

## **Sistema de Conversão Dual para Gerador Síncrono de Magnetos Permanentes em Aproveitamentos Eólicos**

**JOÃO PEDRO ALMEIDA CORREIA ARAÚJO**

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Ramo: Energia

Orientadores:

Professor Doutor Miguel Cabral Ferreira Chaves

Professor Doutor Paulo José Duarte Landeiro Gambôa

Júri:

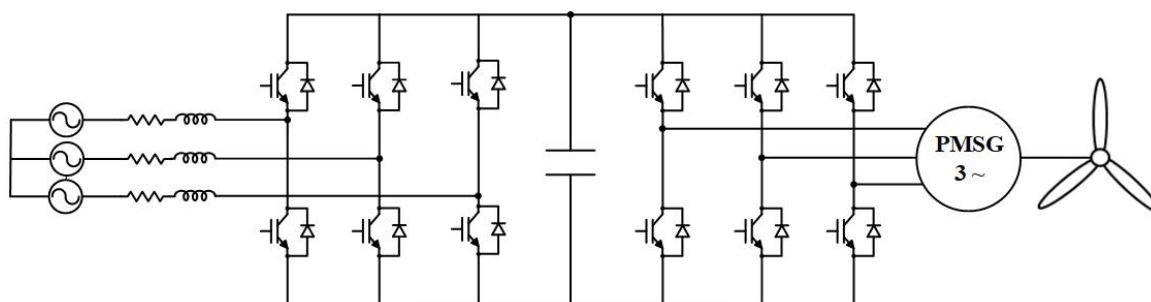
Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

1º Vogal: Professor Doutor Miguel Cabral Ferreira Chaves

2º Vogal: Professor Doutor Fernando Manuel Duarte Oliveira Nunes

**Novembro 2018**





## **Sistema de Conversão Dual para Gerador Síncrono de Magnetos Permanentes em Aproveitamentos Eólicos**

**JOÃO PEDRO ALMEIDA CORREIA ARAÚJO**

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Ramo: Energia

Orientadores:

Professor Doutor Miguel Cabral Ferreira Chaves

Professor Doutor Paulo José Duarte Landeiro Gambôa

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

1º Vogal: Professor Doutor Miguel Cabral Ferreira Chaves

2º Vogal: Professor Doutor Fernando Manuel Duarte Oliveira Nunes

**Novembro 2018**

**Dissertação realizada sob orientação de:**

**Professor Miguel Cabral Ferreira Chaves**

Professor Adjunto da Área Departamental  
de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação

**Professor Paulo José Duarte Landeiro Gambôa**

Professor Adjunto da Área Departamental  
de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação

*“Do not go gentle into that good night,  
Old age should burn and rave at close of day,  
Rage, rage against the dying of the light.”*

**Dylan Thomas (27-10-1914 - 09-11-1953)**



## Resumo

A presente dissertação de Mestrado tem como objetivo fazer o estudo teórico, a simulação numérica e um protótipo experimental da aplicação de um sistema de controlo de geração eólico ligado à rede de energia elétrica através de conversores eletrónicos de potência.

O trabalho foi iniciado com o estudo teórico do sistema de produção eólico apresentando as diferentes topologias existentes no mercado. A topologia escolhida foi a de Gerador Síncrono de Magnetos Permanentes que utiliza dois onduladores de tensão trifásicos bidirecionais em potência, como reguladores de fluxo de energia entre a rede de energia elétrica e a turbina eólica. Este sistema permite a operação a velocidade variável permitindo uma melhor extração de energia.

Na fase seguinte, foi realizada a modelização da turbina eólica, da máquina elétrica, e dos conversores de potência. De modo a implementar a simulação numérica do sistema, foram efetuadas transformações de referenciais adequados para a síntese de controladores. O controlo de tensão e de velocidade da máquina foram efetuados através de controladores proporcionais integrais que têm como entrada os erros que resultam dos valores efetivos das grandezas e dos valores de referência. O controlo das correntes foi realizado através de controladores histeréticos que comparam as correntes efetivas com as correntes de referência resultando os sinais de entrada para os dispositivos semicondutores. A simulação foi efetuada através do *software Matlab/Simulink*.

