *Crowbar* - Caso supersíncrono



---

## Conclusão

Neste trabalho, abordou-se a geração eólica de energia, mais especificamente do gerador de velocidade variável duplamente alimentado e seus conversores, mostrando as topologias possíveis e suas características. O foco principal foi a proposição de uma estratégia de controle para os conversores, além de , de modo a se buscar a máxima eficiência de conversão da energia mecânica do vento em energia elétrica e a proteção desse sistema. A estratégia de controle foi baseada no controle do fluxo de potência ativa gerada e do nível de tensão no Link CC. No caso da proteção, foram implementadas algumas estratégias de modo a se atingir um nível satisfatório de segurança para o sistema.

O projeto da estratégia de controle foi dividido em dois grandes blocos. Primeiramente, projetou-se o conversor do lado da rede, construindo um modelo Simulink e utilizando simulações para estabelecer os parâmetros do controle. Em seguida, o mesmo foi feito para o conversor do lado do rotor. Obtendo os parâmetros, conduzimos simulações que nos levaram a concluir que a estratégia adotada para cada um dos controles era adequada aos nossos objetivos. Posteriormente, promoveu-se a integração desses dois modelos, verificando também através de simulações se ambos mantinham o comportamento desejado quando operando em conjunto.

Uma vez consolidado o projeto de controle, prosseguiu-se para o projeto de algumas estratégias essenciais de proteção para o sistema DFIG, incluindo-as no mesmo modelo Simulink. Sendo sua eficácia também posta à prova através de simulações, nas quais se aplicavam diferentes tipos de defeitos no sistema. Validados os dois projetos, iniciou-se a parte final do trabalho na qual se promoveu o chamado *Processor-in-the-Loop*, que consistiu na simulação em conjunto do modelo virtual do sistema do DFIG, incluído o sistema de controle, e de um microcontrolador contendo o modelo de proteções embarcado. Nessa etapa, o modelo virtual do sistema enviava informações ao microcontrolador que, por sua vez, processava-as e enviava uma resposta devolta ao modelo virtual informando quais proteções deveriam atuar naquele momento específico. Este tipo de teste nos permitiu garantir a viabilidade de operação do microcontrolador em um caso real, além de analisar como as diversas estratégias de proteção operavam quando expostas ao controle.

Este trabalho conferiu conhecimentos aprofundados sobre a geração eólica. Tomou-se conhecimento dos componentes e as funções que cada um desempenha, e das diversas topologias que podem ser utilizadas, assim como as vantagens e desvantagens de cada uma. No campo de projeto, tomou-se contato com teorias de implementação de controles e estratégias de proteção, modelagem dos diversos componentes em software, além de compreender o funcionamento e as razões de se utilizar as transformadas de Clark e Park. Outra conquista importante foi a experiência de se organizar um projeto, aprendendo como lidar com as dificuldades encontradas no caminho, entendendo a melhor maneira de se pesquisar assuntos que não são de conhecimento prévio e como colocar em prática todo o conhecimento adquirido ao longo do curso.

---

## Referências

- ABAD, G. et al. **Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.
- ABED, N. Y.; KABSHA, M.; ABDLSALAM, G. M. Low voltage ride-through protection techniques for dfig wind generator. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE**. [S.l.], 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).
- AMIRAT, Y. et al. A brief status on condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 13, n. 9, p. 2629–2636, 2009.
- ANDERSSON, G. **Dynamics and control of electric power systems**. 2012.
- BAK-JENSEN, B.; KAWADY, T. A.; ABDEL-RAHMAN, M. H. Coordination between fault ride through capability and over current protection of dfig generators for wind farms. **Journal of Energy and Power Engineering**, David Publishing Company, Inc., v. 4, n. 4, 2010.
- BARBI, I. **Teoria fundamental do motor de indução**. [S.l.]: Editora da UFSC Florianópolis, 1985.
- BASAK, P. et al. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 8, p. 5545–5556, 2012.
- BATAGLIOLI, R. P. **Simulação em Tempo Real e Proteção de Geradores Eólicos no Contexto das Smart Grids**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2016.
- CAMPOS-GAONA, D.; MORENO-GOYTIA, E. L.; ANAYA-LARA, O. Fault ride through improvement of dfig by integrating a two degrees of freedom internal model control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 3, p. 1133–1145, 2013.

