



AVALIAÇÃO DE DIFERENTES MÉTODOS DE CONTROLE PARA TURBINAS EÓLICAS

Daniel Henrique de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Rio de Janeiro
Setembro de 2021

AVALIAÇÃO DE DIFERENTES MÉTODOS DE CONTROLE PARA TURBINAS
EÓLICAS

Daniel Henrique de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima

Prof. Pedro Gomes Barbosa

Prof. Robson Francisco da Silva Dias

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

SETEMBRO DE 2021

Oliveira, Daniel Henrique de

Avaliação de Diferentes Métodos de Controle para Turbinas Eólicas/ Daniel Henrique de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

X, 47 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira Lima.

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 38 - 40

1. Energia Eólica. 2. Controle do Conversor CC-CA.
3. Synchronverter I. Lima, Antonio Carlos Siqueira II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Engenharia Elétrica. III. Avaliação de
Diferentes Métodos de Controle para Turbinas Eólicas

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.SC.)

AVALIAÇÃO DE DIFERENTES MÉTODOS DE CONTROLE PARA TURBINAS EÓLICAS

Daniel Henrique de Oliveira

Setembro/2021

Orientador: Antônio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

A expansão da energia eólica em todo o mundo tem estimulado novas tecnologias associadas aos conversores ac-dc-ac, necessários para a integração das turbinas eólicas. Entre essas tecnologias, podem ser destacados os diferentes métodos de controle desenvolvidos para a geração de sinais de referências usados nestes conversores. O método de controle mais comum, chamado de *Space-Vector Current Control*, visa controlar as potências ativa e reativa através das correntes de eixo direto e quadratura que saem do conversor de interface com a rede CA. Um segundo método, chamado de *Decoupled Sequence Control*, separa a corrente em componentes de sequência positiva e negativa, e depois utiliza uma estratégia de controle similar ao primeiro método. Há também um terceiro método, mais recente, chamado *Synchronverter*, que visa emular através de controladores, as principais características de um gerador síncrono. Sendo assim, o objetivo deste trabalho é analisar e comparar o comportamento dinâmico de cada um destes três métodos de controle, frente a distúrbios transitórios no sistema. Os modelos de controle foram simulados no software PSCAD, e os resultados são capazes de demonstrar os diferentes comportamentos apresentados por cada método.

Abstract of the Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ASSESSMENT OF DISTINCT CONTROL APPROACHES FOR WIND TURBINE CONVERTERS

Daniel Henrique de Oliveira

September/2021

Advisor: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

The expansion of wind energy around the world has stimulated new technologies associated with ac-dc-ac converters, required for the wind turbines integration. Among these technologies, the different control methods developed for the generation of reference signals can be highlighted. The first and most common control method, called Space-Vector Current Control aims to control the active and reactive powers through the d-q currents of the grid side. A second method, called the Decoupled Sequence Control, separates the current into positive and negative sequence components, and then applies a similar control strategy of the first one. There is also a third method, more recent, called Synchronverter, which aims to emulate the main features of a synchronous generator using mathematical models. Therefore, the objective of this work is to analyze and compare the dynamic behavior of each of these three control methods, against transient disturbances in the system. The models were simulated in PSCAD software, and the results are able to demonstrate the different patterns for each method.

Sumário

Lista de Figuras	viii
Lista de Abreviaturas	x
1 Introdução	1
1.1 Geração Eólica	1
1.2 Objetivo do Estudo	3
1.3 Estrutura da Dissertação	3
2 Aspectos Gerais Sobre a Geração Eólica	5
2.1 Extração da Energia do Vento	5
2.2 Características dos Aerogeradores	8
2.3 Sistemas Eletromecânicos	12
2.3.1 Controle Aerodinâmico	12
2.3.2 <i>Pitch Control</i>	12
2.3.3 MPPT	13
2.3.4 Gerador de Imãs Permanentes	14
2.4 Conversor <i>Back-to-Back</i>	15
2.5 Controle do Lado da Máquina	16
2.6 Controle do Lado da Rede	17
2.7 Dinâmica do Barramento CC	18
2.8 Conexão dos Parques Eólicos às Redes Elétricas	19
2.9 Controle do Parque Eólico	20
3 Estratégias de Controle para o Conversor CC-CA	22
3.1 <i>Space Vector Current Control</i>	27
3.2 <i>Decoupled Sequence Control</i>	30
3.3 <i>Synchronverter</i>	34

4	Estudo de casos	38
4.1	Introdução	38
4.2	Sistema Elétrico	41
4.3	Resposta do Sistema Frente a uma Falta Monofásica	42
4.4	Resposta do Sistema Frente a uma Falta Trifásica	44
4.5	Resposta do Sistema Frente a uma Variação na Carga Ativa	45
5	Conclusão	47
	Referência Bibliográfica	48
	Apêndice A	51
	Apêndice B	59

Lista de Figuras

2.1	Gráfico do coeficiente de eficiência em relação à λ e β	7
2.2	Curva da extração de potência com relação ao vento	8
2.3	Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 1	8
2.4	Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 2	9
2.5	Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 3	10
2.6	Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 4	10
2.7	Turbina Eólico com o <i>Pitch Control</i>	13
2.8	Conversor CA-CC do lado da máquina	15
2.9	Conversor CC-CA do lado da rede	16
2.10	Malha de controle do lado da máquina	16
2.11	<i>Breaking Chopper</i> aplicado no elo CC	19
2.12	Controle do Parque Eólico	21
3.1	Representação das componentes de corrente dq	23
3.2	PLL Simples.....	25
3.3	Estrutura do EPLL	26
3.4	Estrutura do <i>Droop Control</i>	27
3.5	Diagrama de controle do Método <i>Space Vector Current Control</i>	28
3.6	Controlador DSC	33
3.7	Conversor CC-CA incluindo o filtro LCL	35
3.8	Controlador utilizado no <i>Synchronverter</i>	36
3.9	Controlador utilizado no <i>Synchronverter</i> adaptado [24]	37
4.1	Sistema Elétrico de Potência	41
4.2	Representação da torre da linha de transmissão [26]	42

4.3	Comportamento da tensão frente a uma falta monofásica na barra 5	43
4.4	Comportamento da frequência frente a uma falta monofásica na barra 5.....	44
4.5	Comportamento da tensão frente a uma falta trifásica na barra 5	45
4.6	Comportamento da frequência frente a uma falta trifásica na barra 5	46
4.7	Tensão na barra 1 frente a um corte de 4 MW da carga na barra 5	46
4.7	Comportamento da frequência frente a um corte de 4 MW da carga na barra 5	46
A.1	Modelagem da turbina eólica em blocos	51
A.2	Modelagem do cálculo da potência mecânica	51
A.3	Modelagem do cálculo do coeficiente C_p	52
A.4	Modelagem do Cálculo da velocidade do gerador	52
A.5	Modelagem do bloco MPPT	52
A.6	Modelagem do bloco <i>Pitch Control</i>	53
A.7	Modelagem do gerador de ímãs permanentes	54
A.8	Representação das fontes ideais	54
A.9	Modelagem do torque elétrico	54
A.10	Conversor CA-CC utilizado no lado da máquina	55
A.11	Controlador do lado da máquina	55
A.12	Conversor CC-CA	55
A.13	Método Space Vector Current Control para o Conversor CC-CA	56
A.14	Método Decoupled Sequence Control utilizado no Conversor CC-CA	57
A.15	Método <i>Synchronverter</i>	58
A.16	PLL e <i>Droop Control</i>	58
B.1	Tensões na saída do gerador de ímãs permanentes e no barramento CC	59
B.2	Comparação entre a potência do vento, potência máxima de extração, potência mecânica e potência elétrica	60
B.3	Comportamento dos parâmetros λ ; ω_{ger} ; e C_p	60

Lista de Abreviaturas

DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i> , p.8
CC	Corrente Contínua, p.8
CA	Corrente Alternada, p.8
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> , p.9
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , p.11
PMSG	<i>Permanent Magnetic Synchronous Generator</i> , p.12
IGBT	<i>Insulate Gate Bipolar Transistor</i> , p.13
PLL	<i>Phase-Locked-Loop</i> , p.15
WPC	<i>Wind Park Control</i> , p.19
FRT	<i>Fault-Right-Through</i> , p.20
DSC	<i>Decoupled Sequence Control</i> , p.23

Capítulo 1

Introdução

1.1 – Geração Eólica

A energia eólica é uma das fontes de energia renovável de crescimento mais rápido. O uso está aumentando em todo o mundo, em parte porque os custos estão caindo. A capacidade instalada global de geração eólica onshore e offshore aumentou quase 75 vezes nas últimas duas décadas, saltando de 7,5 gigawatts (GW) em 1997 para cerca de 564 GW em 2018, de acordo com os dados mais recentes [29]. A produção de eletricidade eólica duplicou entre 2009 e 2013, sendo que em 2016 a energia eólica representou 16% da eletricidade gerada por energias renováveis. Muitas partes do mundo têm ventos fortes, mas os melhores locais para gerar energia eólica são, às vezes, remotos. A energia eólica offshore oferece um potencial enorme. [29].

As turbinas eólicas foram originalmente baseadas em um gerador de indução tipo gaiola de esquilo conectado diretamente à rede. As pulsações de energia no vento eram quase diretamente transferidas para a rede elétrica, uma vez que sua velocidade era fixa. Além disso, nenhum controle dinâmico da potência ativa e reativa existia, exceto alguns bancos de capacitores que garantiam o fator de potência unitário no ponto de acoplamento comum. Entretanto, à medida que a demanda por fontes de energia renovável aumentou, os geradores eólicos baseados em inversores se tornaram uma parte inevitável dos sistemas de energia CA. Devido à natureza intermitente dessas fontes, estes geradores com conversores geralmente tendem a extrair o máximo de energia disponível do vento para alimentar a rede elétrica. Os inversores usados neste tipo de gerador são geralmente projetados para seguir as tensões da rede e injetar corrente na tensão existente. Portanto, eles são conhecidos como Inversores Seguidores de Rede.

A técnica comum usada para sincronizar com a tensão da rede é o uso de um circuito denominado *Phase Locked Loop* (PLL) [14]. Quase todos os geradores baseados em conversores atualmente instalados se enquadram nessa categoria e, portanto, o comportamento da fonte de tensão não está intrinsecamente presente neles. Além disso, eles não são projetados com armazenamento de energia suficientemente grande para emular a resposta inercial [27]. As classificações de sobrecorrente dos dispositivos de comutação eletrônicos de potência usados nestes inversores também são muito baixas em comparação com geradores síncronos. Portanto, estes geradores são considerados fontes de geração não síncronas. O grande desafio com o aumento da penetração de fontes de geração não síncronas em sistemas de potência é a regulação de tensão e frequência [27]. O conceito de Inversor Formador de Rede originou-se desta necessidade particular, visando emular os recursos dos geradores síncronos.

Existem hoje diferentes métodos de controle nestes inversores, que visam esta regulação da tensão e frequência na rede elétrica. Três deles serão destacados neste estudo: O método de controle mais comum, chamado de Método Space Vector Current Control [12], controla as potências ativa e reativa através, respectivamente, das correntes de eixo direto e quadratura que saem do conversor. Um segundo método, chamado de Decoupled Sequence Control [16], se baseia na teoria pq [21] e separa a corrente em componentes de sequência positiva e negativa para então, aplicar uma filosofia de controle similar ao primeiro método. Há também um terceiro método, mais recente, chamado *Synchronverter* [24], que visa simular através de controladores, as principais características de um gerador síncrono.

Outro fator de extrema importância que deve ser analisado são as faltas na rede elétrica que podem acontecer, uma vez que elas podem afetar seriamente a segurança dos dispositivos eletrônicos de potência. Portanto, os geradores baseados em conversores devem, além de ter um sistema de proteção confiável, ser equipados com uma função denominada *Fault Ride Through* (FRT), que altera as características e objetivos de cada método de controle visando reduzir ao máximo os impactos causados por estas faltas. Os estudos sobre as características de corrente e transitórios de falta podem ajudar no projeto de estratégias de FRT e sistemas de proteção ideais. No entanto, a resposta dos geradores baseado em conversores é bastante diferente dos geradores síncronos durante o período de falha, de modo que os métodos convencionais de cálculo de corrente de falha não podem ser totalmente aplicáveis [27].

A interconexão de um parque eólico em grande escala com o sistema elétrico tornou-se uma questão mais importante devido ao seu impacto significativo no comportamento transitório do sistema de energia. A falha em realizar os estudos de interconexão adequados pode levar não apenas a projetos e operações não ideais dos parques eólicos, mas também a graves operações do sistema de energia e até mesmo a problemas de estabilidade. Modelos de turbinas e parques eólicos específicos do fabricante são normalmente preferidos para estudos de interconexão devido à sua fidelidade. No entanto, esses modelos são normalmente fornecidos como modelos de caixa preta [12]. Esses modelos não permitem a análise de sistemas internos para detecção de possíveis problemas de desempenho. Modelos de genéricos e precisos de turbinas e parques eólicos permitem aos pesquisadores identificar problemas de integração com a rede e propor medidas adequadas.

1.2 – Objetivo Do Estudo

Neste trabalho, será investigado o desempenho transitório de três métodos de controle utilizados em inversores de turbinas eólicas: Método *Space Vector Current Control*; *Decoupled Sequence Control* e *Synchronverter*. Para isto, um modelo de turbina eólica detalhado foi desenvolvido, incluindo não apenas os controladores, mas também suas características eletromecânicas. A função FRT também será levada em consideração para cada um dos métodos, uma vez que ela altera as características dos métodos de controle frente a faltas no sistema elétrico, e ainda é pouco explorada nos estudos existentes.

O desenvolvimento dos modelos será realizado no software PSCAD, e para analisar os comportamentos desejados, alguns distúrbios foram considerados para teste, tais como: curto-circuitos nos barramentos e mudanças tanto na carga ativa quanto na reativa.

1.3 – Estrutura Da Dissertação

Além do Capítulo introdutório, esta dissertação é composta de mais 4 Capítulos, e os principais temas de cada um serão descritos abaixo:

No Capítulo 2 serão mostrados os conceitos básicos sobre a energia eólica. A princípio, com a extração da energia do vento, depois abordando as principais características dos aerogeradores, e em especial o modelo tipo 4, que é composto por um conversor do tipo *back-to-back*, e finalizando com a conexão do aerogerador à rede elétrica e o controle utilizado para manter a tensão, potência reativa e/ou fator de potência controlados nessa barra de conexão.

No Capítulo 3 serão abordados três das principais técnicas de controle utilizadas no conversor do lado da rede do conjunto *back-to-back*. O primeiro método é o *Space Vector Current Control*, que visa controlar a corrente dq de saída do conversor. O segundo método se trata de desacoplar as componentes de sequência positiva e negativa da corrente para eliminar a componente oscilante das potências, e o terceiro método consiste em simular no conversor as características de um gerador síncrono. Neste Capítulo também será abordado a resposta de cada um dos métodos frente a falhas no sistema.

No Capítulo 4 serão apresentados os detalhes da rede elétrica utilizada para realizar as simulações bem como os valores utilizados em cada parâmetro. Depois será possível ver o comportamento dinâmico de cada um dos métodos frente a distúrbios no sistema.

No Capítulo 5 serão apresentadas as conclusões deste estudo e no apêndice A será mostrado como foi realizado a modelagem da turbina eólica no PSCAD, e no apêndice B serão apresentados as condições do gerador eólico em estado estacionário, para fins de validação da modelagem desenvolvida.

Capítulo 2

Aspectos Gerais Sobre A Geração Eólica

2.1 – Extração Da Energia Do Vento

Podemos definir o vento pela movimentação do ar em grandes quantidades, causado principalmente pela diferença na pressão atmosférica entre duas regiões. Quando uma determinada região se aquece, a pressão atmosférica nela diminui e conseqüentemente haverá uma tendência de o ar se deslocar de uma região de maior pressão para a de menor pressão [1]. Em termos globais, além da rotação do planeta, a diferença de temperatura entre os Polos e a Linha do Equador também contribui para que haja um deslocamento do ar em grande escala, e como existe uma massa de ar m em movimento com uma certa velocidade v_{vento} , podemos definir que existe uma energia cinética relacionada a este vento, dada por:

$$E_c = \frac{m \cdot v_{vento}^2}{2} \quad (2.1)$$

Esta energia cinética é aproveitada pelo homem há mais de 3000 anos, seja na navegação, para bombear água, ou para moer grãos. Apenas no início da industrialização moderna é que a fonte de energia foi substituída pelo combustível fóssil. Entretanto, nos anos 70, com a alta do preço do petróleo, a energia eólica voltou a ser utilizada, porém desta vez o foco principal passou a ser a geração de energia elétrica [3].

Do ponto de vista físico, a energia do vento é transformada em energia mecânica pelas pás da turbina eólica e então transformada em energia elétrica pelo gerador. Pode ser demonstrado que a energia cinética de um cilindro de ar de raio r que se desloca com uma velocidade v_{vento} corresponde a uma potência eólica P_{vento} dentro de uma área varrida pelo rotor da turbina. Essa potência pode ser expressa pela fórmula abaixo, onde ρ_{ar} é a densidade do ar ($= 1.225 \text{ kg/m}^3$) [3].

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v_{vento}^3 \quad (2.2)$$

Na prática, a turbina eólica causa uma diminuição na velocidade do vento, e a potência mecânica que ela consegue extrair é proporcional a diferença da velocidade a montante e a jusante da turbina. Pode-se concluir então, que apenas uma fração da energia eólica é de fato transformada em energia mecânica. Essa fração é denominada de coeficiente de potência - C_p - da turbina eólica.

$$P_{mec} = C_p \cdot P_{vento} \quad (2.3)$$

De acordo com o limite de Betz [2], o valor máximo para o coeficiente C_p é de aproximadamente 0,593, ou seja, é possível extrair no máximo cerca de 59,3% da potência do vento. Entretanto, alguns cálculos são feitos com a relação entre potência elétrica em vez da potência mecânica. Nesses casos seriam consideradas as perdas rotacionais da máquina como as engrenagens e as perdas no gerador. Assim, o coeficiente C_p caem para valores entre cerca de 0,46 a 0,48 [3].