A implementação laboratorial teve como base a utilização de um protótipo experimental, constituído por uma máquina síncrona de magnetos permanentes, um sistema de conversão constituído por um conversor de tensão trifásico, um retificador trifásico e por um sistema de comando e controlo constituído por um processador digital de sinal. Os resultados foram validados e comparados com resultados de uma simulação numérica de baixa potência.

**Palavras-chave:** Sistema de Controlo de Geração Eólica, Conversão Dual, Onduladores de Tensões Trifásicos, Conversores AC/DC, Máquina Síncrona de Magnetos Permanentes, Controladores Histeréticos, Controladores Proporcionais Integrais, Mudanças de Coordenadas.



# Abstract

This thesis aims to make the theoretical study, a numerical simulation and its respective experimental verification of a wind power generation control system connected to the electric grid through power converters.

The work was started with the theoretical study of the wind production system presenting the different topologies in the market. The chosen topology was the Permanent Magnet Synchronous Generator which uses two bidirectional three-phase voltage inverters as power flow regulators between the electric power grid and the wind turbine. This system allows the operation at variable speed allowing a better extraction of energy.

In the next phase, the modeling of the wind turbine, the electric machine and the power converters was carried out. In order to implement the numerical simulation of the system, transformations of appropriate references were made for the synthesis of the controllers. The voltage and speed control of the machine were accomplished using integral proportional controllers that has input the errors that result from the effective values of the quantities and references values. Current control was performed through hysteretic controllers that compare the actual currents with the reference currents resulting in the input signals to the semiconductor devices. The simulation was performed using *Matlab/Simulink* software.

The laboratory implementation was based on the use of an experimental prototype consisting of a permanent magnet synchronous machine, a conversion system consisting of a three-phase voltage inverter and a three-phase rectifier and a control system consisting of a digital signal processor. The results were validated and compared with a low power numerical simulation results.

**Keywords:** Wind Power Generation Control System, Back-to-Back Conversion, Three-Phase Voltage Source Inverters, AC/DC Power Converters, Permanent Magnet Synchronous Generator, Hysteretic Comparators, Integral Proportional Controllers, Coordinate System Transformation.



## Agradecimentos

Aos meus orientadores Paulo Gambôa e Miguel Chaves, por toda a disponibilidade, paciência e préstimo que permitiram a possibilidade da realização desta dissertação.

Aos meus pais, Carlos e Clara e ao meu irmão Ricardo por todo o amor infinito e apoio incondicional.

À minha namorada Ana Rodrigues por toda a força e compreensão nesta fase.

Ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, à Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação e à Comissão Coordenadora do Curso de Licenciatura e Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

À professora Cristina Camus por me ter despertado o interesse na área de energias renováveis, sobretudo na energia eólica.

Aos meus colegas: Mihai Lucian, Catarina Monteiro, Patrícia Nunes, Francisco Lemos, João Machado, João Serra, Filipe Nascimento, Jaime Leitão, Yannick Pedrosa, José Romão, Nuno Pereira, Diogo Marinho, João Espada, Rui Borges, Diogo Oliveira, João Martins, João Mendonça, Isaac Casaleiro, Duarte Pavão, Filipe Ribeiro, Micael Abreu, João Mouta, Miguel Pais, João André, Duarte Xavier, Alexandre Horta, Ravi Fonseca, Niquilay Rodrigues, Carlos Xavier, Hugo Serieiro, Elton Silva, Carlos Paiva, David Vizinha, André Gomes, João Rocha, Nuno Firmino, Rui Mateus, Helena Karam, João Penedo, Soraia Santos, Flávio Lopes, Pedro Raimundo, Rui Prata, Renato Reis, David Bagulho, Rui Martinho, Francisco Sottomayor, Eduardo Eusébio, Ana Gonçalves, Adeel Ashiq, Inês Pacheco, Miguel Almeida, Diogo Ferreira, João Semedo, Maria Inês, Teresa Jordão, João Garcias e Diogo Carvalho.

À minha restante família por todo o apoio e aos meus amigos de sempre.

Ao meu avô. É a ele que dedico esta dissertação.