- CARDENAS, R. et al. Overview of control systems for the operation of dfigs in wind energy applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 7, p. 2776–2798, 2013.
- CHOWDHURY, S. et al. Islanding protection of distribution systems with distributed generators a comprehensive survey report. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE**. [S.l.], 2008. p. 1–8.
- DUAN, P. et al. Open-switch fault diagnosis and system reconfiguration of doubly fed wind power converter used in a microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 816–821, 2011.
- ELMGHAIRBI, A.; HADDAD, A.; GRIFFITHS, H. Potential rise and safety voltages of wind turbine earthing systems under transient conditions. In: IET. **Electricity Distribution—Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on**. [S.l.], 2009. p. 1–4.
- EWEA. european wind energy association, 2009. Disponível em: <[http://http:www.ewea.org/publications/reports/the-economics-of-wind-energy/](http://www.ewea.org/publications/reports/the-economics-of-wind-energy/)>.
- FRANCO, F. A. d. L. **Estudo de Falhas Internas e Proteção de Geradores Duplamente Alimentados em Sistemas Eólicos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2015.
- GAO, B. et al. Differential protection for an outgoing transformer of large-scale doubly fed induction generator-based wind farms. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 7, n. 9, p. 5566–5585, 2014.
- GARDELL, J. D.; KUMAR, P. Adjustable-speed drive motor protection applications and issues. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 50, n. 2, p. 1364–1372, 2014.
- HINGORANI, N.; GINN, H.; SULLIVAN, J. Control/protection architecture for power electronic converters. In: IEEE. **Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC), 2010 Record of Conference Papers Industry Applications Society 57th Annual**. [S.l.], 2010. p. 1–8.
- JUSTO, J. J.; MWASILU, F.; JUNG, J.-W. Doubly-fed induction generator based wind turbines: A comprehensive review of fault ride-through strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 45, p. 447–467, 2015.
- JUSTO, J. J. et al. Ac-microgrids versus dc-microgrids with distributed energy resources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 24, p. 387–405, 2013.
- MADANI, S. et al. Intelligent passive anti-islanding protection for doubly fed induction generators. **Research Journal of Recent Sciences**, v. 2, p. 8–13, 2013.
- MANSOURI, M. M.; NAYERIPOUR, M.; NEGNEVITSKY, M. Internal electrical protection of wind turbine with doubly fed induction generator. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 55, p. 840–855, 2016.