As turbinas antigas e mais simples possuem uma posição angular fixa das pás, o que significa dizer que o ângulo pás será sempre constante, independente da velocidade do vento. Em turbinas mais modernas, é possível ajustar este ângulo das pás (β) através de um sistema de controle chamado de *Pitch Control*, que funciona em função da velocidade do vento, ou seja, para ventos mais fortes este sistema de controle tende a ajustar a posição das pás de maneira que o excesso de potência seja descartado, garantindo assim a integridade física do gerador eólico como um todo. Nesse tipo de turbina, o coeficiente C_p será dado por uma função deste ângulo β , conforme mostra a fórmula abaixo, sendo que os índices de $c1$ a $c9$ variam de turbina para turbina, e são parâmetros determinados pelos fabricantes [4].

$$C_p(\lambda, \beta) = c1 \cdot \left(\frac{c2}{\mu} - c3 \cdot \beta - c4 \cdot \beta^{c5} - c6 \right) \cdot e^{-\frac{c7}{\mu}} \quad (2.4)$$

onde:

$$\mu = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c8 \cdot \beta} - \frac{c9}{\beta^3 + 1}} \quad (2.5)$$

O termo λ se refere à relação entre a velocidade na ponta da lâmina e a velocidade do vento. Ele pode ser encontrado através da equação abaixo, onde r é o raio da turbina em metros e ω_{turb} é a velocidade angular, dada em rad/s .

$$\lambda = \frac{\omega_{turb} \cdot r}{v_{vento}} \quad (2.6)$$

A curva do coeficiente de eficiência da turbina pode ser observada na Figura 2.1, onde é possível observar que o ângulo que apresenta a maior eficiência é $\beta = 0^\circ$ [4]:

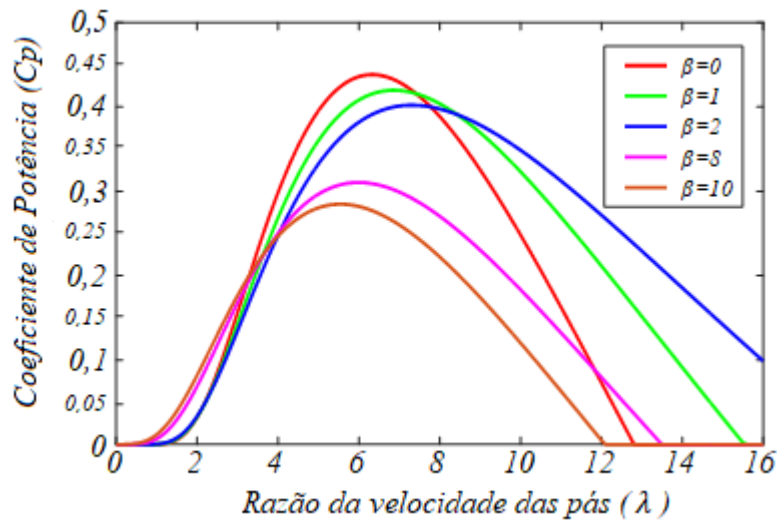


Figura 2.1 - Gráfico do coeficiente de potência da turbina em relação à razão da velocidade das lâminas λ e do ângulo β

De acordo com essas equações aerodinâmicas, para atingir o ponto máximo de eficiência em turbinas com posição angular fixa, seu projeto deve ser realizado de maneira que a velocidade de rotação das lâminas esteja na razão ideal com a velocidade média do vento na região, e conseqüentemente, para os casos de velocidade do vento diferente da média, a eficiência da turbina tenderá a cair.

Entretanto, para que haja extração de potência eólica é necessário que a turbina opere em uma determinada faixa de valores da velocidade do vento. Existem quatro regiões a se considerar quanto a operação das turbinas eólicas, de acordo com a Figura 2.2. Na Região 1, a velocidade do vento é muito baixa para justificar a operação da máquina. A velocidade do vento a partir da qual a máquina entra em operação é denominada velocidade de *cut-in*, tipicamente em torno de $5 - 7 m/s$, dependendo da turbina. Após a velocidade de *cut-in*, a máquina entra na Região 2, caracterizada por uma crescente

produção de potência à medida que o vento aumenta. Esta região caracteriza o regime de carga parcial da máquina. Quando o vento atinge a velocidade nominal, tipicamente em torno de $15 - 20\text{m/s}$, a máquina entra no regime de carga total, ou Região 3. Nesta região operacional, a potência da máquina atinge o valor nominal e deve ser mantida constante, mesmo com o aumento da velocidade do vento. Pode-se considerar também a Região 4, caracterizada pela velocidade de *cut-off*, onde o vento atinge regimes extremamente elevados e a máquina deve ser desligada por segurança [30].

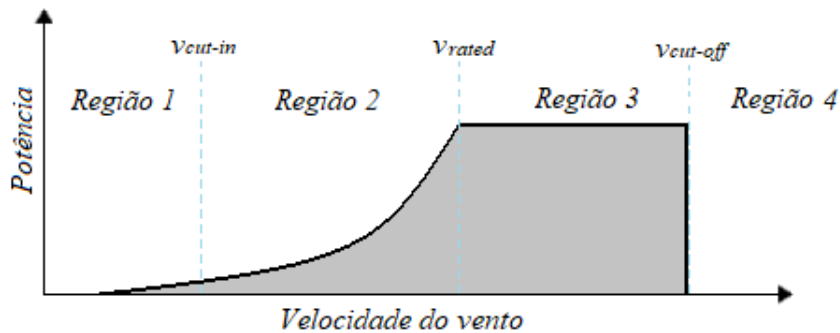


Figura 2.2 – Curva da extração de potência com relação à velocidade do vento

2.2 – Características Dos Aerogeradores

Existem diferentes formas de se classificar os aerogeradores. Ela pode ser feita pelo tipo de rotor (horizontal ou vertical), pela quantidade de lâminas existentes ou pelo tipo de controle de velocidade, que será mais detalhada a seguir:

Tipo 1: Velocidade Fixa

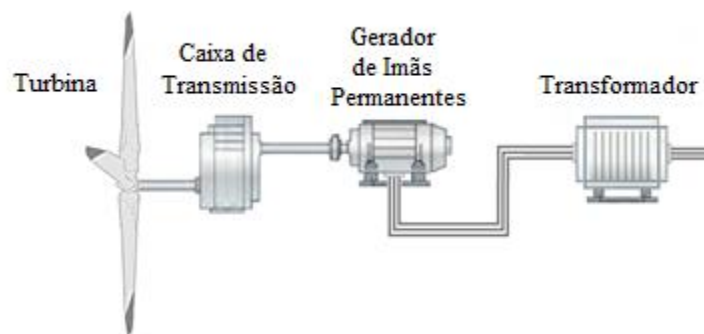


Figura 2.3 – Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 1

Este tipo de aerogerador opera com uma velocidade fixa, independente da velocidade do vento, e determinada através de uma relação de transmissão em função da frequência da rede elétrica. Ele foi muito utilizado no início dos anos 90, entretanto, uma série de desvantagens os fizeram ser substituídos por tecnologias mais modernas.

Ele é composto por uma turbina eólica, caixa de engrenagens, um gerador assíncrono (geralmente do tipo gaiola de esquilo) e um banco de capacitores para a excitação da máquina [6].

Tipo 2: Velocidade Variável Limitada Diretamente Conectado À Rede Elétrica

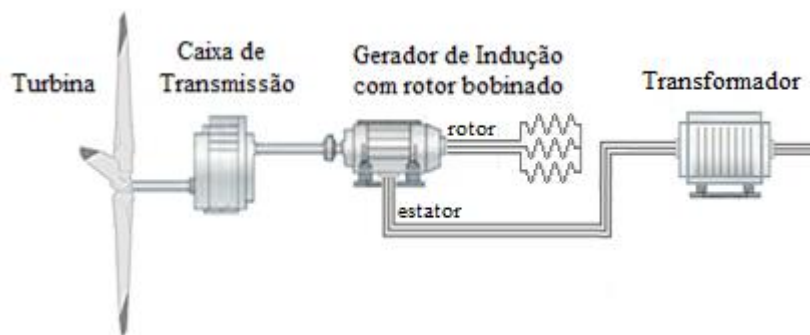


Figura 2.4 – Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 2

A principal característica deste modelo de aerogerador é a presença de um gerador de indução de rotor bobinado com uma resistência externa variável, conectada em série com o enrolamento do rotor. De acordo com o princípio de funcionamento deste tipo de gerador, a curva Velocidade x Torque da máquina pode variar em função do valor da resistência que está em série com o rotor.

Pelo fato de ter uma tecnologia considerada mais simples que os demais geradores de velocidade variável, esse tipo de aerogerador tem um custo de construção mais baixo. Entretanto, ele possui a desvantagem de não conseguir controlar o consumo de potência reativa de forma independente da potência ativa, e a presença da resistência para seu controle de velocidade faz com que as perdas da máquina aumentem e sua eficiência seja comprometida [6].

Tipo 3: Velocidade Variável Limitada Conectado À Rede Elétrica Através de Eletrônica de Potência.

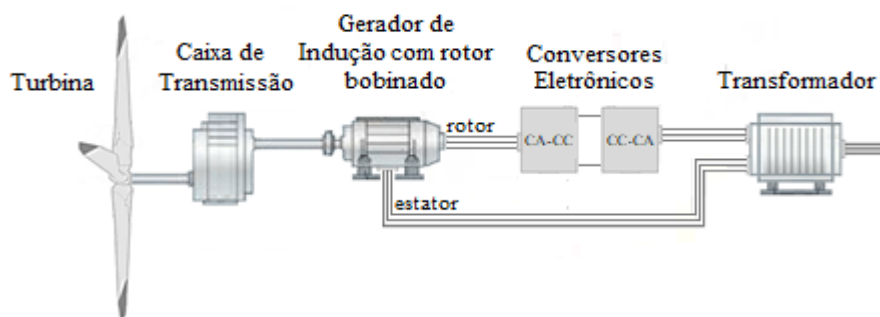


Figura 2.5 – Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 3

Este tipo de aerogerador é um dos mais encontrados no mercado atualmente. É uma máquina de velocidade variável composta por uma turbina eólica com um gerador de indução duplamente alimentado, chamado de DFIG (*Double Fed Induction Generator*). Seu estator é conectado à rede elétrica através de um transformador, e o circuito do rotor é alimentado por um conversor CA-CC-CA, constituído por duas pontes conversoras trifásicas e conectadas entre si através de um circuito intermediário de corrente contínua, chamado de barramento CC [7].

Este tipo de tecnologia permite que a máquina trabalhe dentro dos limites de velocidade da turbina eólica, ou seja, controlando o circuito do rotor através de conversores é possível controlar a velocidade da turbina para que ela opere tanto abaixo quanto acima da velocidade síncrona, e conseqüentemente, é possível controlar o fornecimento de potência para a rede elétrica.

Tipo 4: Velocidade Variável Com Interface Completa Por Eletrônica De Potência.

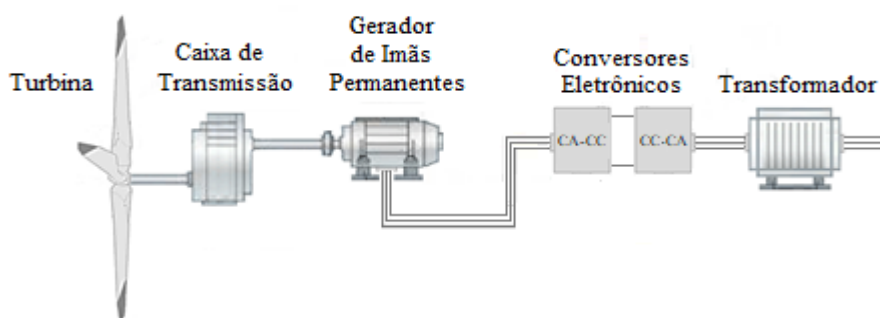


Figura 2.6 – Modelo Simplificado do Aerogerador do Tipo 4

Neste modelo de aerogerador há um desacoplamento completo entre seu circuito CA e o da rede elétrica. O principal tipo de gerador utilizado aqui é o de ímãs permanentes, pelo fato de não precisar usar de escovas, ser o mais leve e também apresentar o menor custo de manutenção.

Como neste caso a energia gerada vem de uma turbina com velocidade variável, sua frequência elétrica também varia, então para que possa haver uma conexão com a rede elétrica é necessário que ela seja retificada para CC e depois convertida para CA com a frequência nominal que se espera obter.

O processo de retificar a energia gerada pelo gerador de CA para CC é feita através de um conversor no lado da máquina. De um modo geral, além de retificar essa energia, esse conversor também possui as funções de:

- Controlar a potência reativa fornecida pelo gerador, de modo que o ele forneça a máxima potência ativa possível.
- Controlar a velocidade máxima admissível pela turbina, através do controle do torque elétrico produzido no eixo, para que ela opere dentro de uma região de segurança.

A inversão da energia CC para CA é realizada por um conversor no lado da rede, que também serve para:

- Controlar o nível da tensão no elo CC.
- Controlar o fluxo de potência da turbina para a rede elétrica
- Controlar o nível de potência reativa entregue, de tal maneira que a turbina possa fornecer suporte à rede em caso de faltas e para regulação de tensão.

Existem diferentes topologias utilizadas para os conversores eletrônicos neste tipo de aerogerador. Por ser a mais utilizada, a tecnologia escolhida para esta dissertação é o conversor com retificador e inversor PWM, também chamada de Conversor *Back-to-Back*.

2.3 – Sistemas Eletromecânicos

Podemos separar a turbina Tipo 4 (descrita anteriormente) em duas partes: Uma envolvendo o sistema eletromecânico da turbina e outra com o conversor *Back-to-Back*, associado à eletrônica de potência.

Devido ao fato de a turbina estar completamente sujeita a aleatoriedade da velocidade e direção do vento, todos os modelos de turbinas eólicas existentes possuem algum tipo de controle de potência mecânica que visa evitar danos físicos à sua estrutura. Dentre estes controles, dois podem ser destacados: O controle aerodinâmico e o *Pitch Control*.

2.3.1 – Controle Aerodinâmico

O método mais simples, robusto e barato de se controlar uma turbina eólica, largamente utilizado em aerogeradores com velocidade fixa, é o chamado controle aerodinâmico, que é uma forma de controle passiva onde as lâminas da turbina são conectadas no eixo do rotor com um determinado ângulo fixo.

A aerodinâmica criada por essa inclinação faz com que haja propositalmente uma turbulência na parte de trás da lâmina, fazendo com que a turbina perca potência quando a velocidade do vento está acima de sua velocidade nominal. Por possuir uma regulação lenta, este tipo de controle causa menos flutuação de energia do que outros tipos de controle mais rápidos, entretanto em ventos com baixa velocidade ele se torna menos eficiente.

2.3.2 – *Pitch Control*

Este é o segundo tipo de controle que visa evitar danos físicos à sua estrutura: Um controle ativo, que permite que as lâminas da turbina eólica girem em torno de seu próprio eixo, à medida que a velocidade do vento aumenta ou diminui. Entre as vantagens do *Pitch Control*, podem ser destacados: o melhor aproveitamento da energia eólica (fazendo com que o gerador opere sempre próximo de sua potência nominal) e a possibilidade de parada de emergência (caso a velocidade do vento ultrapasse os valores de segurança para a integridade da turbina).

Por outro lado, devido aos mecanismos de rotação das lâminas, este tipo de controle possui uma complexidade maior, permitindo flutuações de potência sob condições de vento com altas velocidades, e são mais caros e menos robustos que os de velocidade fixa.

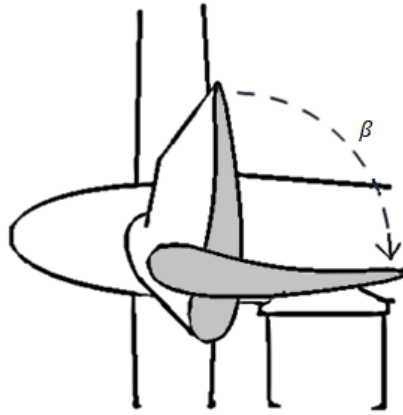


Figura 2.7 – Turbina Eólico com o *Pitch Control*

2.3.3 – MPPT

O controle MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) tem o objetivo de calcular a potência máxima que a turbina eólica pode extrair do vento, mantendo-a em um modo seguro de operação. Esta potência máxima calculada será utilizada como potência de referência (P_{ref}) nos sistemas de controle do conversor *Back-to-Back* do lado da máquina. Existem vários métodos para se calcular o MPPT, entre eles é destacado um que se baseia em calcular a potência de referência usando a função cúbica da velocidade angular da turbina [10]:

$$P_{ref} = k_{opt} \cdot \omega_{turb}^3 \quad (2.7)$$

onde:

$$k_{opt} = \frac{1}{2} \cdot C_{p_max} \cdot \rho \cdot A \cdot \left(\frac{R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad (2.8)$$

sendo que C_{p_max} corresponde ao Coeficiente de Potência resultante quando se opera com a razão da velocidade de ponta ótima; ρ é a densidade do ar; A é a área coberta pelas pás da turbina; R o raio da turbina (ou tamanho de cada pá); e λ_{opt} é o valor da velocidade angular ótima da turbina. O ponto negativo deste método é ter que obter previamente o valor desta última variável, porém isto pode ser feito através de métodos computacionais.

2.3.4 – Gerador De Imãs Permanentes

Conforme descrito anteriormente, o gerador mais utilizado neste modelo de turbina é o gerador síncrono de imãs permanentes, conhecido como PMSG (*Permanent Magnetic Synchronous Generator*). De acordo com [3, 11], as equações das tensões fornecidas pelo gerador nos eixos direto e em quadratura são dadas por:

$$u_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - \omega_{ele} \cdot \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (2.9)$$

$$u_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} + \omega_{ele} \cdot \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (2.10)$$

$$\psi_{ds} = -(L_{ds} + L_{d\sigma}) \cdot i_{ds} + \psi_{PM} \quad (2.11)$$

$$\psi_{qs} = -(L_{qs} + L_{d\sigma}) \cdot i_{qs} \quad (2.12)$$

onde u_{ds} e u_{qs} são as tensão geradas nos eixos direto e em quadratura, respectivamente; R_s é a resistência do estator; L_{ds} , L_{qs} e $L_{d\sigma}$ são, respectivamente, as indutâncias de eixo direto, quadratura e dispersão; i_{ds} e i_{qs} são as correntes de eixo direto e quadratura; ψ_{PM} é o fluxo magnético do imã permanente, dado em Wb; e ω_{ele} é a frequência angular do gerador, que é uma função da velocidade mecânica e do número de polos da máquina, P :

$$\omega_{ele} = \omega_{ger} \cdot \frac{P}{2} \quad (2.13)$$

o torque elétrico que irá se opor ao torque mecânico no rotor é dado por:

$$T_{ele} = \psi_{ds} \cdot i_{qs} - \psi_{qs} \cdot i_{ds} \quad (2.14)$$

e as potências ativa e reativa serão dadas por:

$$P_s = u_{ds} \cdot i_{ds} + u_{qs} \cdot i_{qs} \quad (2.15)$$

$$Q_s = u_{qs} \cdot i_{ds} - u_{ds} \cdot i_{qs} \quad (2.16)$$

2.4 – Conversor *Back-To-Back*

Para o controle deste aerogerador, é utilizado um conversor CA-CC-CA, estático, bidirecional, conhecido como *Back-to-Back*. Este conversor é na verdade a composição de dois conversores idênticos e conectados entre si através de um barramento em corrente contínua. Cada conversor é formado por uma ponte de seis transistores do tipo IGBT (*Insulate Gate Bipolar Transistor*). Para o controle do IGBT é necessário um sinal de referência que será comparado a uma portadora triangular com uma alta frequência de saída. No momento que o sinal de referência for maior que o sinal da fonte triangular, haverá o disparo do IGBT [13].

O primeiro conversor, dado pela Figura 2.8, é conectado diretamente nos terminais trifásicos do gerador de ímãs permanentes e tem o objetivo de retificar a corrente alternada gerada. Através do controle de chaveamento dos IGBT's é possível controlar a potência reativa de saída do gerador e o torque elétrico produzido por ele e conseqüentemente a velocidade do rotor [3].