## Lista de Acrónimos

AC – Corrente Alternada (*Alternate Current*)

AD – Conversor Analógico Digital (*Analog-to-Digital Converter*)

DA – Conversor Digital Analógico (*Digital-to-Analog Converter*)

DC – Corrente Contínua (*Direct Current*)

DFIG – Gerador de Indução Duplamente Alimentado (*Doubly Fed Induction Generator*)

DSP – Processador de Sinal Digital (*Digital Signal Processor*)

EDF – Eletricidade de França (*Électricité de France*)

EESG – Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (*Electricity Excited Synchronous Generator*)

FPGA – Arranjo de Portas Programáveis em Campo (*Field Programmable Gate Array*)

IGBT – Transistor de Porta Isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor*)

ITAE – Integral do Tempo x Valor Absoluto do Erro (*Integral of Time and Absolute Error*)

MPPT – Algoritmo de Busca de Ponto de Potência Máximo (*Maximum Power Point Tracking*)

OCDE – Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico

PI – Controlador Proporcional Integral (*Proportional Integral*)

PLL – Malha de Captura de Fase (*Phase-Locked Loop*)

PMSG – Gerador Síncrono de Magnetos Permanentes (*Permanent Magnet Synchronous Generator*)

SRF – Referencial Síncrono (*Synchronous Reference Frame*)

TSR – Velocidade Específica (*Tip Speed Ratio*)



## Lista de Símbolos

- $a$  – Relação entre a velocidade saída e velocidade de entrada de um tubo de fluxo
- $A$  – Área circular varrida pelas pás do rotor [m<sup>2</sup>]
- $A_1$  – Área atravessada pelo caudal mássico de ar à entrada da turbina [m<sup>2</sup>]
- $A_2$  – Área atravessada pelo caudal mássico de ar à saída da turbina [m<sup>2</sup>]
- $c$  – Constante de forma de distribuição de Weibull
- $C$  – Capacidade do condensador [F]
- $C$  – Matriz de transformação concordia
- $C^T$  – Transposta da matriz de transformação concordia
- $C_p$  – Coeficiente de Betz
- $C_p$  – Coeficiente de potência
- $C_L$  – Coeficiente de sustentação
- $C_D$  – Coeficiente de arrastamento
- $dq$  – Sistema de coordenadas de Park
- $D$  – Força de Arrastamento (*Drag*) [N]
- $E_C$  – Energia cinética [J]
- $f$  – Frequência da rede [Hz]
- $f_{amostr}$  – Frequência de amostragem [Hz]
- $f(v)$  – Função densidade de probabilidade de Weibull / Função densidade de probabilidade de Rayleigh
- $F(v)$  – Função Distribuição de Velocidade
- $F$  – Vetor Força F [N]
- $f_{R1}, f_{R2}, f_{R3}$  – Funções de comando do lado rede-conversor dos semicondutores no primeiro, segundo e terceiro ramo
- $f_{G1}, f_{G2}, f_{G3}$  – Funções de comando do lado gerador-conversor dos semicondutores no primeiro, segundo e terceiro ramo
- $F_{R1}, F_{R2}, F_{R3}$  – Matrizes das funções de comando dos semicondutores do lado rede-conversor, na primeira, segunda e terceira fase, das tensões à entrada dos semicondutores
- $F_{G1}, F_{G2}, F_{G3}$  – Matrizes das funções de comando dos semicondutores do lado gerador-conversor, na primeira, segunda e terceira fase, das tensões à entrada dos semicondutores
- $f_\alpha, f_\beta$  – Funções de comando dos semicondutores segundo a componente  $\alpha$  e  $\beta$

$F_\alpha, F_\beta$  – Matrizes das funções de comando dos semicondutores segundo a componente  $\alpha$  e  $\beta$  das tensões à entrada dos semicondutores

$f_{Rd}, f_{Rq}$  – Funções de comando dos semicondutores do lado rede-conversor segundo os eixos, direto e de quadratura

$f_{Gd}, f_{Gq}$  – Funções de comando dos semicondutores do lado gerador-conversor segundo os eixos, direto e de quadratura

$F_d, F_q$  – Matrizes das funções de comando dos semicondutores segundo os eixos direto e de quadratura das tensões à entrada dos semicondutores

$i$  – Corrente [A]

$i_1, i_2, i_3$  – Correntes nas fases 1, 2 e 3 [A]

$i_R$  – Corrente à saída do conversor do lado rede-conversor [A]