- MOHAMAD, H. et al. A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 15, n. 8, p. 3952–3962, 2011.
- 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.
- NAYERIPOUR, M.; MANSOURI, M. Differential principle for inter turn fault protection in doubly fed induction generator. In: **29th International Power System Conference, 2014**. [S.l.: s.n.], 2014.
- PANETTA, S. Grounding of wind systems and wind power generators. **IAEI News**, n. May/Jun., p. 1–5, 2010.
- POLINDER, H. et al. 10 mw wind turbine direct-drive generator design with pitch or active speed stall control. In: IEEE. **International electric machines and drives conference IEMDC'07**. [S.l.], 2007.
- QUÉVAL, L.; OHSAKI, H. Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In: IEEE. **Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2012 International Conference on**. [S.l.], 2012. p. 1–6.
- SALEH, S. et al. Impacts of grounding configurations on responses of ground protective relays for dfig-based wecss. In: IEEE. **Industrial & Commercial Power Systems Tehcnical Conference (I&CPS), 2014 IEEE/IAS 50th**. [S.l.], 2014. p. 1–8.
- SHAH, D.; NANDI, S.; NETI, P. Stator-interturn-fault detection of doubly fed induction generators using rotor-current and search-coil-voltage signature analysis. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 45, n. 5, p. 1831–1842, 2009.
- STD, I. **C37. 96-2000 IEEE guide for AC motor protection**. 2000.
- WU, B. et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. [S.l.]: Wiley, 2011. (IEE Power Engineering Series).
- WWEA. world wind energy association, 2015. Disponível em: <<http://www.wwindea.org/wwea-bulletin-issue-1-2015>>.
- YANG, J.; FLETCHER, J. E.; O'REILLY, J. A series dynamic resistor based converter protection scheme for doubly fed induction generator during various fault conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 25, n. 2, p. 422–432, 2010.
- YAO, J. et al. An improved control strategy of limiting the dc-link voltage fluctuation for a doubly fed induction wind generator. **IEEE transactions on power electronics**, IEEE, v. 23, n. 3, p. 1205–1213, 2008.
- YUNUS, A. S.; ABU-SIADA, A.; MASOUM, M. A. Impact of dc-link fault on the dynamic performance of dfig. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE**. [S.l.], 2012. p. 1–6.

ZHOU, H.; YANG, G.; LI, D. Short circuit current analysis of dfig wind turbines with crowbar protection. In: IEEE. **Electrical Machines and Systems, 2009. ICEMS 2009. International Conference on.** [S.l.], 2009. p. 1-6.

## **Apêndices**



# APÊNDICE **A**

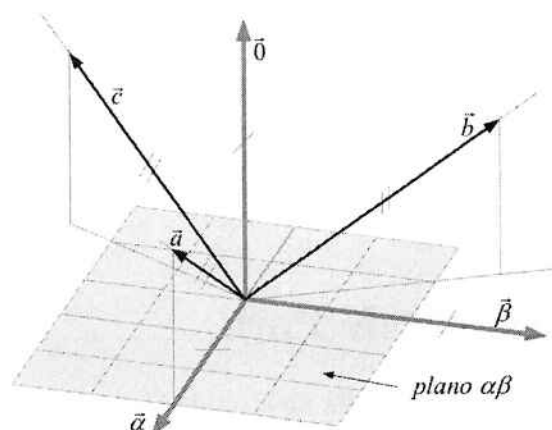
## Apêndices

### A.1 Transformada $abc - \alpha \beta 0$

Barbi (1985) descreve que as equações de tensões e torque da máquina elétrica no modelo (a b c) não são lineares, tornando sua solução complexa. Dessa maneira, em geral, não são utilizadas em estudos de comportamento da máquina. O autor ainda explica que técnicas de transformações lineares podem ser então aplicadas para se obter modelos simplificados equivalentes.

Uma dessas transformações é a transformada  $\alpha \beta 0$  ou transformada de Clarke. Essa transformada pode, de acordo com Barbi (1985), ser analisada como um modelo matemático que transforma a máquina simétrica trifásica em uma máquina simétrica bifásica de mesma potência mecânica, velocidade, torque e número de pólos.

Figura 61 – Representação  $\alpha \beta 0$  no espaço



Fonte: (FRANCO, 2015)

Em um sistema equilibrado simétrico, temos:

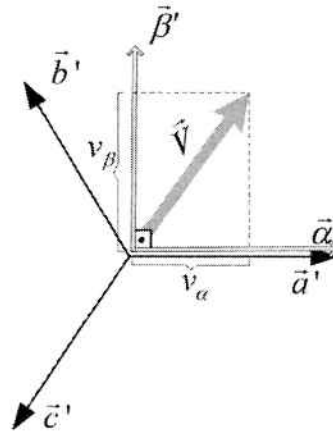
$$v_a = V * \cos(\omega_s t + \theta_0) \quad (65)$$