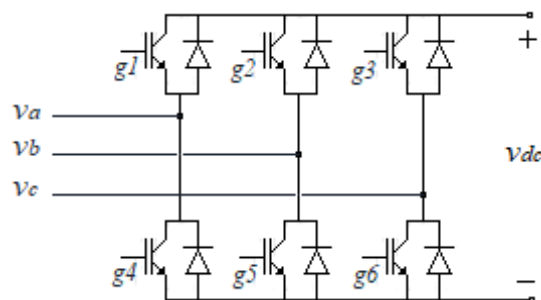


Figura 2.8 – Conversor CA-CC do lado da máquina

O segundo conversor, dado pela Figura 2.9, é conectado na rede elétrica, e sua principal função é inverter a corrente contínua em corrente alternada com a mesma frequência elétrica da rede. Além disto, ele também serve para controlar a saída de potência reativa e o nível de tensão do elo CC [3].

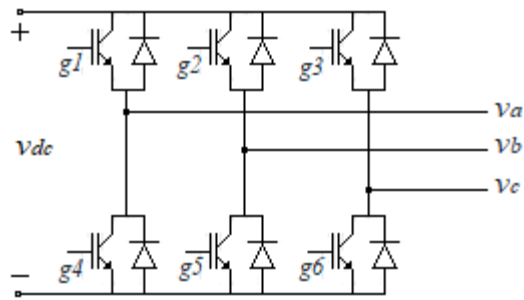


Figura 2.9 – Conversor CC-CA do lado da rede

Dependendo do método de controle a ser utilizado nos conversores, a corrente trifásica deverá ser transformada para o eixo dq (direto e quadratura) através da Transformada de Park. Entretanto, para se utilizar essa transformada tanto no circuito de controle do lado da máquina quanto no controle do lado da rede, é necessário saber, respectivamente, a frequência elétrica fundamental do gerador de ímãs permanentes (que pode variar dependendo das condições do vento) e do sistema elétrico a qual ele está conectado. A estimação desta frequência fundamental é realizada através de um circuito de sincronismo, chamado PLL (*Phase-Locked-Loop*). Maiores detalhes a respeito do PLL e suas versões melhoradas podem ser encontrados em [14].

2.5 – Controle Do Lado Da Máquina

O conversor do lado da máquina é o responsável tanto pelo controle de velocidade do rotor, quanto pela potência reativa fornecida pelo gerador. Para realizar estes controles é necessário transformar a corrente trifásica da saída para coordenadas dq através da transformada de Park e do ângulo θ , obtido pelo circuito PLL [12,15]. A Figura 3.3 ilustra o modelo de um controlador utilizado no lado da máquina.

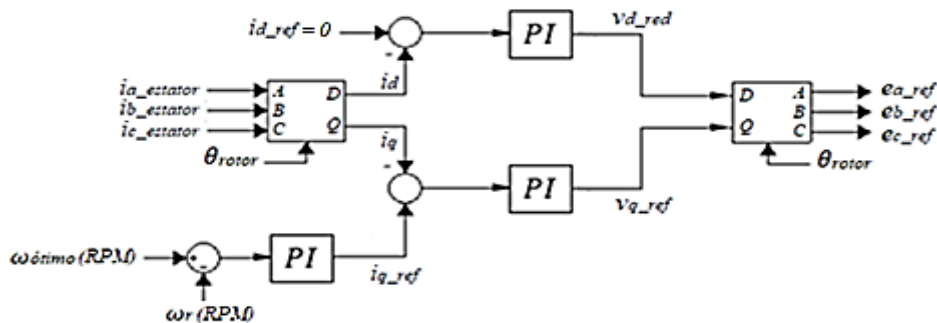


Figura 2.10 – Malha de controle do lado da máquina

Para se controlar a potência reativa gerada pela máquina é necessário comparar sua corrente de eixo direto com um valor de referência que se espera obter (neste caso igual a zero). O resultado desta comparação, após passar por um controlador PI , resultará na tensão de referência para o eixo direto. Este controle não altera a potência reativa injetada na rede elétrica porque isso cabe ao conversor do lado da rede, que será abordado mais adiante.

Com relação ao controle de velocidade, caso a velocidade do vento esteja na região 3, o MPPT indicará o valor de referência cuja turbina extrairá o máximo de potência possível do vento. Este valor ótimo deverá ser comparado com a velocidade real da máquina e então passará por um controlador PI , resultando em uma corrente de referência para o eixo em quadratura. Essa corrente de referência é comparada à corrente em quadratura da máquina, e após passar novamente por um controlador PI , resultará em uma tensão de referência para o eixo em quadratura. Em linhas gerais, a corrente em quadratura da máquina corresponde ao seu torque elétrico, e alterá-lo significa alterar sua velocidade final.

Os valores da tensão de referência para os eixos direto e em quadratura serão então transformados para sinais de referência trifásicos e_{a_ref} , e_{b_ref} e e_{c_ref} , novamente através da transformada de Park e do uso do PLL, e comparados à fonte triangular da ponte de IGBTs para determinar sua sequência de chaveamento.

2.6 – Controle Do Lado Da Rede

Os principais objetivos do controlador do lado da rede são manter a tensão no elo CC constante e controlar a potência reativa injetada pelo conversor do lado da rede. Entretanto, para este controle é necessário extrair os valores das correntes trifásicas na saída do conversor para a rede e transformá-los para os eixos direto e em quadratura através da transformada de Park. O ângulo utilizado nesta transformada é obtido através de um circuito PLL que irá estimar a frequência fundamental da tensão no ponto de conexão do aerogerador com a rede elétrica.

Existem diversas técnicas de controle existentes no mercado hoje, e três delas podem ser destacadas: A primeira é a *Space Vector Current Control*, similar a já apresentada na seção 2.5 (Controle do Lado da Máquina). Na segunda técnica, denominada *Decoupled*

Sequence Control [10], os componentes da corrente e tensão no eixo dq são desacoplados em suas sequências positivas e negativas e quatro controladores são utilizados. Já a terceira, denominada de *Synchronverter*, propõe uma simulação de uma máquina síncrona virtual, fazendo com que o conversor fique com as mesmas características dos geradores convencionais. O Capítulo 3 desta dissertação abordará com detalhes cada uma destas técnicas de controle.

2.7 – Dinâmica Do Barramento CC

Com o objetivo de melhorar o controle da corrente de saída do conversor, a tensão no barramento CC é elevada para um valor acima da amplitude da tensão de linha da rede elétrica e o capacitor existente entre o conversor e o inversor possibilita um controle desacoplado entre estes dois equipamentos [3].

Entretanto, o valor desta tensão pode estar sujeito a variações na potência ativa fornecida pelo gerador. O aumento da potência produzida resulta no aumento da tensão no elo CC, enquanto sua diminuição resulta na diminuição desta tensão. Esta variação deve ser compensada pelos controladores do conversor do lado da rede [16].

É importante observar que durante um afundamento de tensão na rede, o fluxo de potência saindo do conversor do lado da rede pode diminuir, e até mesmo zerar, acarretando um excesso de potência no barramento CC, antes que o *Pitch Control* e o controlador do lado da máquina possam atuar para reduzir a potência extraída pelo vento [6]. Para evitar esse problema, existem algumas tecnologias para acumular essa energia, como o banco de baterias, ou então dissipá-la com o uso de um dispositivo chamado *Breaking Chopper*.

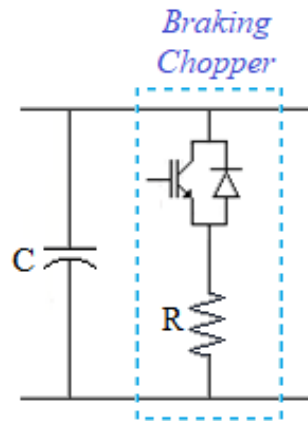


Figura 2.11 – *Braking Chopper* aplicado no elo CC

2.8 - Conexão Dos Parques Eólicos Às Redes Elétricas

Um parque eólico pode ser entendido como um conjunto de geradores eólicos interligados e possuem o objetivo de atender uma determinada demanda de energia em uma região. No Brasil, a maior parte dos parques eólicos se encontram em terra, por isso são chamados parques *onshore*. Entretanto, estes parques também podem ser instalados em alto mar, recebendo o nome de *offshore*.

A transmissão da energia gerada pelo parque até o ponto de conexão com a rede elétrica geralmente é feita em corrente alternada, porém, para parques que possuem uma distância muito longa até o ponto de conexão, uma transmissão em corrente contínua pode ser uma alternativa.

Com relação à sua aplicabilidade, os parques eólicos podem ser classificados em três tipos: Sistema isolado; Sistema híbrido, e; Sistema interligado à rede elétrica [6]:

- Sistema Isolado

Os parques eólicos com sistema isolado não possuem nenhum tipo de interligação com outros sistemas elétricos. Neste tipo de sistema, a principal objetivo é garantir a qualidade no suprimento de energia elétrica frente a diversas situações, como mudança na velocidade do vento, nas cargas elétricas ou em caso de falhas. Para atender melhor este tipo de sistema, pode-se utilizar um banco de baterias.

- Sistema Híbrido

Neste tipo de sistema, o parque eólico não é conectado diretamente em uma rede elétrica convencional nem opera de maneira isolada. Trata-se de arranjos que são conectados com uma fonte alternativa de energia, como geradores a diesel, pequenas centrais hidrelétricas, módulos fotovoltaicos, entre outros.

- Sistema Interligado à Rede

Neste tipo de sistema, toda a energia gerada pelo parque eólico é entregue à rede elétrica. Não há necessidade de qualquer tipo de armazenamento de energia como o banco de baterias por exemplo, pois o controle de fornecimento e consumo é realizado geralmente pelas usinas hidrelétricas de reservatório. A presença deste tipo de usina no sistema acrescenta na rede característica inerciais que são importantes para manter uma boa qualidade da energia elétrica, principalmente com relação a sua estabilidade.

2.9 – Controle Do Parque Eólico

As condições do vento determinarão a potência ativa total produzida pelas turbinas eólicas. Esta potência será transmitida para o sistema de alta tensão através de uma barra coletora. Entretanto, a potência reativa nesta barra será determinada por uma central de controle do parque eólico, denominada WPC (*Wind Park Control*) localizada no ponto de conexão do parque com a rede [10]:

O controle da tensão nesta barra coletora é feito através de um controlador integral (*V-Control*), e geralmente a tensão de referência para este controlador é definida pelo operador do sistema [20]. Existe também a possibilidade de o WPC controlar apenas a potência reativa através de um sinal de referência (*Q-Control*) ou o fator de potência da barra (*PF-Control*). O controle escolhido deve ser selecionado previamente através de uma chave seletora, e irá gerar um sinal de referência o controlador do lado da rede nas turbinas eólicas, conforme mostra a Figura 2.12 [10]:

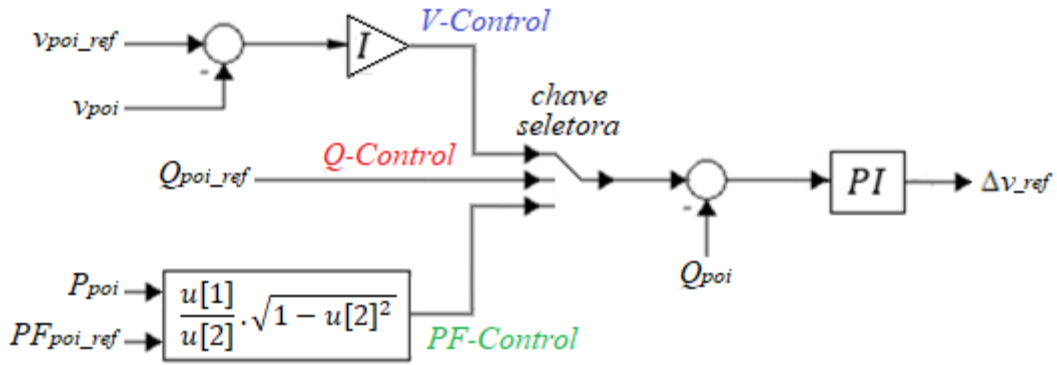


Figura 2.12 – Controle do Parque Eólico

Quando o parque eólico está operando em um Sistema Isolado, o modo *V-Control* deve ser acionado, visando manter a tensão nominal constante neste barramento, para atender às especificações do sistema. Caso o parque eólico esteja operando em um Sistema Híbrido ou no Sistema Interligado à Rede, os modos *Q-Control* ou *PF-Control* devem ser acionados.

Além de determinar o modo de operação do parque eólico, o WPC também tem o objetivo de ativar uma função chamada FRT (*Fault-Right-Through Function*), que visa atender alguns requisitos de rede que estabelecem que as turbinas devem ter uma resposta frente a distúrbios transitórios no sistema. Esta função FRT é ativada sempre que a tensão na barra de conexão cai a um nível abaixo de um valor pré-determinado, chamado de V_{FRT_ON} ; e desativada quando a tensão permanece superior a um outro valor também pré-determinado chamado de V_{FRT_OFF} por um período de tempo superior a t_{FRT} .

A ativação ou desativação desta função acontece independentemente do método de controle do conversor. O que muda entre os métodos é o comportamento dos controladores frente a sua ativação, que será visto a seguir.

Capítulo 3

Estratégias De Controle para o

Conversor CC-CA

A unidade de geração eólica possui diferentes níveis de controle, como a extração da máxima potência do vento, o controle da inclinação das pás, controle da potência reativa que é trocada com a rede elétrica, regulação de tensão, controle da injeção de potência ativa e um controle especial em condições de falta na rede, além de outros objetivos internos que visam o desempenho operacional da turbina, como por exemplo a regulação do barramento CC [6]. Para alguns destes objetivos, é fundamental extrair sinais de referências da corrente elétrica que está saindo do gerador, que em caso de condições balanceadas, podem ser expressos pelas equações abaixo:

$$i_a = I_m \cdot \text{sen}(\omega_s \cdot t) \quad (3.1)$$

$$i_b = I_m \cdot \text{sen}\left(\omega_s \cdot t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.2)$$

$$i_c = I_m \cdot \text{sen}\left(\omega_s \cdot t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.3)$$

onde, I_m corresponde ao valor de pico da corrente; ω_s à frequência angular da rede; e t o tempo. Entretanto, este tipo de sinal trifásico e alternado aumenta consideravelmente a complexidade dos sistemas de controle. Para solucionar este problema, é utilizado a Transformada de Park, que tem o objetivo de transformar estas três variáveis senoidais em apenas duas variáveis lineares, conforme pode ser visto na figura abaixo:

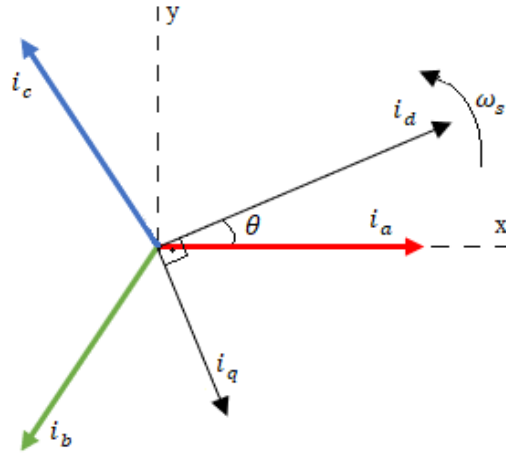


Figura 3.1 – Representação das componentes de corrente dq

Analisando estes vetores, chegaremos a seguinte relação [11]:

$$i_d = k_d \left[i_a \cdot \cos \theta + i_b \cdot \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cdot \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (3.4)$$

$$i_q = k_q \left[i_a \cdot \sin \theta + i_b \cdot \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cdot \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (3.5)$$

sendo que as constantes k_d e k_q são arbitrárias e seus valores devem ser escolhidos de forma a simplificar os coeficientes numéricos nos desenvolvimentos das equações. Neste estudo, ambos coeficientes serão $2/3$, conforme sugerem algumas literaturas a respeito do tema [11], inclusive o software PSCAD, que será utilizado para simular este estudo.

Substituindo (3.1), (3.2) e (3.3) em (3.4), teremos:

$$\begin{aligned} i_d &= k_d \left[I_m \cdot \sin(\omega_s \cdot t) \cdot \cos \theta + I_m \cdot \sin \left(\omega_s \cdot t - \frac{2\pi}{3} \right) \cdot \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right. \\ &\quad \left. + I_m \cdot \sin \left(\omega_s \cdot t + \frac{2\pi}{3} \right) \cdot \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \\ i_d &= k_d \cdot \frac{2}{3} \cdot I_m \cdot \sin(\omega_s \cdot t - \theta) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Substituindo agora (3.1), (3.2) e (3.3) em (3.5), teremos:

$$\begin{aligned} i_q &= k_q \left[I_m \cdot \sin(\omega_s \cdot t) \cdot \sin \theta + I_m \cdot \sin \left(\omega_s \cdot t - \frac{2\pi}{3} \right) \cdot \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right. \\ &\quad \left. + I_m \cdot \sin \left(\omega_s \cdot t + \frac{2\pi}{3} \right) \cdot \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \end{aligned}$$

$$i_q = k_q \cdot \frac{2}{3} \cdot I_m \cdot \cos(\omega_s \cdot t - \theta) \quad (3.7)$$

Agora, em vez de três variáveis em função do tempo, teremos apenas duas. Porém, para dar um grau completo de liberdade, uma terceira componente deve ser definida para que as correntes trifásicas sejam transformadas em três variáveis, e uma componente conveniente é a corrente de sequência zero (associada aos componentes simétricos), entretanto, em casos de conversores trifásicos a três fios, esta componente pode ser desconsiderada [11].

$$i_0 = \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \quad (3.8)$$

A transformação das variáveis i_{abc} para suas componentes i_{dq0} pode ser dada pela seguinte matriz de transformação:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

e sua matriz inversa será dada por:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Os inversores utilizados nos geradores eólicos são geralmente projetados para seguir as tensões da rede e injetar o máximo de corrente possível. Por isto, eles são chamados de inversores Seguidores de Rede e possuem um comportamento semelhante a uma fonte de corrente. Boa parte dos inversores instalados atualmente se enquadram nesta categoria [28], e uma das técnicas mais utilizadas para sincronizar estes inversores com a rede é obter o ângulo θ através do uso de um circuito de sincronismo, também denominado de PLL (*Phase Locked Loop*) [14].

O PLL é um sistema de controle que faz a leitura de um sinal de entrada, e gera um sinal de saída com frequência e fase instantâneas em sincronismo com esse sinal. Como este sistema mantém em regime permanente a frequência de saída igual e em fase com a frequência de entrada, seu objetivo é rastrear a frequência de um sinal amostrado para ser

utilizado na transformada de Park. O circuito básico de um PLL é composto por um Detector de Fase (PD), um Filtro Passa Baixa (LF) e um Oscilador Controlado de Tensão (VCO) [14], que podem ser vistos na Figura 3.2.