$i_G$  – Corrente à saída do conversor do lado gerador-conversor [A]

$i_C$  – Corrente no barramento DC [A]

$i_{123}$  – Correntes no sistema de coordenadas  $123$  [A]

$i_d$  – Corrente segundo a componente direta [A]

$i_q$  – Corrente segundo a componente em quadratura [A]

$i_{SR1}, i_{SR2}, i_{SR3}$  – Correntes na linha do lado rede-conversor na primeira, segunda e terceira fase [A]

$i_{SG1}, i_{SG2}, i_{SG3}$  – Correntes da máquina do lado gerador-conversor na primeira, segunda e terceira fase [A]

$i_{\alpha\beta}$  – Correntes no sistema de coordenadas  $\alpha\beta$  [A]

$i_{R\alpha}$  – Corrente do lado rede-conversor segundo o eixo  $\alpha$  [A]

$i_{R\beta}$  – Corrente do lado rede-conversor segundo o eixo  $\beta$  [A]

$i_{G\alpha}$  – Corrente do lado gerador-conversor segundo o eixo  $\alpha$  [A]

$i_{G\beta}$  – Corrente do lado gerador-conversor segundo o eixo  $\beta$  [A]

$i_{dq}$  – Corrente no sistema de coordenadas  $dq$  [A]

$i_{Rd}$  – Corrente do lado rede-conversor segundo o eixo direto da corrente [A]

$i_{Rq}$  – Corrente do lado rede-conversor segundo o eixo de quadratura da corrente [A]

$i_{Gd}$  – Corrente do lado gerador-conversor segundo o eixo direto da corrente [A]

$i_{Gq}$  – Corrente do lado gerador-conversor segundo o eixo de quadratura da corrente [A]

$I$  – Corrente eficaz da fase [A]

$I_C$  – Corrente no barramento DC [A]

$I_R$  – Corrente na resistência equivalente [A]  
 $I_d^*$  – Corrente no eixo direto de referência [A]  
 $I_q^*$  – Corrente no eixo de quadratura de referência [A]  
 $J$  – Momento de inércia [kgm<sup>2</sup>]  
 $k$  – Constante de forma de distribuição de Weibull  
 $k_p$  – Ganho proporcional  
 $k_I$  – Ganho integral  
 $k_c$  – Ganho do controlador  
 $K_A$  – Ponderação do valor da massa específica em função da altitude/pressão  
 $K_D$  – Atrito viscoso [Nm]  
 $K_T$  – Ponderação do valor da massa específica em função da temperatura  
 $L$  – Indutância [H]  
 $L$  – Força de Sustentação (*Lift*) [N]  
 $L_1, L_2, L_3$  – Indutâncias na primeira, segunda e terceira fase [H]  
 $L_d$  – Autoindução total por fase medida no eixo do enrolamento da fase alinhado com o eixo do rotor  
 $L_q$  – Autoindução total por fase medida no eixo do enrolamento da fase alinhado com o eixo em quadratura  
 $m$  – Massa de ar [kg]  
 $\dot{m}$  – Caudal mássico do ar [m<sup>3</sup>/s]  
 $n_{pp}$  – Número de par de polos  
 $p$  – Potência instantânea [W]  
 $P$  – Potência ativa [W]  
 $P$  – Matriz de transformação de Park  
 $P^T$  – Transposta da matriz de transformação de Park  
 $P_W$  – Potência disponível [W]  
 $P_R$  – Potência mecânica extraída pelo rotor [W]  
 $P_{DC}$  – Potência do lado DC [W]  
 $P_{AC}$  – Potência do lado AC [W]  
 $Q$  – Potência reativa [Var]  
 $r$  – Raio do rotor [m]  
 $R$  – Resistência por fase [ $\Omega$ ]  
 $R_{eq}$  – Resistência equivalente de carga [ $\Omega$ ]