$$v_b = V * \cos(\omega_s t + \theta_0 - \frac{2\pi}{3}) \quad (66)$$

$$v_c = V * \cos(\omega_s t + \theta_0 + \frac{2\pi}{3}) \quad (67)$$

Sendo  $V$  a amplitude da tensão,  $\omega_s$  a velocidade angular e  $\theta_0$  o ângulo elétrico de referência. Pode-se representar esse sistema trifásico equilibrado por um vetor de módulo  $V$  que gira no plano  $abc$  com velocidade  $\omega_s$  de mesma origem que os vetores  $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$ . As projeções desse vetor no plano  $\alpha\beta$  resultam nas componentes do sistema bifásico  $v_\alpha$  e  $v_\beta$  como visto no exemplo da figura 62.

Figura 62 – Transformada  $\alpha\beta 0$



Fonte: (FRANCO, 2015)

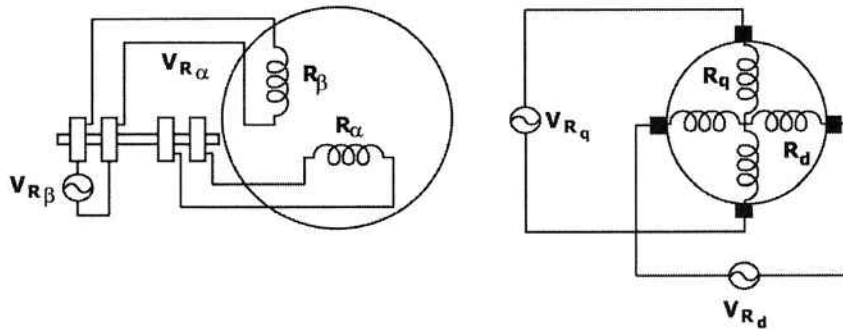
Os valores de  $v_\alpha$  e  $v_\beta$  podem ser calculados pela expressão matricial 68 a partir do vetor  $V$ .

$$\begin{bmatrix} v_0(t) \\ v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (68)$$

## A.2 Transformada de Park

Barbi (1985) define a transformada  $dq0$ , ou de Park, como uma transformação linear que simplifica ainda mais o estudo de máquinas trifásicas equilibradas. Ao aplicar essa transformação, o plano  $\alpha\beta$  passa a girar com a mesma velocidade dos vetores, de maneira que o sistema bifásico passa a ser estático. A máquina trifásica assume então características físicas semelhantes a de uma máquina de corrente contínua cujo rotor é alimentado por comutadores. A transformada, na forma física da máquina elétrica, está representada na figura 63.

Figura 63 – Ilustração física da transformada de Park



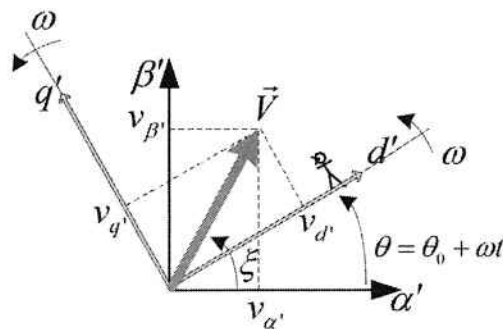
Fonte: (BARBI, 1985)

A transformada de Park é dada pela expressão 69 e está representada na figura 64.

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\text{sen}\theta \\ \text{sen}\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (69)$$

Como o sistema original é simétrico e equilibrado, não haverá componentes de sequência zero.

Figura 64 – Transformada de Park por sistemas de eixo



Fonte: (FRANCO, 2015)

A mesma análise pode ser realizada para as correntes da máquina como mostram as expressões 70 e 71.

$$i_{rd} = i_{r\alpha}\cos\theta - i_{r\beta}\text{sen}\theta \quad (70)$$

$$i_{rq} = i_{r\alpha}\text{sen}\theta + i_{r\beta}\cos\theta \quad (71)$$