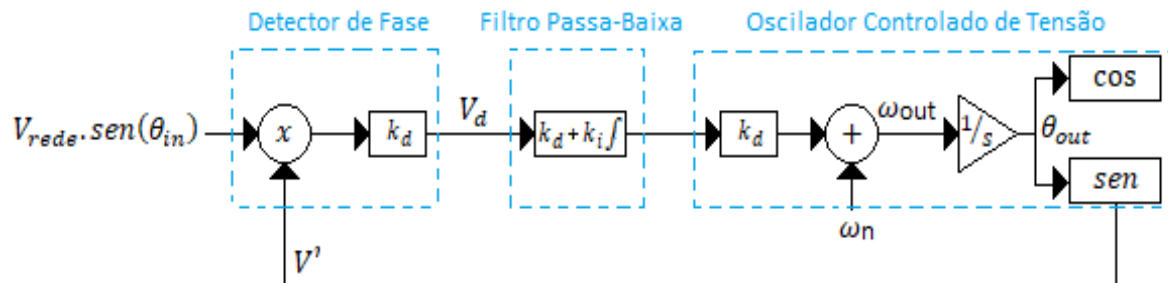


Figura 3.2– PLL Simples.

A função do bloco PD é comparar o seno do sinal de entrada com o cosseno do ângulo de saída do bloco VCO, gerando um sinal de erro proporcional ao erro do ângulo de entrada que será multiplicado por um ganho k_d . No entanto, esta informação de erro possuirá uma variável que é duas vezes a frequência de entrada do sistema, e que necessariamente deverá ser removida para o correto funcionamento.

Para isto, há o bloco LF que pode ser representado por um controlador *PI* usado para eliminar o erro de regime permanente no sinal de entrada. Entretanto, existem várias literaturas com melhorias que já foram realizadas neste circuito, entre elas, o chamado EPLL (*Enhanced Phase Locked Loop*), que adapta o PLL tradicional a um circuito chamado de *Adaptive Notch Filter*, tornando o sistema mais robusto e com uma resposta dinâmica mais rápida [14].

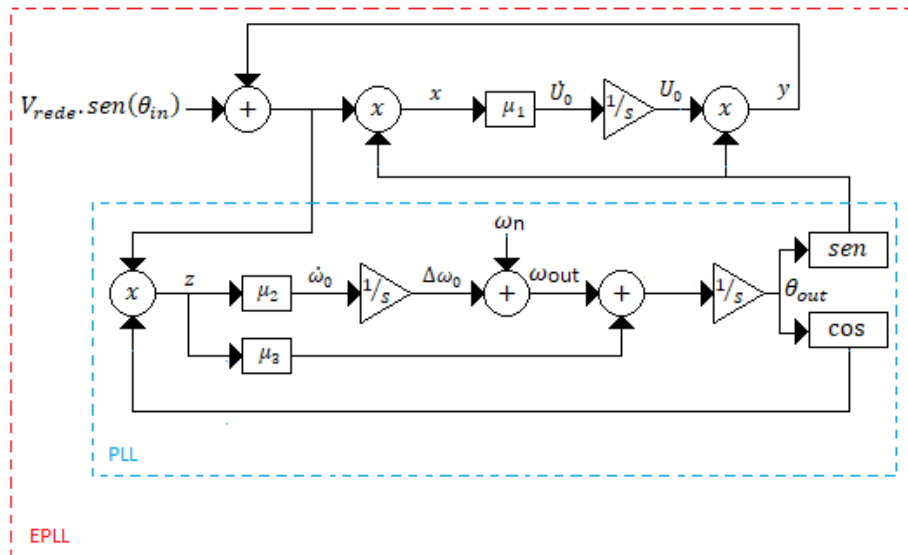


Figura 3.3 – Estrutura do EPLL

Outra característica deste tipo de Inversor Seguidor de Rede, que utiliza circuito de sincronismo, é que ele não é projetado para ter um armazenamento de energia suficientemente grande para emular uma resposta inercial, sendo assim, o grande desafio para o aumento da penetração dele na rede elétrica é a regulação da tensão e da frequência, e para atender a esta necessidade em particular, foi desenvolvido um segundo tipo de inversor, denominado Inversor Formador de Rede.

Além disto, emular os recursos dos geradores síncronos também se tornou necessário à medida que as redes evoluíram. Assim, os elementos de armazenamento de energia e as soluções de controle (incluindo a operação de um gerador síncrono virtual) também são desenvolvidos para este Inversor Formador de Rede. Neste tipo de inversor, o ângulo θ , não é mais obtido por PLL's e sim através de outras técnicas de controle, e entre elas pode-se destacar o *Droop Control* [28].

O *Droop Control* é a técnica mais utilizadas nos Inversores Formadores de Rede. Seu conceito se origina pela ação de um regulador que permite que vários geradores possam atuar em paralelo. Alguns dos primeiros estudos de Inversores Formadores de Rede focam em sistemas de energia isolados ou em fontes de alimentação, no entanto, estes controladores também são capazes de operar em grandes redes de energia interligadas [28].

Neste controlador, a frequência de saída do inversor varia de maneira linear, de acordo com a variação de potência saindo do gerador eólico. Esta variação linear é dada

através de um coeficiente de queda K_{droop} relacionando a variação na frequência e na potência, cuja função é dada por:

$$K_{droop} = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (3.11)$$

e sua estrutura de controle do *Droop Control* pode ser encontrada na figura abaixo:



Figura 3.4 – Estrutura do *Droop Control*

As seções a seguir abordarão três métodos de controle baseados na decomposição da corrente trifásica em suas componentes dq , utilizados para gerar sinais de referência para o PWM do conversor. O ângulo θ utilizado nestes controladores podem vir tanto através de uma estrutura de Inversor Seguidor de Rede, quando de um Inversor Formador de Rede, dependendo da situação a qual são empregados.

3.1 – Método *Space Vector Current Control*

O objetivo deste método de controle é comparar as componentes de corrente dq com valores de referência pré-estabelecidos. Para isto, a corrente trifásica i_{abc} de saída do conversor CC-CA é lida e transformada em suas componentes i_{dq} através da transformada de Park, assim como a tensão trifásica no ponto de conexão entre o gerador eólico e a rede elétrica.

Uma vez que temos a componente dq da corrente, o diagrama de controle deste método *Space Vector Current Control* é montado de tal forma que nos permite controlar dois importantes fatores: a potência reativa que o gerador eólico troca com a rede elétrica; e o nível de tensão no elo CC (visando manter sempre um valor estável, o que é fundamental para o bom funcionamento do gerador). Este diagrama pode ser observado na Figura 3.5.

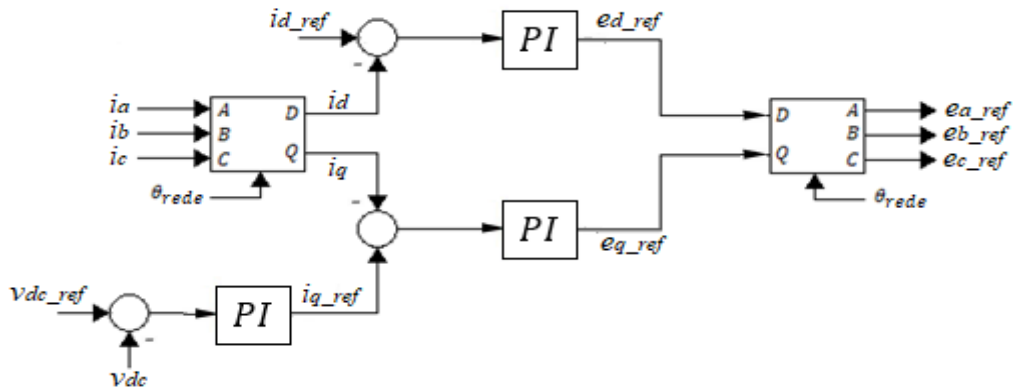


Figura 3.5 – Diagrama de controle do Método *Space Vector Current Control*

O controle da potência reativa fornecida pelo gerador eólico para a rede é feito através da comparação da corrente i_d com um valor de referência para esta corrente i_{d_ref} . O resultado desta comparação gera um erro que passa por um controlador *PI*, resultando em um valor de tensão de referência para o eixo direto, chamado e_{d_ref} .

É importante mencionar que esta corrente de referência, i_{d_ref} , usada na comparação com i_d é enviada pelo WPC (localizado no ponto de interconexão entre o parque eólico e o sistema elétrico) para o gerador eólico. Além de controlar o valor da potência reativa, este valor de referência também pode ser usado para o controle do nível de tensão ou até mesmo o fator de potência no barramento onde está localizado o WPC. A escolha entre essas três opções de controle é realizada de acordo com as prioridades definidas ou com a situação da rede.

Para controlar o nível da tensão v_{dc} no elo CC é necessário compará-la com um valor de referência, v_{dc_ref} , que deve ser projetado para ser, no mínimo, 35% maior que a tensão nominal do gerador [12]. O erro obtido nesta comparação passa por um controlador *PI* e resulta em um valor de referência para a corrente i_{q_ref} , que deve ser então comparada com a corrente de quadratura i_q da saída do conversor para a rede elétrica. O erro desta segunda comparação passa novamente por um controlador *PI*, resultando desta vez no valor da tensão de referência para o eixo em quadratura, chamado e_{q_ref} .

Os valores de referência para a tensão e_{d_ref} e e_{q_ref} são transformados em suas componentes trifásicas através de uma transformada inversa de Park descrita em (3.10), (porém utilizando agora a tensão em vez da corrente). Estas componentes trifásicas

e_{a_ref} , e_{b_ref} e e_{c_ref} serão utilizadas então, como referência para o PWM do conversor CC-CA.

Apesar dos controladores definirem os valores de referência para as correntes i_{d_ref} e i_{q_ref} , conforme mostra o diagrama de controle da Figura 3.4, eles são limitados de acordo com a capacidade do conversor. Os conversores mais antigos possuíam uma baixa capacidade de condução de corrente, porém com o desenvolvimento de novas chaves semicondutoras de potência, a capacidade dos conversores aumentou significativamente. A relação entre a corrente limite de cada componente e a corrente limite total do conversor é dada pela seguinte relação:

$$I_{limite}^2 = i_{d_limite}^2 + i_{q_limite}^2 \quad (3.12)$$

Entretanto, os valores de i_{d_limite} e i_{q_limite} não são necessariamente fixos. Eles podem variar de acordo com a necessidade operacional. Em condições normais de operação, a prioridade dos controladores é manter o nível de tensão no elo CC estável. Para isto, o valor de i_{q_limite} pode variar de zero até o limite total de corrente do conversor, e o valor da corrente restante, caso haja, será utilizado como i_{d_limite} , para controlar a potência reativa [10], de tal forma que:

$$i_{q_limite} \leq I_{limite} \quad (3.13)$$

$$i_{d_limite} = \sqrt{I_{limite}^2 - i_{q_limite}^2} \quad (3.14)$$

Para condições de falta da rede elétrica, a função FRT será habilitada pelo WPC e ativada nos geradores, e eles passam a priorizar a estabilidade da tensão na rede, em vez da tensão no elo CC, e para isto, o grau de liberdade dos limites para cada componente da corrente se inverte, sendo que i_{d_limite} passa agora a poder variar de zero até a capacidade total de corrente do conversor, e o restante, se houver, ficará para i_{q_limite} , da seguinte forma:

$$i_{d_limite} \leq I_{limite} \quad (3.15)$$

$$i_{q_limite} = \sqrt{I_{limite}^2 - i_{d_limite}^2} \quad (3.16)$$

3.2 – Decoupled Sequence Control

O método *Decoupled Sequence Control* (DSC) permite controlar a corrente de saída do controlador de forma independente, como componentes ativo ou reativo, tanto para a sequência positiva quanto para a negativa. Geralmente o objetivo do DSC é eliminar os componentes oscilantes da potência ativa na saída da turbina eólica durante condições de falta ou desbalanceamento da carga. Outro objetivo pode ser a injeção de um nível desejado de corrente reativa durante faltas desbalanceadas [10].

Sob condições genéricas da rede, a tensão trifásica v_{abc} no ponto de interconexão entre o conversor e a rede elétrica pode ser escrita por [16]:

$$v_{abc} = \sum_{n=1}^{\infty} (v^{+n} + v^{-n} + v^{0n})$$

$$v_{abc} = \sum_{n=1}^{\infty} \left(V^{+n} \cdot \begin{bmatrix} \cos(n\omega t + \phi^{+n}) \\ \cos\left(n\omega t - \frac{2\pi}{3} + \phi^{+n}\right) \\ \cos\left(n\omega t + \frac{2\pi}{3} + \phi^{+n}\right) \end{bmatrix} + V^{-n} \cdot \begin{bmatrix} \cos(n\omega t + \phi^{-n}) \\ \cos\left(n\omega t + \frac{2\pi}{3} + \phi^{-n}\right) \\ \cos\left(n\omega t - \frac{2\pi}{3} + \phi^{-n}\right) \end{bmatrix} + V^{0n} \cdot \begin{bmatrix} \cos(n\omega t + \phi^{0n}) \\ \cos(n\omega t + \phi^{0n}) \\ \cos(n\omega t + \phi^{0n}) \end{bmatrix} \right) \quad (3.17)$$

onde os termos $+n$, $-n$ e $0n$ representam as componentes de sequência positiva, negativa e zero de todos os n harmônicos da tensão. Da mesma forma, a corrente trifásica também pode ser escrita como:

$$i_{abc} = \sum_{n=1}^{\infty} \left(I^{+n} \cdot \begin{bmatrix} \text{sen}(n\omega t + \delta^{+n}) \\ \text{sen}\left(n\omega t - \frac{2\pi}{3} + \delta^{+n}\right) \\ \text{sen}\left(n\omega t + \frac{2\pi}{3} + \delta^{+n}\right) \end{bmatrix} + I^{-n} \cdot \begin{bmatrix} \text{sen}(n\omega t + \phi^{-n}) \\ \text{sen}\left(n\omega t + \frac{2\pi}{3} + \phi^{-n}\right) \\ \text{sen}\left(n\omega t - \frac{2\pi}{3} + \phi^{-n}\right) \end{bmatrix} \right) \quad (3.18)$$

De acordo com a teoria da potência instantânea [21], a potência ativa e reativa instantâneas podem ser obtidas a partir da interação entre estas duas condições genéricas da tensão e corrente, da seguinte forma:

$$p = v \cdot i ; \quad q = v \times i \quad (3.19)$$

resultando em um termo constante para cada potência (\bar{p} e \bar{q}) e um outro termo oscilatório (\tilde{p} e \tilde{q}), que podem ser encontradas com mais detalhes em [16]

Essas expressões genéricas de potência evidenciam que os termos constantes nas potências instantâneas ativa e reativa, \bar{p} e \bar{q} , resultam da interação das componentes de tensão e corrente com a mesma frequência e sequência, enquanto oscilações nessas potências instantâneas, \tilde{p} e \tilde{q} , resultam da interação de componentes de tensão e corrente com diferentes frequências ou sequências

A operação deste método de controle sob condições de rede desequilibrada pode ser estudada considerando apenas a frequência fundamental nas expressões de potência anteriores, ou seja, fazendo $m = n = 1$. Portanto, as potências instantâneas ativa e reativa associadas a este método de controle, sob tais condições de rede desequilibrada também podem ser escritas como [16]:

$$p = P_0 + P_{C2} \cdot \cos(2wt) + P_{S2} \cdot \sin(2wt) \quad (3.20)$$

$$q = Q_0 + Q_{C2} \cdot \cos(2wt) + Q_{S2} \cdot \sin(2wt) \quad (3.21)$$

onde P_0 e Q_0 são respectivamente os valores médios instantâneos das potências ativas e reativas, enquanto P_{C2} , P_{S2} , Q_{C2} e Q_{S2} representam a magnitude dos termos oscilantes da potência instantânea. Em alguns estudos existentes [22,23], as correntes e tensões usadas para calcular essas magnitudes de potência são dadas em componentes simétricas, conforme mostrado abaixo:

$$P_0 = \frac{3}{2} (v_d^+ \cdot i_d^+ + v_q^+ \cdot i_q^+ + v_d^- \cdot i_d^- + v_q^- \cdot i_q^-) \quad (3.22)$$

$$P_{C2} = \frac{3}{2} (v_d^- \cdot i_d^+ + v_q^- \cdot i_q^+ + v_d^+ \cdot i_d^- + v_q^+ \cdot i_q^-) \quad (3.23)$$

$$P_{S2} = \frac{3}{2} (v_q^- \cdot i_d^+ - v_d^- \cdot i_q^+ - v_q^+ \cdot i_d^- + v_d^+ \cdot i_q^-) \quad (3.24)$$

$$Q_0 = \frac{3}{2} (v_q^+ \cdot i_d^+ - v_d^+ \cdot i_q^+ + v_q^- \cdot i_d^- - v_d^- \cdot i_q^-) \quad (3.25)$$

$$Q_{C2} = \frac{3}{2} (v_q^- \cdot i_d^+ - v_d^- \cdot i_q^+ + v_q^+ \cdot i_d^- - v_d^+ \cdot i_q^-) \quad (3.26)$$

$$Q_{S2} = \frac{3}{2} (-v_d^- \cdot i_d^+ - v_d^- \cdot i_q^+ + v_d^+ \cdot i_d^- + v_q^+ \cdot i_q^-) \quad (3.27)$$

sendo que v_d^+ , v_q^+ , i_d^+ e i_q^+ são calculadas através da transformada de Park e representam as componentes simétricas de sequência positiva da tensão e da corrente, respectivamente, nos eixos dq ; e v_d^- , v_q^- , i_d^- e i_q^- representam as componentes simétricas de sequência negativa também nos eixos dq .

Com o uso deste sistema desacoplado DSC, quatro das seis magnitudes de potência podem ser controladas para uma dada condição de tensão da rede. Como os termos oscilantes P_{C2} e P_{S2} da potência ativa causam oscilações na tensão v_{DC} , as referências para as correntes ($I_{d_ref}^+$, $I_{q_ref}^+$, $I_{d_ref}^-$ e $I_{q_ref}^-$) serão calculadas de tal maneira que os anulem ($P_{C2} = 0$ e $P_{S2} = 0$). Logo, reescrevendo as equações anteriores na forma matricial, temos:

$$\begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \\ P_{C2} \\ P_{S2} \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \cdot \begin{bmatrix} v_d^+ & v_q^+ & v_d^- & v_q^- \\ v_q^+ & -v_d^+ & v_q^- & -v_d^- \\ v_d^- & v_q^- & v_d^+ & v_q^+ \\ v_q^- & -v_d^- & -v_q^+ & v_d^+ \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d^+ \\ i_q^+ \\ i_d^- \\ i_q^- \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$\begin{bmatrix} i_{d_ref}^+ \\ i_{q_ref}^+ \\ i_{d_ref}^- \\ i_{q_ref}^- \end{bmatrix} = M_{4 \times 4}^{-1} \cdot \frac{3}{2} \cdot \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \\ P_{C2} \\ P_{S2} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$\begin{bmatrix} i_{d_ref}^+ \\ i_{q_ref}^+ \\ i_{d_ref}^- \\ i_{q_ref}^- \end{bmatrix} = M_{4 \times 4}^{-1} \cdot \frac{3}{2} \cdot \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

A inversa de $M_{4 \times 4}$ resultará em k_1 e k_2 :

$$\begin{bmatrix} i_{d_ref}^+ \\ i_{q_ref}^+ \\ i_{d_ref}^- \\ i_{q_ref}^- \end{bmatrix} = \frac{P}{K_1} \cdot \begin{bmatrix} v_d^+ \\ v_q^+ \\ -v_d^- \\ -v_q^- \end{bmatrix} + \frac{Q}{K_2} \cdot \begin{bmatrix} v_q^+ \\ -v_d^+ \\ v_q^- \\ -v_d^- \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

onde:

$$K_1 = [(v_d^+)^2 + (v_q^+)^2] - [(v_d^-)^2 + (v_q^-)^2] \quad (3.32)$$

$$K_2 = [(v_d^+)^2 + (v_q^+)^2] + [(v_d^-)^2 + (v_q^-)^2] \quad (3.33)$$

O valor de P é obtido através de um controlador PI usado após a comparação de v_{dc} e v_{dc_ref} (de maneira similar ao que o Método *Space Vector Current Control* usa para obter i_{q_ref}); e Q corresponde ao sinal enviado pelo WPC. As referências calculadas acima deverão ser revisadas de acordo com a capacidade do conversor e devem ficar abaixo dos limitadores i_{d_limite} e i_{q_limite} . Por exemplo, quando $(i_{q_ref}^+ + i_{q_ref}^-) > i_{q_limite}$, a corrente de referência do eixo em quadratura deve ser alterada para:

$$I_{q_ref_novo}^+ = I_{q_ref}^+ \cdot \left[\frac{i_{q_limite}}{(I_{q_ref}^+ + I_{q_ref}^-)} \right] \quad (3.34)$$

$$I_{q_ref_novo}^- = I_{q_ref}^- \cdot \left[\frac{i_{q_limite}}{(I_{q_ref}^+ + I_{q_ref}^-)} \right] \quad (3.35)$$

onde $I_{q_ref}^+$ e $I_{q_ref}^-$ são os valores de referência para as correntes de sequência positiva e negativa do eixo em quadratura, respectivamente, revisados conforme o valor limite para a corrente. A corrente para o eixo direto pode ser revisada da mesma forma, entretanto, é importante enfatizar que durante uma falta, quando a função FRT for acionada, a prioridade é fornecer o I_d^+ especificado pela rede, assim como no Método *Space Vector Current Control*, e o limite de corrente restante será usada para eliminar as componentes P_{C2} e P_{S2} .