$R_1, R_2, R_3$  – Resistências na primeira, segunda e terceira fase [ $\Omega$ ]  
 $S$  – Potência Aparente [VA]  
 $S_{R1}, S_{R2}, S_{R3}$  – Semicondutores superiores do conversor do lado rede-conversor para o primeiro, segundo e terceiro ramo  
 $S'_{R1}, S'_{R2}, S'_{R3}$  – Semicondutores inferiores do conversor do lado rede-conversor para o primeiro, segundo e terceiro ramo  
 $S_{G1}, S_{G2}, S_{G3}$  – Semicondutores superiores do conversor do lado gerador-conversor para o primeiro, segundo e terceiro ramo  
 $S'_{G1}, S'_{G2}, S'_{G3}$  – Semicondutores inferiores do conversor do lado gerador-conversor para o primeiro, segundo e terceiro ramo  
 $t$  – Tempo [s]  
 $T_e$  – Binário eletromagnético [Nm]  
 $T_m$  – Binário mecânico [Nm]  
 $T_r$  – Binário resistente [Nm]  
 $u_{dc}$  – Tensão no barramento DC [V]  
 $u_d$  – Tensão segundo a componente direta [A]  
 $u_q$  – Tensão segundo a componente em quadratura [A]  
 $u_1, u_2, u_3$  – Tensões simples nas fases 1, 2 e 3 [A]  
 $u_{R1}, u_{R2}, u_{R3}$  – Tensões de fase do lado rede-conversor do primeiro, segundo e terceiro braço do conversor [V]  
 $u_{G1}, u_{G2}, u_{G3}$  – Tensões de fase do lado gerador-conversor do primeiro, segundo e terceiro braço do conversor [V]  
 $u_{SR1}, u_{SR2}, u_{SR3}$  – Tensões simples do lado rede-conversor do primeiro, segundo e terceiro braço do conversor [V]  
 $u_{SG1}, u_{SG2}, u_{SG3}$  – Tensões simples do lado gerador-conversor do primeiro, segundo e terceiro braço do conversor [V]  
 $u_{SR12}$  – Tensão composta entre a primeira e segunda fase do lado rede-conversor à entrada do conversor [V]  
 $u_{SR23}$  – Tensão composta entre a segunda e terceira fase, do lado rede-conversor à entrada do conversor [V]  
 $u_{SR31}$  – Tensão composta entre a primeira e terceira fase, do lado rede-conversor à entrada do conversor [V]

$u_{SG12}$  – Tensão composta entre a primeira e segunda fase do lado gerador-conversor à entrada do conversor [V]  
 $u_{SG23}$  – Tensão composta entre a segunda e terceira fase do lado gerador-conversor à entrada do conversor [V]  
 $u_{SG31}$  – Tensão composta entre a primeira e terceira fase do lado gerador-conversor à entrada do conversor [V]  
 $u_{GR1}, u_{GR2}, u_{GR3}$  – Tensões da rede na primeira, segunda e terceira fase [V]  
 $u_{GG1}, u_{GG2}, u_{GG3}$  – Tensões da máquina síncrona de magnetos permanentes na primeira, segunda e terceira fase [V]  
 $u_{GR\alpha}$  – Tensão segundo do lado rede-conversor segundo a componente  $\alpha$  [V]  
 $u_{GR\beta}$  – Tensão segundo do lado rede-conversor segundo a componente  $\beta$  [V]  
 $u_{GG\alpha}$  – Tensão segundo do lado gerador-conversor segundo a componente  $\alpha$  [V]  
 $u_{GG\beta}$  – Tensão segundo do lado gerador-conversor segundo a componente  $\beta$  [V]  
 $u_{Rd}$  – Tensão do lado rede-conversor segundo o eixo direto [V]  
 $u_{Rq}$  – Tensão do lado rede-conversor segundo o eixo de quadratura [V]  
 $u_{Gd}$  – Tensão do lado gerador-conversor segundo o eixo direto [V]  
 $u_{Gq}$  – Tensão do lado gerador-conversor segundo o eixo de quadratura [V]  
 $U_{ef}$  – Tensão simples eficaz [V]  
 $U_c$  – Tensão composta eficaz [V]  
 $U_{dc}$  – Tensão do barramento DC [V]  
 $U_{dc}^*$  – Tensão do barramento DC de referência [V]  
 $v(t)$  – Velocidade do vento [m/s]  
 $\bar{v}$  – Velocidade média do vento [m/s]  
 $v'(t)$  – Velocidade média turbulência [m/s]  
 $v(z)$  – Velocidade do vento à altura do aerogerador [m/s]  
 $v(z_R)$  – Velocidade do vento à altura de referência [m/s]  
 $V_e$  – Velocidade do vento à entrada da turbina [m/s]  
 $V_s$  – Velocidade do vento à saída da turbina [m/s]  
 $V_t$  – Velocidade do vento na turbina eólica [m/s]  
 $W$  – Vetor velocidade relativa de vento atuante na pá  
 $X_{123}$  – Grandeza no sistema de coordenadas  $123$   
 $X_{\alpha\beta}$  – Grandeza no sistema de coordenadas Alfa Beta  
 $X_{dq0}$  – Grandeza no sistema de coordenadas  $dq$