A Figura 3.6 mostra um sistema de controle baseado na decomposição da corrente em componentes simétricas [16] que deve ser utilizado após o cálculo dos valores de referência para as componentes positiva e negativa da corrente, tanto no eixo direto quanto em quadratura.

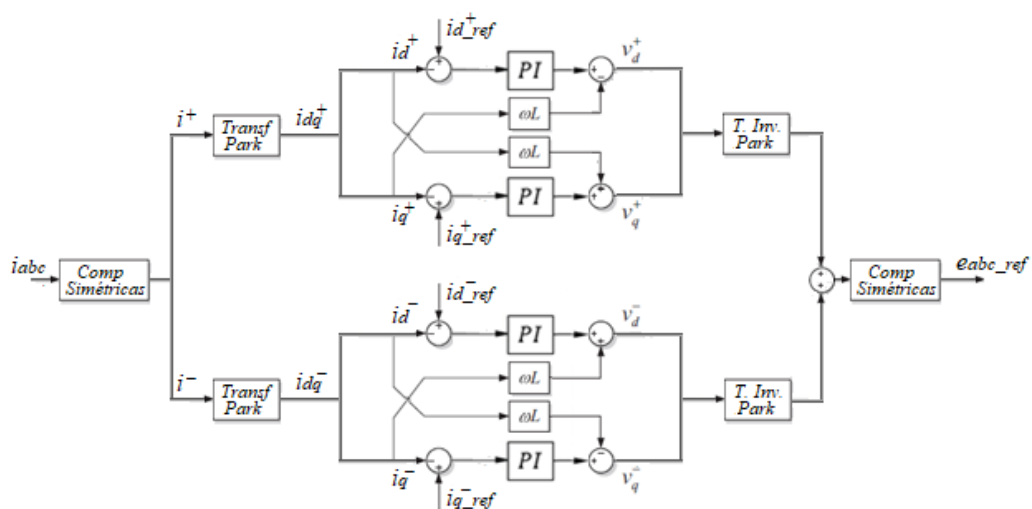


Figura 3.6 – Controlador DSC [27].

É importante mencionar que o termo ωL , presente na figura, possui sinais diferentes para a sequência positiva e para a sequência negativa, pelo fato de rotacionarem em sentidos opostos.

3.3 – *Synchronverter*

Um dos principais objetivos dos sistemas de controle desenvolvidos para os geradores de energia eólica é extrair o máximo de energia possível do vento e injetá-lo na rede elétrica. Obviamente isso faz todo sentido, desde que esta energia eólica represente apenas uma pequena parcela da capacidade de geração da rede como um todo. Desta forma, qualquer flutuação de energia provocada pelo vento pode ser compensada pelos controladores associados aos grandes geradores convencionais, que também serão responsáveis por cuidar do equilíbrio geral do sistema, da sua estabilidade e do deslocamento de falhas [24].

À medida que os geradores eólicos aumentam sua participação no sistema elétrico, este comportamento começa a se tornar um problema, pois os controladores dos demais geradores convencionais, principalmente hidráulicos, podem não conseguir compensar essas flutuações, comprometendo a qualidade da energia elétrica fornecida. Existem vários estudos abordando temas como este, entre eles o método proposto por [24], onde o inversor do gerador eólico é projetado de tal maneira que simule o comportamento de um gerador síncrono.

As equações dinâmicas que regem este método são as mesmas existentes no gerador síncrono, a principal diferença é que a energia mecânica que geralmente vem diretamente da turbina nos geradores convencionais, neste caso, virá do barramento CC ou de dispositivos armazenadores de energia como baterias e capacitores. Este inversor (incluindo os indutores e capacitores do filtro) e seu sistema de controle recebe o nome de *Synchronverter*, e possui como vantagens, não só as boas características de um gerador síncrono (como a possibilidade de se escolher a inércia, coeficiente de atrito, a indutância de campo e a indutância mútua), mas também de se escolher parâmetros que seriam impossíveis em gerador real (como o fato de não ter saturação magnética, nem correntes Foucault). Entretanto, algumas características ruins também são herdadas, como por exemplo, a perda de estabilidade por subexcitação [24].

No *Synchronverter* é definido que o número de par de polos do gerador síncrono o qual ele imita é igual a 1, e conseqüentemente as velocidades elétricas e mecânicas são

as mesmas. Assim, seu modelo matemático, descrito nas fórmulas abaixo, é o mesmo de um gerador síncrono convencional, que pode ser encontrado em [11].

$$\ddot{\theta} = \frac{1}{J} \cdot (T_m - T_e - D_p \cdot \dot{\theta}) \quad (3.36)$$

$$T_e = M_f i_f \cdot \left(i_a \cdot \text{sen}(\theta) + i_b \cdot \text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \cdot \text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \quad (3.37)$$

$$e_{abc_ref} = \begin{cases} e_{a_ref} = \omega_s \cdot M_f i_f \cdot \text{sin}(\theta) \\ e_{b_ref} = \omega_s \cdot M_f i_f \cdot \text{sin}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ e_{c_ref} = \omega_s \cdot M_f i_f \cdot \text{sin}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (3.38)$$

$$Q = -\omega_s \cdot M_f i_f \cdot \left(i_a \cdot \text{cos}(\theta) + i_b \cdot \text{cos}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \cdot \text{cos}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \quad (3.39)$$

onde T_m , T_e , e_{abc_ref} , θ e Q são, respectivamente, o torque mecânico aplicado, o torque eletromagnético, as tensões geradas que serão usadas como referência para o PWM, o ângulo do rotor e a potência reativa, i_f é a corrente de excitação do campo, i_{abc} as correntes do estator, M_f é a indutância mútua máxima entre o enrolamento do estator e o enrolamento de campo.

Em um *Synchronverter*, um inversor será utilizado para converter a energia CC em CA trifásica, conforme mostra a Figura 3.6. É fundamental a presença de um filtro LCL para a redução dos *ripples* de tensão e de corrente, causados pela comutação dos transistores. O indutor L_g não faz parte do *Synchronverter*, e as tensões utilizadas nos controles devem ser lidas nos capacitores, entretanto é importante utilizá-lo para fins de sincronização e controle de potência.

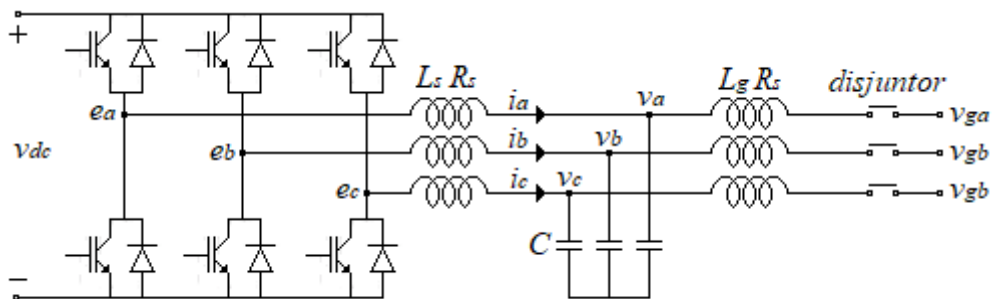


Figura 3.7 – Conversor CC-CA incluindo o filtro LCL.

O controlador do *Synchronverter* é mostrado na Figura 3.8, e assim como nos métodos anteriores, ele também tem a função de fornecer um sinal senoidal trifásico de referência para o acionamento dos IGBT's do conversor CC-CA. Neste controlador, o sinal correspondente ao torque mecânico (T_m) vem do nível de tensão do barramento CC e o sinal correspondente ao campo magnético ($M_f i_f$) vem do controle de potência reativa.

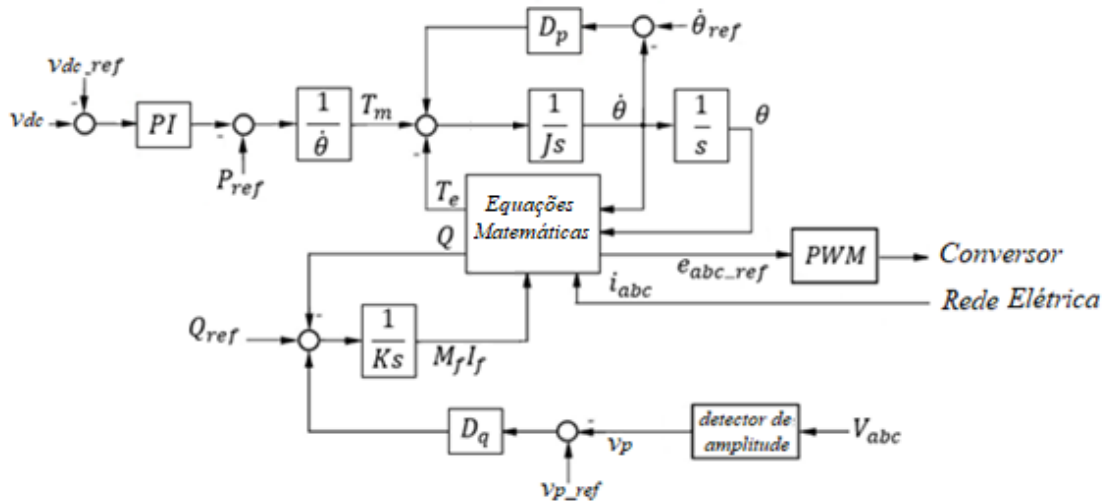


Figura 3.8 – Controlador utilizado no *Synchronverter*.

Em analogia ao gerador síncrono real, o sinal da corrente trifásica da saída do filtro LCL entra no controlador e cria um campo magnético girante em seu estator virtual. Por considerarmos que o rotor virtual possui apenas um par de polos, ele irá girar com a mesma velocidade e em fase com o campo magnético do estator virtual, e isto implica em uma das principais características do *Synchronverter*: A não necessidade de um circuito PLL externo para o sincronismo com a rede elétrica, uma vez que ele é feito de maneira implícita nas equações.

Conforme descrito anteriormente, quando ocorre uma falta no sistema e a função FRT é acionada, tanto o método *Space Vector Current Control* quanto o DSC invertem a prioridade de controle das correntes, passando a priorizar a corrente de eixo direto em vez da corrente de eixo em quadratura. No caso do *Synchronverter* o acionamento desta função terá uma dinâmica diferente: De acordo com [27], foi criada um método de controle que limita a corrente de curto circuito com base em uma impedância virtual que é adicionada ao circuito. Para se utilizar este método, uma mudança no diagrama original deverá ser feita, conforme mostrado na Figura 3.9.

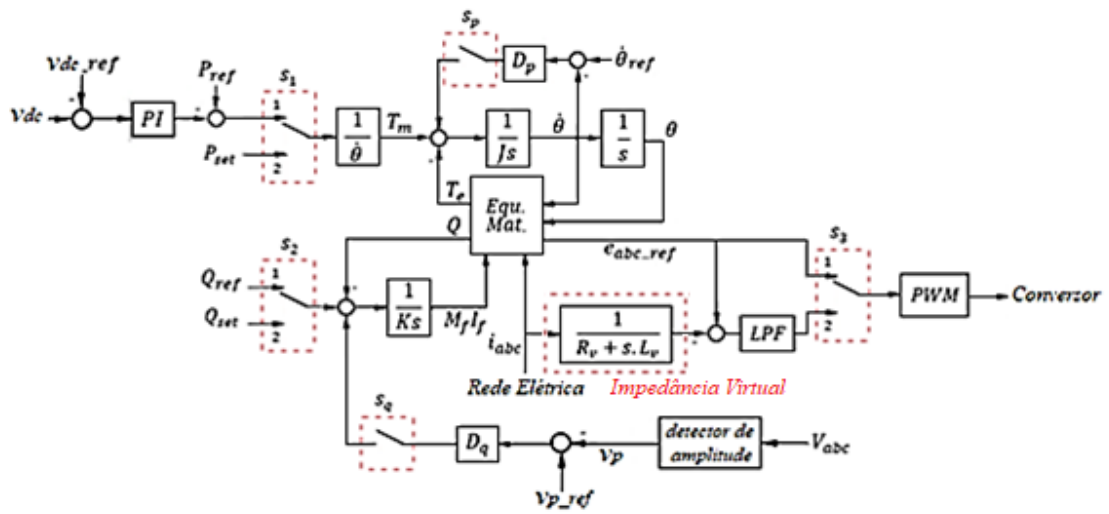


Figura 3.9 – Controlador utilizado no *Synchronverter* adaptado [24]

De acordo com este novo algoritmo, em condições normais de operação, o inversor opera em modo “controle de tensão”. Quando uma falha ocorre e a função FRT é acionada, as chaves s_1 e s_2 mudam para a posição 2, passando a operar com valores pré-determinados para P_{set} (utilizando a potência nominal) e Q_{set} (igual a zero); as chaves s_p e s_q se abrem; e a chave s_3 também muda para a posição 2, introduzindo a impedância virtual no sistema e reduzindo a corrente de curto.

Capítulo 4

Estudo de casos

4.1 – Introdução

Toda a estrutura da turbina eólica, de acordo com o que foi descrito nos Capítulos 2 e 3, foi modelada no software PSCAD, versão 4.5.0.0. As condições para validação deste modelo utilizado, bem como o próprio modelo serão apresentados no Apêndice desta dissertação. Os parâmetros utilizados foram [4]:

Tabela 4.1 – Parâmetros utilizados na modelagem da parte mecânica da turbina

<i>Raio da Turbina</i>	21 metros
<i>Velocidade do vento</i>	23 m/s
<i>gearbox</i>	6,5: 1
<i>Pitch Control</i>	1°/s
<i>Limites do Pitch Control</i>	0° e 30°
<i>C₁</i>	0,22
<i>C₂</i>	116
<i>C₃</i>	0,4
<i>C₄</i>	0
<i>C₅</i>	1
<i>C₆</i>	5
<i>C₇</i>	12,5
<i>C₈</i>	0,08
<i>C₉</i>	0,035

Os dados nominais do gerador de ímãs permanentes utilizado serão [4]:

Tabela 4.2 – Parâmetros utilizados na modelagem do gerador de ímãs permanentes

Tensão Nominal	800 V
Potência Nominal	600 kW
Polos	4
Velocidade Nominal	1800 RPM
Fluxo de Ímã Permanente	5 Wb
Reatância de Dispersão	0,0015 pu
Fator de Acoplamento	0,95
Reatância de Eixo Direto	0,01225 pu
Reatância em Quadratura	0,0133 pu
Resistência do Estator	0,00631 pu

O conversor *Back-to-Back* foi modelado com os seguintes parâmetros:

Tabela 4.3 – Parâmetros utilizados na modelagem do conversor *Back-to-Back*

Frequência de Chaveamento	10 kHz
Capacitor do Barramento CC	1,2 F
Tensão Nominal CC	1.000 V
L_s do filtro LCL	11,9 μH
L_g do filtro LCL	11,9 μH
C do filtro LCL	1,47 mF

O Controle do Lado da Máquina, descrito na seção 2.5, possui um primeiro controlador *PI* que resultara em I_{qref} e outros dois que resultarão em V_{qref} e V_{dref} , com os seguintes ganhos:

Tabela 4.4 – Parâmetros utilizados no Controlador do Lado da Máquina

Ganho do PI nº1	10
Constante de Tempo nº1	0,01 s
Ganho do PI nº2	0,05
Constante de Tempo nº2	0,01 s
Ganho do PI nº3	0,05
Constante de Tempo nº3	0,01 s

Para o Controle do Lado da Rede, três métodos diferentes foram utilizados: No método *Space Vector Current Control*, o primeiro controlador *PI* que resulta em I_{q_ref} e os outros dois que resultam em V_{q_ref} e V_{d_ref} , possuem os seguintes parâmetros:

Tabela 4.5 – Parâmetros utilizados no Controlador do Lado da Rede para o Método *Space Vector Current Control*

<i>Ganho do PI n°1</i>	10
<i>Constante de Tempo n°1</i>	0,01 s
<i>Ganho do PI n°2</i>	0,05
<i>Constante de Tempo n°2</i>	0,01 s
<i>Ganho do PI n°3</i>	0,05
<i>Constante de Tempo n°3</i>	0,01 s
<i>Coefficiente Droop Control</i>	1 %

No método DSC existem cinco controladores *PI*, o primeiro que resulta na potência P de referência e os outros quatro que resultam nos valores de referência para V_{q+} , V_{q-} , V_{d+} e V_{d-} :

Tabela 4.6 – Parâmetros utilizados no Controlador do Lado da Rede para o DSC

<i>Ganho do PI n°1</i>	10
<i>Constante de Tempo n°1</i>	0,01 s
<i>Ganho do PI n°2</i>	0,05
<i>Constante de Tempo n°2</i>	0,01 s
<i>Ganho do PI n°3</i>	0,05
<i>Constante de Tempo n°3</i>	0,01 s
<i>Ganho do PI n°4</i>	0,05
<i>Constante de Tempo n°4</i>	0,01 s
<i>Ganho do PI n°5</i>	0,05
<i>Constante de Tempo n°5</i>	0,01 s
<i>Coefficiente Droop Control</i>	1 %

No método *Synchronverter*, os parâmetros utilizados foram:

Tabela 4.7 – Parâmetros utilizados no *Synchronverter*

<i>Ganho do PI</i>	10
<i>Constante de Tempo do PI</i>	0,01 s
<i>Dp</i>	100
<i>Constante de Tempo de ω</i>	1 s
<i>Constante de Tempo de $MfIf\omega$</i>	0,5 s

4.2 – Sistema Elétrico

O Sistema Elétrico de Potência escolhido para este estudo possui cinco barras, com uma carga de 14 MW e 3 Mvar na barra 5, conforme mostrado abaixo. Mais detalhes a respeito deste sistema podem ser encontrados na Tabela 4.8.

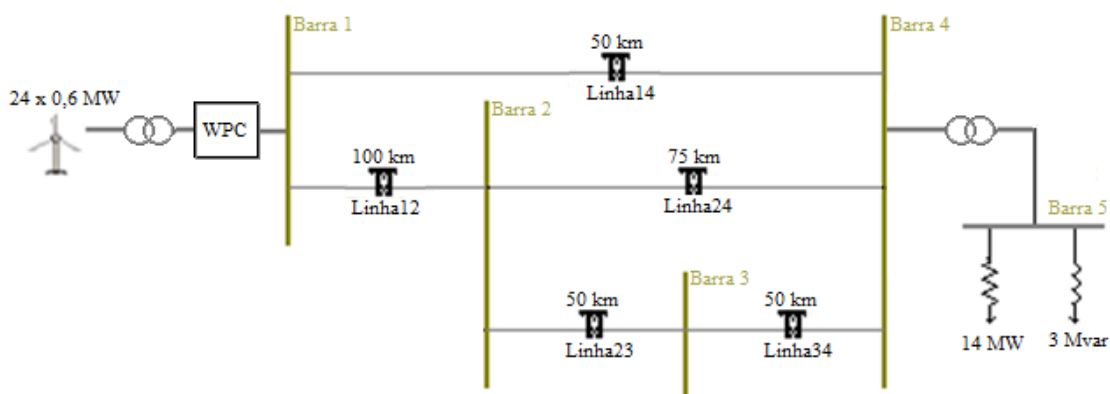


Figura 4.1 – Sistema Elétrico de Potência

Tabela 4.8 – Parâmetros do SEP.

<i>Quantidade de turbinas eólicas</i>	24
<i>Tensão Nominal das Linhas</i>	170 kV
<i>Tensão Nominal da Carga</i>	600 V
<i>Frequência Nominal</i>	60 Hz
<i>Carga na Barra 5</i>	14 MW e 3 Mvar
<i>Distância entre as barras 1 e 2</i>	100 km
<i>Distância entre as barras 1 e 3</i>	50 km
<i>Distância entre as barras 3 e 2</i>	75 km
<i>Distância entre as barras 3 e 4</i>	50 km
<i>Distância entre as barras 4 e 2</i>	50 km

A modelagem da linha de transmissão é um fator importante para este estudo, e suas características influenciam diretamente na força de um sistema elétrico, e assim como em qualquer projeto, o cabo elétrico deverá ser dimensionado de tal forma que seja capaz de suportar a corrente nominal que passará por ele. Desta forma, suas dimensões foram definidas de acordo com [26] e inseridas no modelo de linha de transmissão do PSCAD, e sua representação é dada pela figura abaixo:

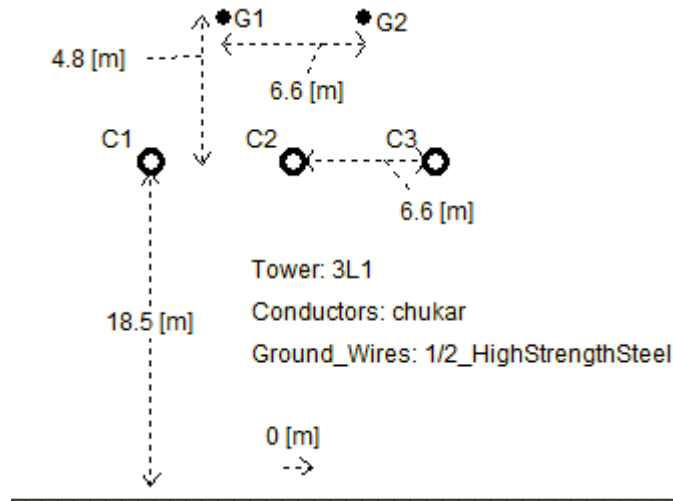


Figura 4.2 – Representação da torre da linha de transmissão

Os parâmetros utilizados nos transformadores foram:

Tabela 4.8 – Parâmetros utilizados no Transformadores

Potência Nominal	100 MVA
Relação de Transformação	600 V – 170 kV
Enrolamento	Y – Δ
Reatância de Seq. Positiva	0,1 pu

4.3 – Resposta Do Sistema Frente a Uma Falta Monofásica

Para analisar as diferenças que existem em cada um dos três métodos de controle descritos nesta dissertação, alguns distúrbios foram provocados no sistema elétrico, e o primeiro deles é uma falta monofásica com duração de 0,05 s na barra 5 no instante de tempo igual a 3 s de simulação. A Figura 4.3 mostra o comportamento da tensão na barra 1 (barra de interconexão do parque eólico com o sistema elétrico) quando utilizado cada

um dos três diferentes métodos de controle, e a Figura 4.4 mostra o comportamento da frequência com a mesma falta.

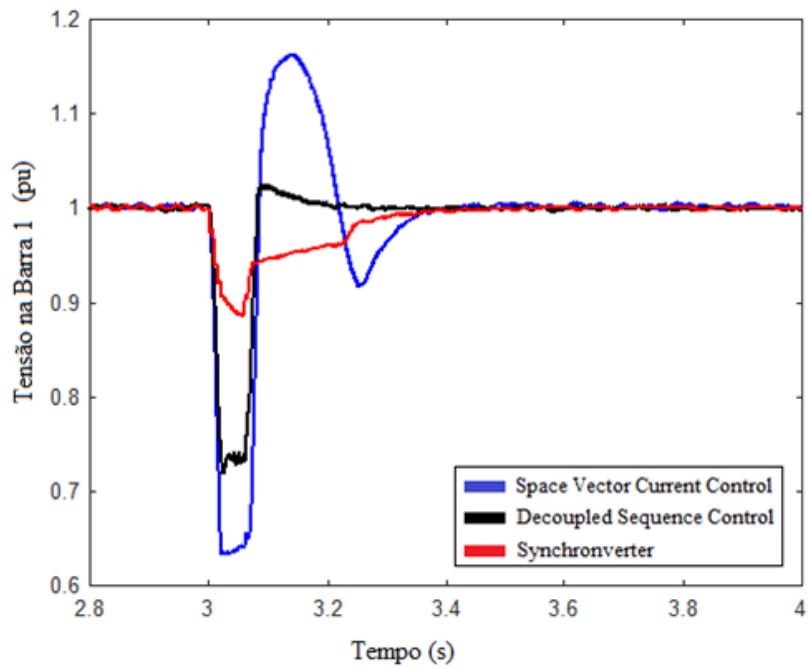


Figura 4.3 – Comportamento da tensão na barra 1 frente a uma falta monofásica na barra 5.

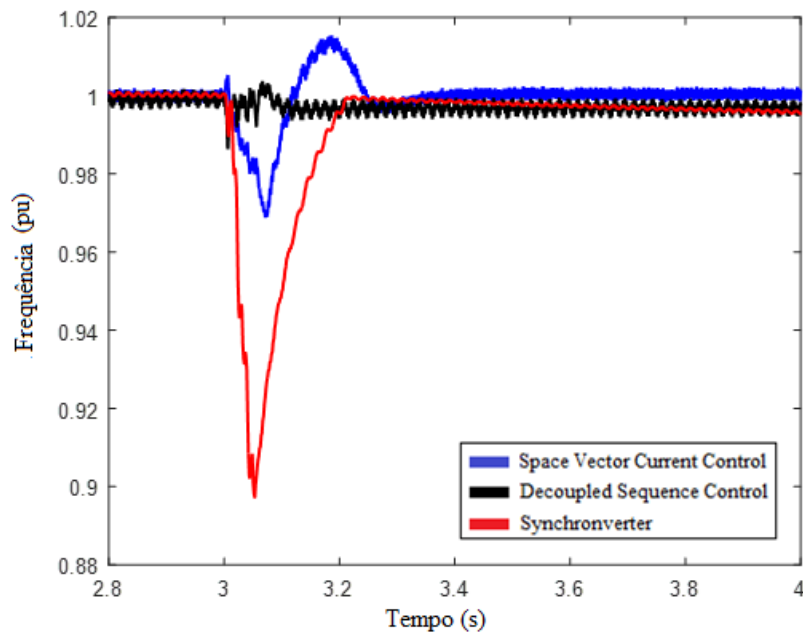


Figura 4.4 – Comportamento da frequência frente a uma falta monofásica na barra 5.

Neste primeiro teste realizado, aplicando uma falta monofásica de 0,05 segundos na barra 5, pode-se perceber que tanto o método *Space Vector Current Control* quanto o *Decoupled Sequence Control* apresentaram um grande afundamento de tensão na barra 1, com valores próximos a 0,6 e 0,7 pu. Já o método *Synchronverter* apresenta um afundamento de tensão de apenas 0,9 pu, sem apresentar sobretensão no pós-falta. O tempo de reestabelecimento da tensão original foi equivalente nos três métodos, cerca de 0,34 s após a falta. Por outro lado, a comportamento da frequência com o método *Synchronverter* foi o menos satisfatório, apresentando um afundamento para cerca de 0,9 pu, enquanto os outros dois métodos tiveram uma oscilação bem menor.

4.4 – Resposta Do Sistema Frente A Uma Falta Trifásica

Um novo distúrbio será provocado no sistema, desta vez uma falta trifásica simétrica com 0,05 s de duração será simulada na barra 5 no instante de tempo igual a 3 s e os resultados podem ser vistos nas Figura 4.5 e 4.6.

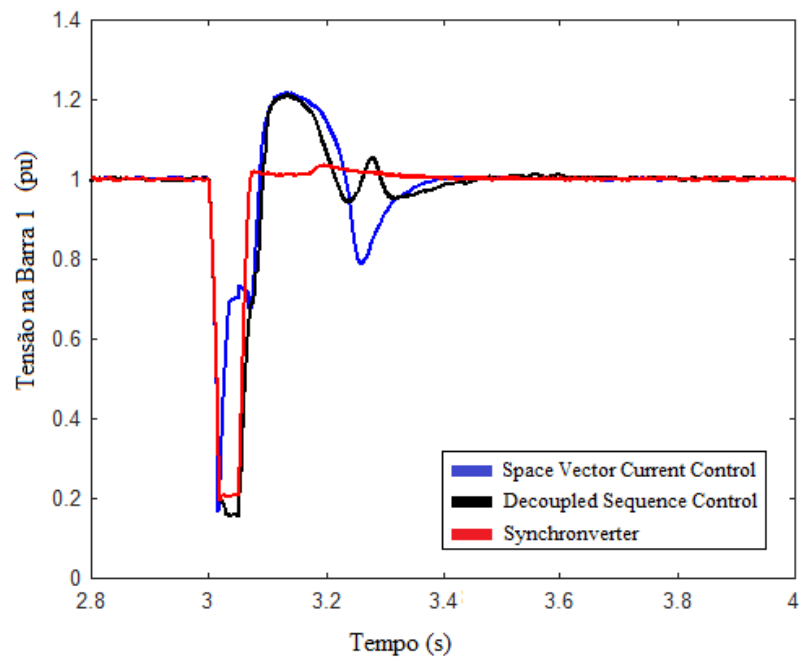


Figura 4.5 – Comportamento da tensão na barra 1 frente a uma falha trifásica na barra 5.

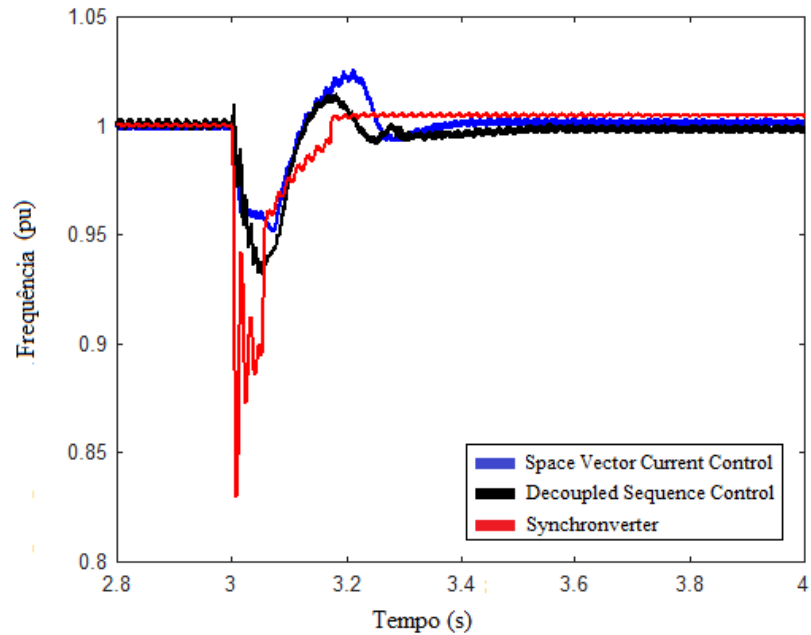


Figura 4.6 – Comportamento da frequência frente a uma falta trifásica na barra 5.

O segundo teste realizado mostra que, utilizando o método *Space Vector Current Control*, a tensão na barra 1 varia entre 0,2 e 1,2 pu, assim como no método *Decoupled Sequence Control*, e no *Synchronverter* esta variação fica entre 0,2 e 1,05 pu. O tempo de reestabelecimento da tensão original também é bem menor no *Synchronverter*, com cerca de 0,1 s, contra 0,4 s dos métodos *Space Vector Current Control* e *Decoupled Sequence Control*. Com relação a frequência, o *Synchronverter* apresentou um afundamento para cerca 0,83, enquanto os outros dois métodos oscilaram em torno de 0,95 e 1,02 pu.

4.5 – Resposta Do Sistema Frente A Uma Variação Na Carga Ativa

O distúrbio provocado no sistema agora será uma variação na carga ativa, sendo que no instante de tempo entre 3 e 3,1 s haverá um corte de 4 MW na carga na barra 5. A Figura 4.7 mostra o comportamento da tensão na barra 1 e a Figura 4.8 mostra o comportamento da frequência frente a este distúrbio.

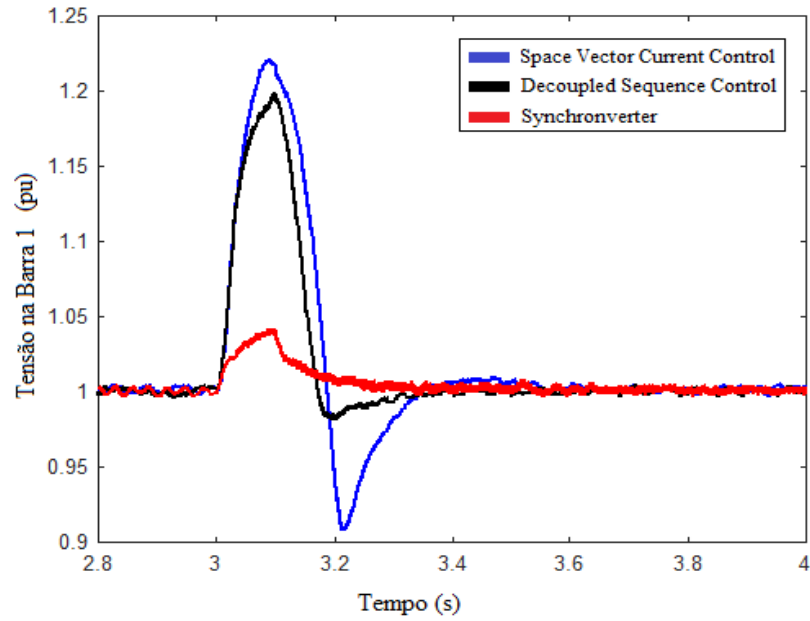


Figura 4.7 – Tensão na barra 1 frente a um corte de 4 MW da carga na barra 5.

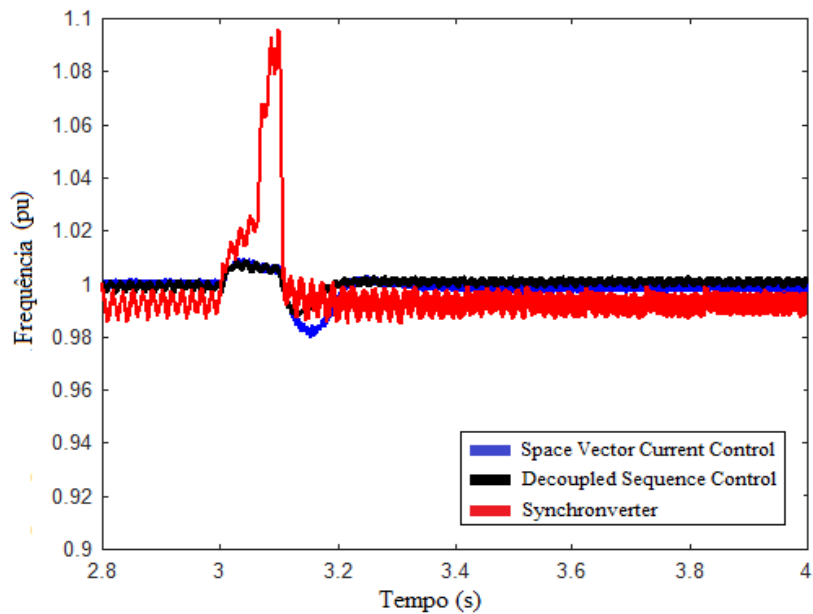


Figura 4.8 – Comportamento da frequência frente a um corte de 4 MW da carga na barra 5.

Neste último teste realizado, tanto o método *Space Vector Current Control* quanto o *Decoupled Sequence Control*, apresentaram uma sobretensão de cerca de 1,2 pu, enquanto o *Synchronverter* apresentou apenas 1,05 pu, porém sua frequência chegou a quase 1,1 pu.

Capítulo 5

Conclusão

Neste trabalho foram apresentados o comportamento de três métodos de controle diferentes, utilizados nos conversores de turbinas eólicas. O modelo desenvolvido para estudo apresenta detalhes pouco explorados nos estudos existentes, e se mostrou eficiente, conforme mostra as condições de validação no Apêndice.

O método *Space Vector Current Control* se mostrou o menos satisfatório quando estamos analisando o comportamento da tensão, seguido pelo método *Decoupled Sequence Control*, que apresentou resultados melhores, porém ainda longe do melhor método para este quesito, que foi o *Synchronverter*. O tempo de resposta e a estabilidade da tensão apresentada por este último método foi considerada extremamente satisfatório para todos os testes.

Por outro lado, quando estamos analisando o comportamento da frequência o *Synchronverter* apresentou o pior resultado de todos, enquanto o *Space Vector Current Control* e o *Decoupled Sequence Control* apresentaram um ótimo desempenho.

Porém, se tratando de um sistema isolado, formador de rede, a capacidade de manter uma certa estabilidade na tensão frente a faltas na rede elétrica é considerada mais importante do que a capacidade de manter a frequência estável em seu valor nominal. Sendo assim, para estas condições de sistema isolado com formação de rede, é possível concluir que o melhor método de controle é o *Synchronverter*, junto com as suas características de FRT, descritas na Seção 3.5.