$z$  – Altura do aerogerador [m]  
 $z_R$  – Altura de referência [m]  
 $z_0$  – Rugosidade do solo [m]  
 $\alpha\beta\gamma$  – Sistema de coordenadas alfa beta gama  
 $\alpha$  – Ângulo de ataque [°]  
 $\beta$  – *Pitch* (Ângulo de passo) [°]  
 $\Gamma(x)$  – Função “gama”  
 $\theta$  – Desfasamento entre a componente direta do sistema de coordenadas móveis e a componente  $\alpha$  do sistema de coordenadas estáticas [°]  
 $\rho$  – Massa específica do ar [kg/m<sup>3</sup>]  
 $\tau_c$  – Constante do controlador PI [s]  
 $\tau_e$  – Atraso estatístico [s]  
 $\varphi$  – Desfasamento entre a primeira harmónica da tensão e corrente [°]  
 $\Phi$  – Ângulo de escoamento [°]  
 $\Phi_{fd}$  – Amplitude do fluxo de excitação criado pelos magnetos permanentes  
 $\omega$  – Velocidade angular [rad/s]  
 $\omega_m$  – Velocidade angular mecânica [rad/s]  
 $\omega_r$  – Velocidade angular do rotor [rad/s]

# Índice

<b>Lista de Acrónimos .....</b>	<b>vii</b>
<b>Lista de Símbolos .....</b>	<b>ix</b>
<b>Índice de Tabelas.....</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras.....</b>	<b>xix</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>3</b>
1.1. Enquadramento e Motivação.....	3
1.2. Objetivos .....	4
1.3. Organização e Estrutura do Documento.....	5
<b>2. ESTADO DA ARTE.....</b>	<b>9</b>
2.1. Aproveitamento de Energia Eólica .....	9
2.2. A Energia Eólica no Mercado de Energias .....	22
2.3. O Recurso Eólico .....	26
2.3.1. Circulação do Vento .....	26
2.3.2. Representação do Vento .....	26
2.3.3. Variações Globais do Vento .....	27
2.3.4. Variações Locais do Vento .....	30
2.4. Sistema de Produção Eólico .....	32
2.4.1. Introdução .....	32
2.4.2. Componentes de um Sistema de Produção Eólico.....	32
2.4.3. Tipos de Turbinas Eólicas.....	34
2.4.4. Aerodinâmica .....	35
2.4.5. Controlo de Potência.....	39
2.4.6. Topologias dos Sistemas de Produção Eólica.....	42
<b>3. MODELO DA TURBINA E MÁQUINA ELÉTRICA .....</b>	<b>49</b>
3.1. Modelo da Turbina Eólica.....	49
3.1.1. Variáveis de Estado de uma Turbina Eólica .....	49
3.1.2. Potência Disponível .....	50
3.1.3. Potência Extraída .....	51
3.2. Modelo da Máquina Síncrona de Magnetos Permanentes .....	53
<b>4. MODELO E CONTROLO DOS CONVERSORES DE POTÊNCIA.....</b>	<b>61</b>
4.1. Onduladores de Tensão Trifásicos .....	61
4.2. Modelo no Sistema de Coordenadas $123$ .....	63
4.2.1. Funções de Comando .....	63
4.2.2. Tensões de Fase, Tensões Compostas e Tensões Simples.....	63