Referências Bibliográficas

- [1] Formação dos ventos; <https://www.tempo.com/> acesso em Setembro de 2021.
- [2] Betz Limit; <http://www.reuk.co.uk/wordpress/wind/betz-limit/> acesso em Setembro de 2021.
- [3] Ackermann, T. Wind Power in Power Systems. [S.L.]: John Wiley & Sons, Ltd, 2005. V. 1. 742 P. Issn 08858969. Isbn 0470855088.
- [4] Bonelli, A. F. Modelagem E Simulação De Unidade Eólica Para Estudos De Indicadores De Qualidade Da Energia Elétrica. UFU 2010.
- [5] Menezes, P. L.; Sica, E. T. Estudo Sobre A Inércia Sintética Em Parques Geradores Elioelétricos. In: Xv Edao. [S.L.: S.N.], 2018.
- [6] Devens, G.L.: Análise Da Integração Da Geração Eólica Ao Sistema Elétrico De Potência. Unicamp 2019.
- [7] Ramos, M. C. D. L. Análise Do Comportamento De Aerogeradores Frente A Afundamentos Momentâneos De Tensão. 142 P. – UFMG, 2009.
- [8] Custódio, Ronaldo Dos Santos. Energia Eólica Para A Produção De Energia Elétrica. Rio De Janeiro: Eletrobras, 2009. 280 P.
- [9] Lima, Marisa Rodrigues De. O Uso Da Energia Eólica Como Fonte Alternativa Para Solucionar Problemas De Energia E Bombeamento De Água Subterrânea Em Locais Isolados. 45 F. Trabalho De Conclusão De Curso – Universidade Federal De Lavras, Lavras, Brasil, 2009.
- [10] U. Karaagac (Secretary), J. Mahseredjian (Chairman), R. Gagnon (Vice-Chair), H. Gras, H. Saad, L. Cai, I. Kocar, A. Haddadi, E. Farantatos, S. Bu, K. W. Chan,

- L. Wang. A Generic Emt-Type Model for Wind Parks With Permanent Magnet Synchronous Generator Full Size Converter Wind Turbines, July 2019.
- [11] Kundur, P.; Power System Stability and Control, Epri, Mcgraw-Hill, New York, 1994.
- [12] Vianna, M.A.P.:Desenvolvimento E Comparação De Modelos Digitais De Aerogeradores Para Estudos De Transitórios Eletromagnéticos, UFRJ 2014.
- [13] Mohan, Ned; Undeland, Tore M.; Robbins, Wiiliam P.: “Power Electronics - Converters, Applications and Design”, 2nd Ed., Chapter 2, John Wiley & Sons, Inc.,1995, USA.
- [14] Karimi-Ghartemani, Masoud: Enhanced Phase-Locked Loop Structures for Power and Energy Applications; Ieee Press Series on Microelectronic Systems; 2014.
- [15] Bezerra, P.A.M.: “Análise Teórica e Simulações de um Aerogerador Síncrono de Velocidade Variável Utilizando Controle Vetorial”, UFC 2010.
- [16] Teodorescu, R., Liserre, M. And Rodríguez, P.: “Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems”, John Wiley & Sons, Ltd. Isbn: 978-0-470-05751-3.
- [17] Reznik,A., Simões, M.G., Al-Durra,A., And S. M. Muyeen,Lcl Filter Design And Performance Analysis For Grid-Interconnected Systems. 2014.
- [18] M. Liserre, F. Blaabjerg, And S. Hansen, “Design and Control of an Lclfilter-Based Three-Phase Active Rectifier,” Ieee Trans. Ind. Appl., Vol. 41, No. 5, Pp. 1281–1291, Sep./Oct. 2005.
- [19] Golieva, A. Low Short Circuit Ratio Connection of Wind Power Plants. Tu Delft, 2015.
- [20] J. M. Garcia, “Voltage Control in Wind Power Plants with Doubly Fed Generators,” Ph.D. Thesis, Aalborg Univ., Denmark, Sep. 2010.
- [21] Aredes, M.; Monteiro, L. A Control Strategy for Shunt Active Filter. In: 10thinternational Conference on Harmonics and Quality Of Power. Proceedings (Cat.No.02ex630). [S.L.]: Ieee, 2002. V. 2, P. 472–477. Isbn 0-7803-7671-4.
- [22] Rioual, P., Pouliquen, H. And Louis, J. P., ‘Regulation of A Pwm Rectifier in The Unbalanced Network State’. In Power Electronics Specialists Conference, 1993, Pesc ‘93 Record. 24th Annual Ieee, 20–24 June 1993.

- [23] Hong-Seok Song and Kwanghee Nam, ‘Dual Current Control Scheme for Pwm Converter Under Unbalanced Input Voltage Conditions’. Ieee Transactions on Industrial Electronics, 46(5), October 1999.
- [24] Qing-Chang Zhong and George Weiss: “Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators”, 2011.
- [25] Qing-Chang Zhong, Josep M. Guerrero And F. Blaabjerg: “Synchronverter-Based Operation of Statcom to Mimic Synchronous Condensers”, 2012.
- [26] Da Silva, Filipe Miguel Faria: Analysis and Simulation of Electromagnetic Transients in HVAC Cable Transmission Grids, 2011.
- [27] Shuai, Zhikang: “Transient Characteristics, Modelling and Stability Analysis of Microgrid”; Springer 2021.
- [28] Rathnayake, D.B.; Akrami, M.; Phurailatpam, C.; Si Phu Me; Hadavi, S.; Jayasinghe, G.; Zabihi S.; Bahrani, B.: Grid Forming Inverter Modeling, Control and Applications. July 2021.
- [29] Wind Energy Data; <https://www.irena.org/wind>; acesso em Setembro de 2021
- [30] Menezes, E. J. N; Controle de turbinas eólicas: desenvolvimento, simulação e análise de sistemas de controle avançados para turbinas eólicas de grande porte; 2016.

Apêndice A

Modelagem Computacional

A figura a seguir ilustra a modelagem da turbina eólica realizada no PSCAD, separada em blocos:

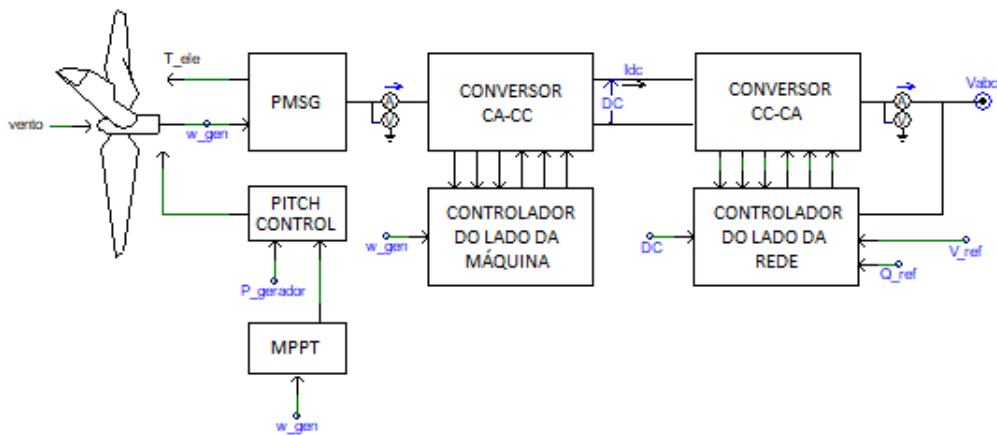


Figura A.1 – Modelagem da turbina eólica em blocos.

onde o primeiro bloco, representando a parte mecânica da turbina é dada pelas Figuras A.2 e A.3

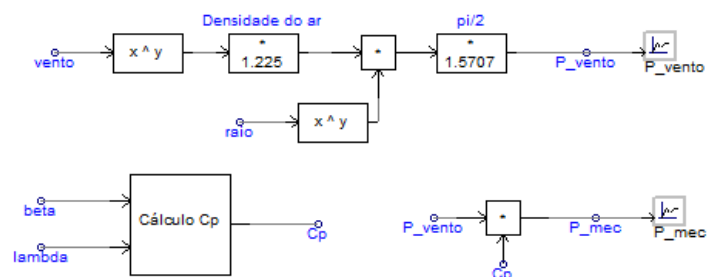


Figura A.2 – Modelagem do cálculo da potência mecânica

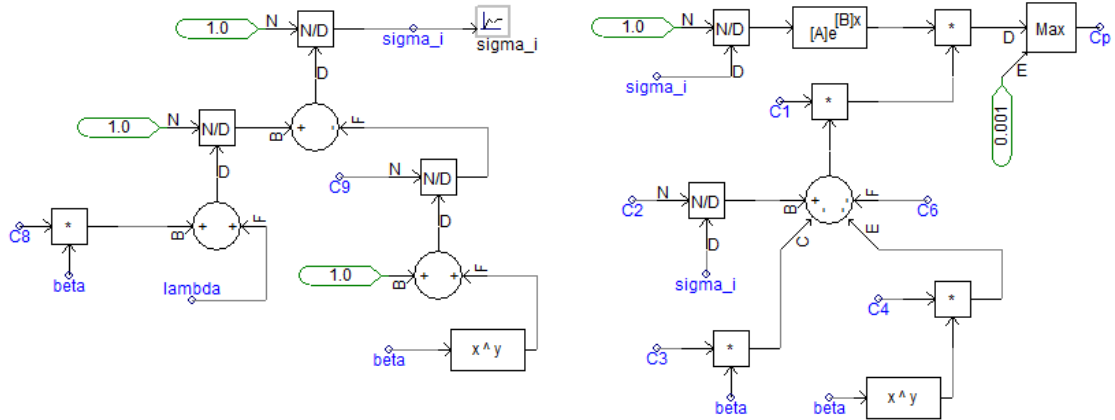


Figura A.3 – Modelagem do cálculo do coeficiente C_p

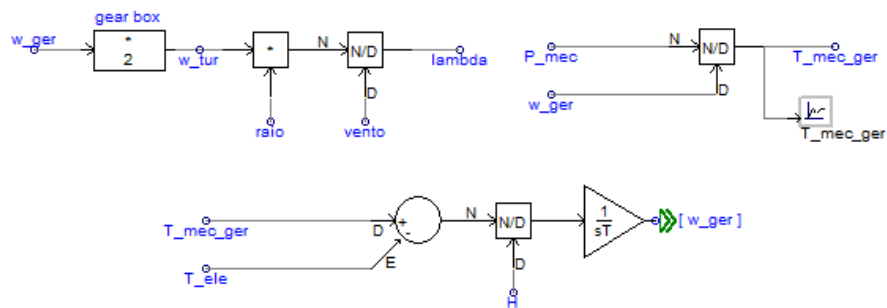


Figura A.4 – Modelagem do Cálculo da velocidade do gerador

Para a modelagem do bloco MPPT a variável de entrada será a velocidade da turbina, dada pela velocidade do gerador multiplicada pelo *gearbox*, e a variável de saída será esta potência de referência calculada. A Figura A.5 ilustra como foi modelado este bloco.

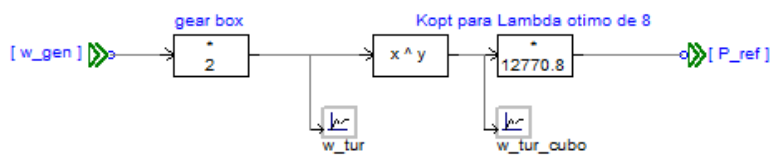


Figura A.5 – Modelagem do bloco MPPT

As variáveis de entrada do bloco *Pitch Control* são a potência de referência, fornecida pelo bloco MPPT, e a potência elétrica na saída do gerador. Estas potências são comparadas, e caso a potência elétrica esteja abaixo da potência de referência, as lâminas da turbina se ajustam de forma a captar mais a energia eólica, e por outro lado, quando a

potência elétrica está acima da potência de referência, o objetivo das lâminas é reduzir a potência gerada. Na prática, este ajuste é realizado por um motor que funciona de três formas diferentes: girando as lâminas para um lado (quando a potência elétrica é maior que a potência de referência), permanecendo parado (quando as potências são iguais), ou girando as lâminas para o outro lado (quando a potência elétrica é menor que a potência de referência). Por isso, sua modelagem foi representada por um captador de sinal, cuja saída é 1, 0 e -1, respectivamente para cada tipo de funcionamento do motor.

A variável de saída deste bloco é o ângulo das lâminas da turbina eólica, chamado de β . A velocidade de ajuste deste ângulo pode variar entre 10 a 30 graus por segundo [3], dependendo do modelo e do fabricante. Para simular este ajuste foi utilizado um polo real com ganho proporcional G (representando a velocidade) e constante de tempo T_i (representando a unidade de tempo desta velocidade). Neste estudo foi considerado um ganho $G = 10$ e $T_i = 1$, ou seja, a velocidade de ajuste do ângulo será de 10 graus por segundo limitado entre 0° e 30° . A figura abaixo representa a modelagem feita para o bloco *Pitch Control*.

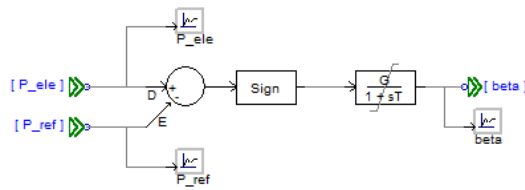


Figura A.6 – Modelagem do bloco *Pitch Control*

A modelagem do bloco Gerador será feita de acordo com [11], onde as equações da tensão de eixo direto (v_d) e em quadratura (v_q), e as equações do fluxo magnético no eixo direto (ψ_d) e em quadratura (ψ_q), respectivamente, serão dadas por:

$$v_d = -R_s \cdot i_d - \omega_{ele} \cdot \psi_q + \frac{d\psi_d}{dt}$$

$$u_q = -R_s \cdot i_q - \omega_{ele} \cdot \psi_d + \frac{d\psi_q}{dt}$$

$$\psi_d = -(L_d + L_\sigma) \cdot i_d + \psi_{PM}$$

$$\psi_q = -(L_q + L_\sigma) \cdot i_q$$

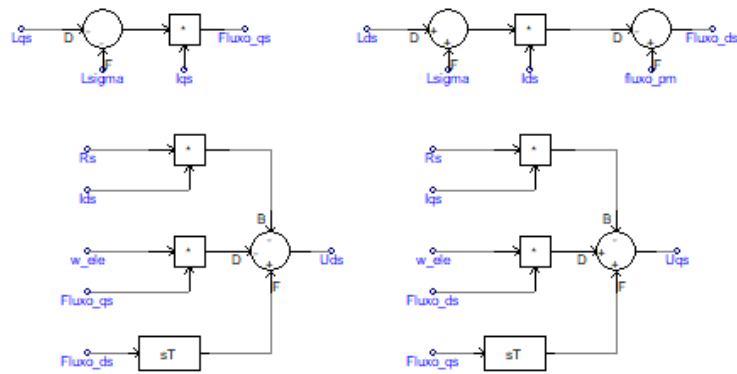


Figura A.7 – Modelagem do gerador de ímãs permanentes

Pelo fato deste estudo simular as condições reais de operação da turbina eólica, as tensões calculadas nos eixos direto e em quadratura foram transformadas para as fases A, B e C através da transformada inversa de Park e serviram como entrada para uma fonte de tensão ideal, de acordo com a Figura A.8, introduzindo assim, as variáveis elétricas na modelagem.

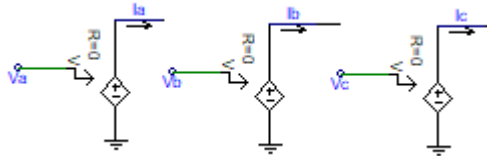


Figura A.8 – Representação das fontes ideais.

O torque elétrico, que irá se opor ao torque mecânico no rotor é dado por:

$$T_{ele} = 1,5 \cdot P \cdot (\psi_{ds} \cdot i_{qs} - \psi_{qs} \cdot i_{ds})$$

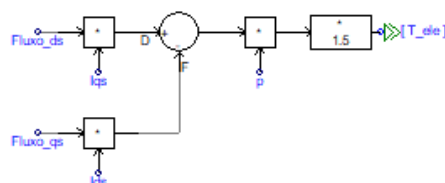


Figura A.9 – Modelagem do torque elétrico

A Figura A.10, abaixo, mostra a modelagem do bloco Conversor CA-CC utilizado no lado da máquina, e a Figura A.11, o Controlador do Lado da Máquina.

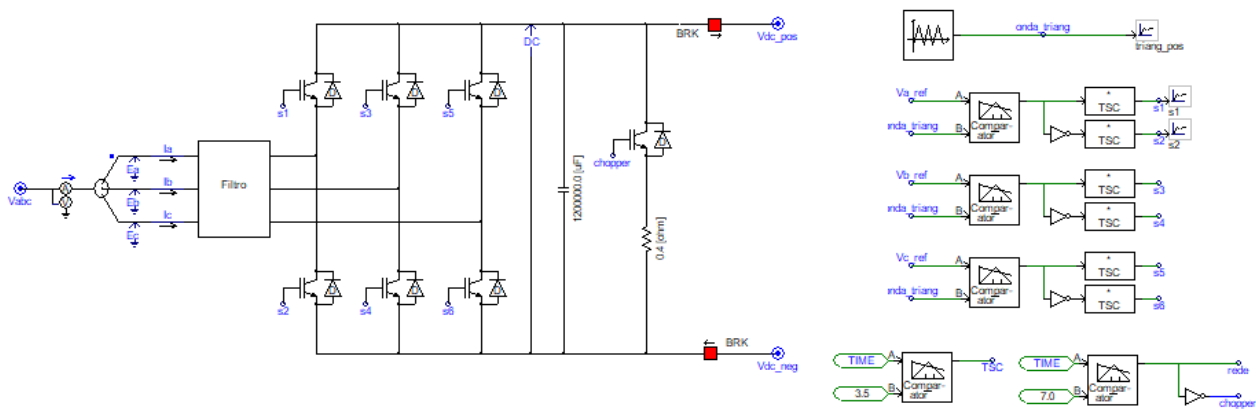


Figura A.10 – Conversor CA-CC utilizado no lado da máquina.

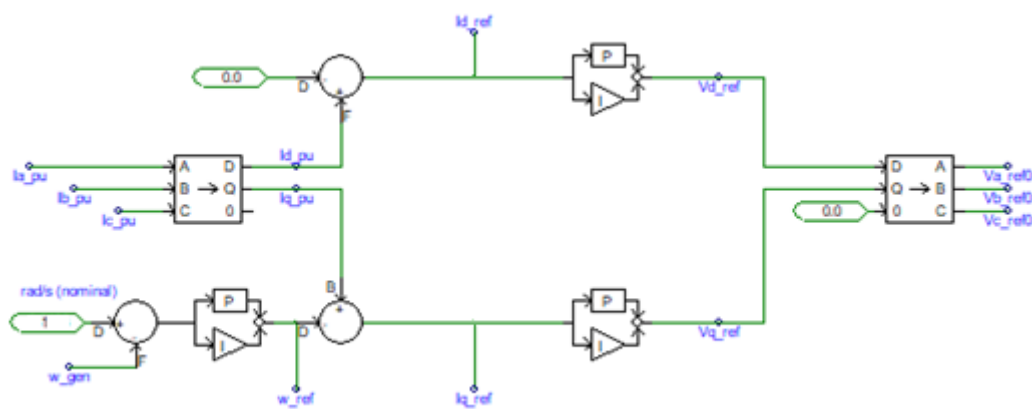


Figura A.11 – Controlador do lado da máquina.

A modelagem do bloco Conversor do Lado da Rede é mostrada na Figura A.12:

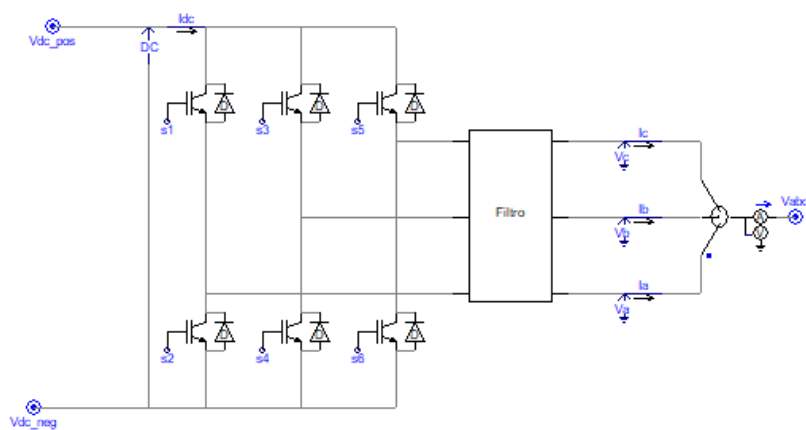
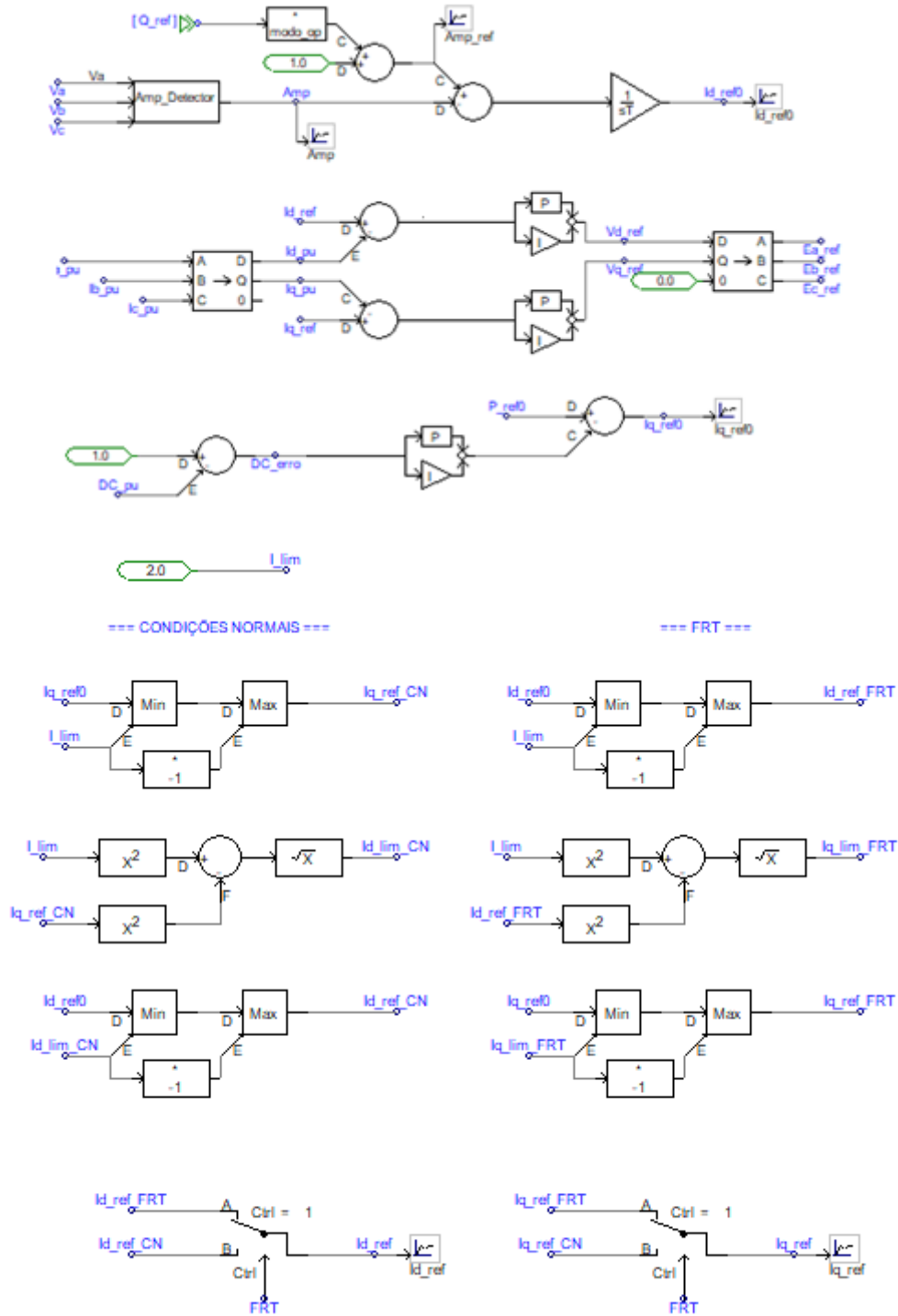
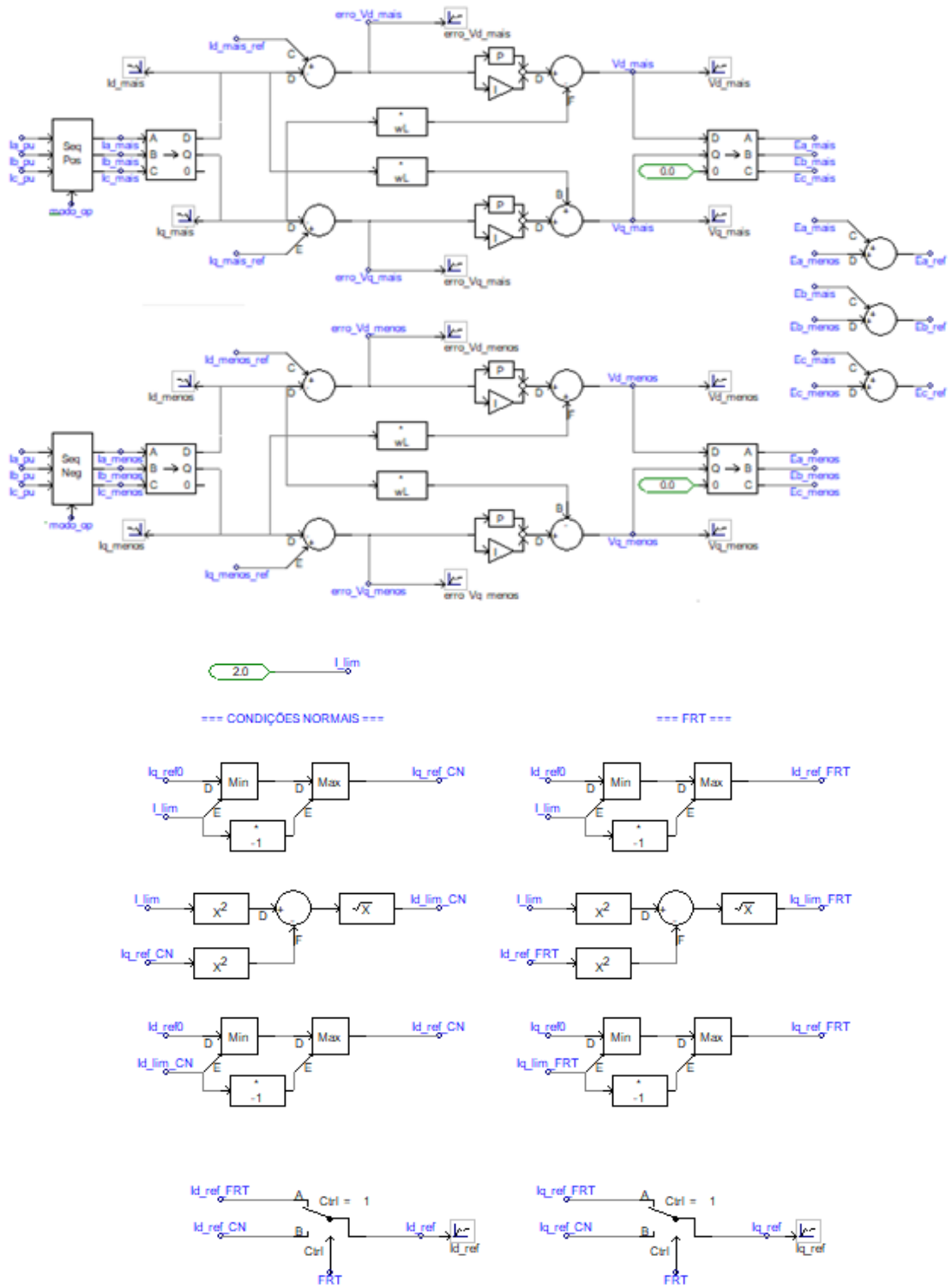


Figura A.12 – Conversor CC-CA

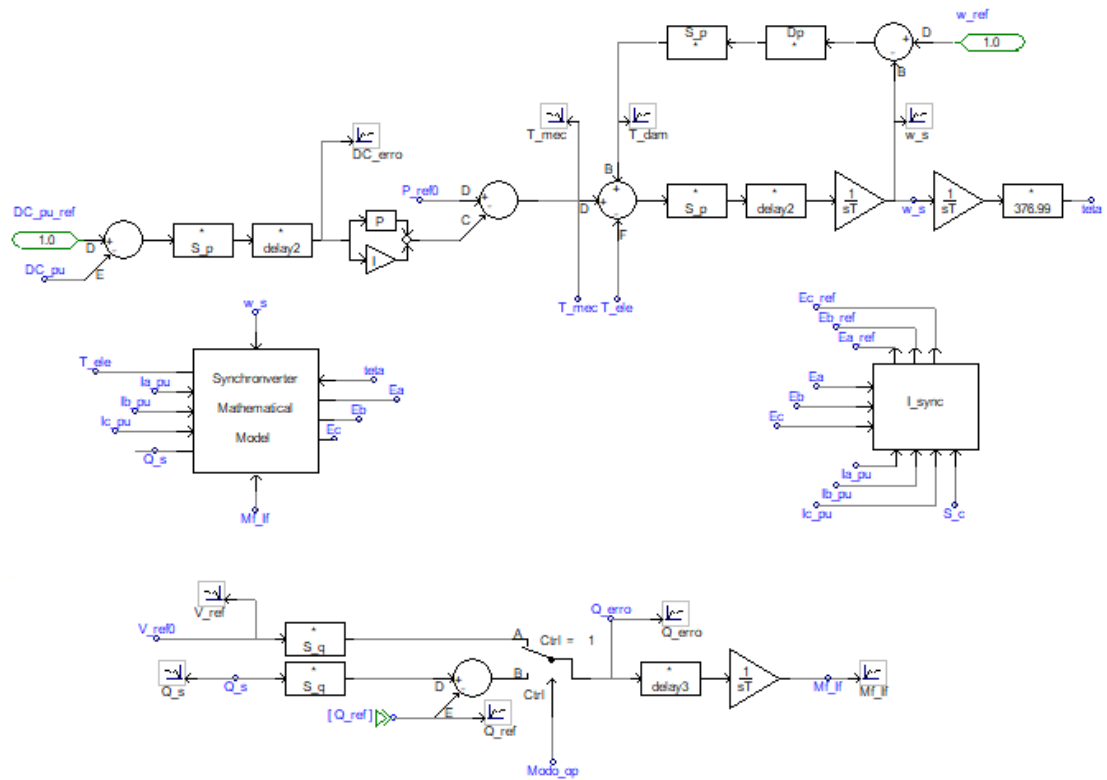
Com relação ao bloco Controlador do Lado da Rede, três diferentes modelagens foram realizadas, sendo uma para cada método descrito no Capítulo 3 deste estudo. A modelagem do método Space Vector Current Control é apresentada na Figura A.13, do Decoupled Sequence Control na Figura A.14 e por último o *Synchronverter* na Figura A.15.



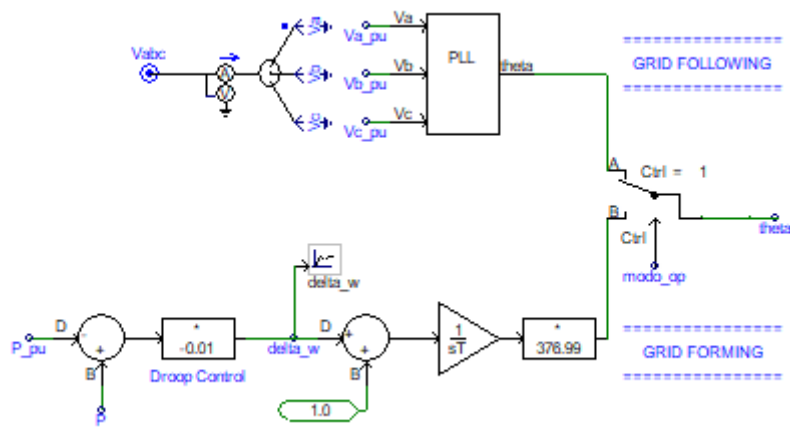
A.13 – Método *Space Vector Current Control* de controle para o Conversor CC-CA



A.14 – Método *Decoupled Sequence Control* utilizado no Conversor CC-CA



A.15 – Método Synchronverter



A.16 – PLL e Droop Control

Apêndice B

Condições de Validação da Modelagem

A Figura B.1 mostra as tensões trifásicas de saída do gerador de ímãs permanentes em estado estacionário, bem como sua tensão RMS e a tensão no barramento CC.

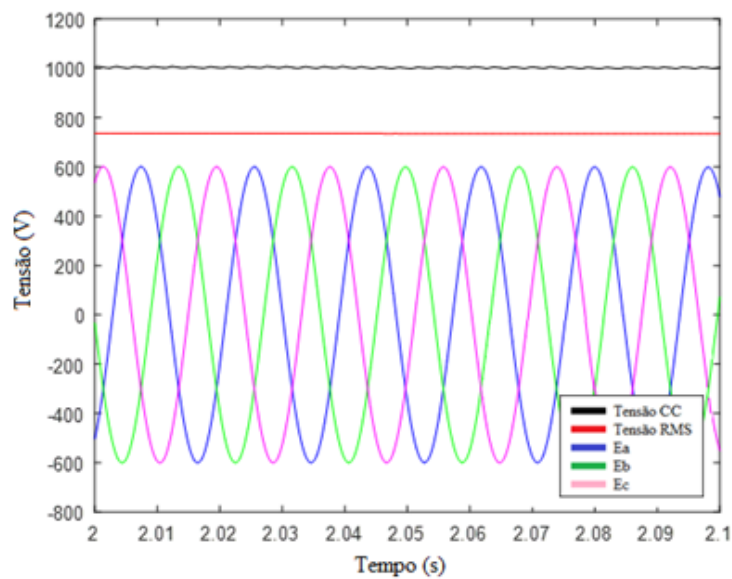


Figura B.1 – Tensões na saída do gerador de ímãs permanentes e no barramento CC.

A Figura B.2, abaixo, apresenta a potência do vento, como potência base; a máxima potência que se pode extrair do vento, segundo o limite de Betz, descrito na seção 2.1; A potência mecânica extraída; e a potência elétrica na saída do gerador de ímãs permanentes.

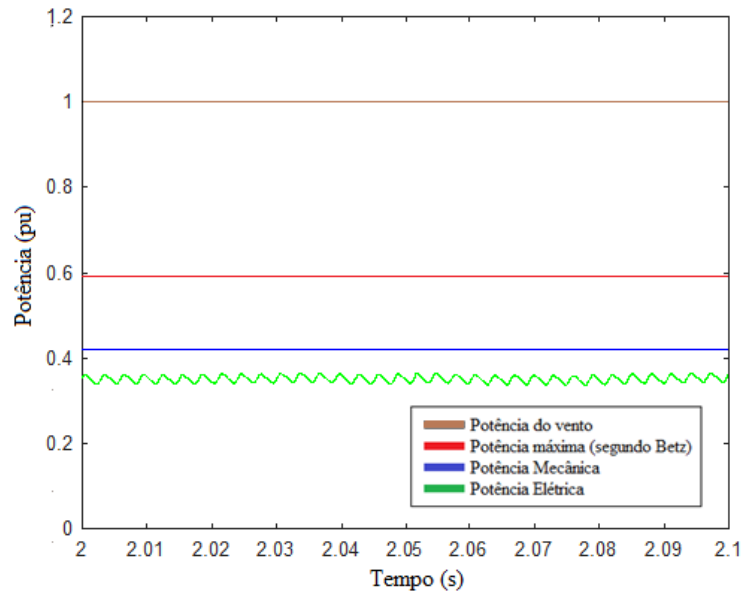


Figura B.2 – Comparação entre a potência do vento, potência máxima de extração, potência mecânica e potência elétrica.

A Figura B.3 apresenta as demais características da turbina eólica, sendo λ a relação entre a velocidade do vento e a velocidade na ponta das pás; ω_{ger} a velocidade de rotação do gerador, dada em pu; e C_p o coeficiente de potência definido de acordo com as características de fabricação das pás da turbina e do ângulo de inclinação delas, que permaneceu em 0° nestas condições de simulação.

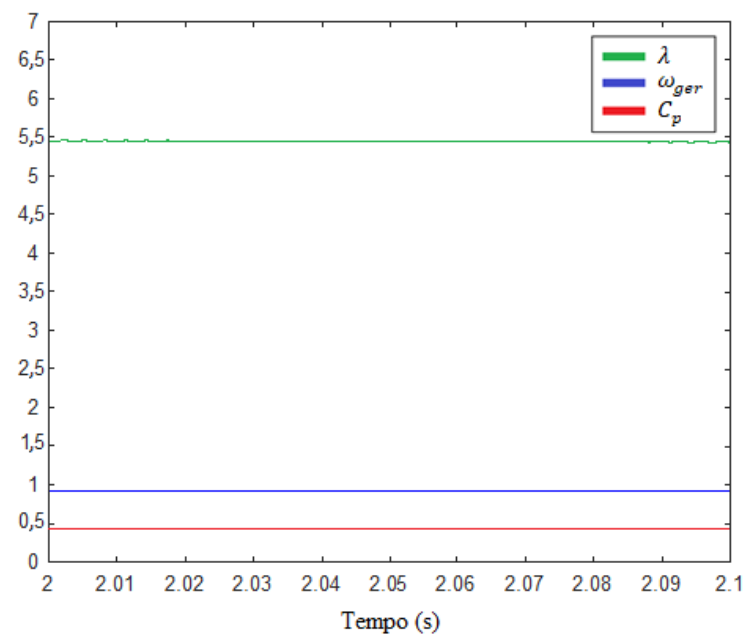


Figura B.3 – Comportamento dos parâmetros λ ; ω_{ger} ; e C_p