4.2.3.	Correntes nas Fases .....	65
4.2.4.	Correntes no Barramento DC.....	65
4.2.5.	Tensão no Barramento DC.....	66
4.2.6.	Modelo Global .....	66
4.3.	Modelo no Sistema de Coordenadas $\alpha\beta\gamma$ .....	68
4.4.	Modelo no Sistema de Coordenadas $dq0$ .....	72
4.5.	Sincronismo com a Rede de Energia Elétrica .....	75
4.6.	Controlo dos Conversores .....	77
4.6.1.	Balanço de Potências .....	77
4.6.2.	Controlo de Corrente.....	79
4.6.3.	Controlo da Tensão do Barramento DC.....	81
4.6.4.	Controlo de Velocidade da Máquina .....	84
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÃO NÚMERICA E EXPERIMENTAIS.....</b>	<b>89</b>
5.1.	Modelo de Simulação Numérica .....	89
5.2.	Resultados da Simulação Numérica .....	104
5.3.	Implementação Laboratorial .....	112
5.4.	Comparação entre Resultados de Simulação e Experimentais.....	117
5.4.1.	Ensaio em Regime Dinâmico.....	117
5.4.2.	Ensaio em Regime Permanente.....	118
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>125</b>
6.1.	Conclusões Gerais .....	125
6.2.	Desenvolvimentos Futuros .....	126
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>128</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>134</b>
	Anexo A – Dados Técnicos da Turbina E-141 EP4.....	134
	Anexo B – Transformação de Coordenadas $123$ para $\alpha\beta$ .....	136
	Anexo C – Transformação de Coordenadas $\alpha\beta$ para $dq0$ .....	138
	Anexo D – Parâmetros da Máquina Síncrona do Laboratório .....	139
	Anexo E – Código para Ensaio Experimental.....	140
	Anexo F – Características do Conversor AC/DC.....	141
	Anexo G – Simulação Numérica para Validação da Implementação Laboratorial .....	142

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Exemplo de obtenção de classes de vento [15].	27
Tabela 2.2 – Valores típicos para a rugosidade do solo [27].	31
Tabela 3.1 – Massa específica do ar em função da temperatura [28].	50
Tabela 3.2 – Massa específica da altitude/pressão à temperatura de 15°C [28].	50
Tabela 4.1 – Configurações no ondulador de tensão trifásico.	64
Tabela 5.1 – Parâmetros da rede de energia elétrica.	91
Tabela 5.2 – Parâmetros da linha.	92
Tabela 5.3 – Parâmetros gerais dos circuitos de comando 1.	94
Tabela 5.4 – Parâmetros do circuito de comando rede – conversor.	94
Tabela 5.5 – Valores dos parâmetros elétricos do condensador.	97
Tabela 5.6 – Parâmetros gerais dos circuitos de comando 2.	99
Tabela 5.7 – Parâmetros do circuito de comando gerador – conversor.	99
Tabela 5.8 – Parâmetros da turbina eólica.	101
Tabela 5.9 – Parâmetros elétricos e mecânicos da máquina síncrona de magnetos permanentes.	103
Tabela 5.10 – Parâmetros da simulação numérica.	103
Tabela 5.11 – Parâmetros elétricos e mecânicos da máquina síncrona de magnetos permanentes usada na implementação laboratorial.	113
Tabela 5.12 – Parâmetros elétricos do condensador usado na implementação laboratorial.	113
Tabela 5.13 – Parâmetros dos ensaios em regime dinâmico.	117
Tabela 5.14 – Parâmetros dos ensaios em regime permanente.	118



# Índice de Figuras

Figura 2.1 – Moinho de vento Persa [4].....	9
Figura 2.2 – Moinho de “Sail windmill” [5].....	9
Figura 2.3 – Moinho Post Mill [4]. ....	10
Figura 2.4 – Dutch windmill [4].....	10
Figura 2.5 – Moinho de vento multi-lâmina [4].....	10
Figura 2.6 – Turbina eólica de James Blythe (1887) [7].....	10
Figura 2.7 – Aerogerador de Charles F. Brush (1887) [8]. ....	10
Figura 2.8 – Turbinas eólicas experimentais de Poul la Cour (1987) [9]. ....	11
Figura 2.9 – Turbina eólica Darrieus [12].....	12
Figura 2.10 – Turbina eólica Darrieus H [12].....	12
Figura 2.11 – Turbina eólica Savonius [12].....	12
Figura 2.12 – Projeto MAN-Kleinhenz (1942) [11]. ....	13
Figura 2.13 – Turbina eólica russa Wime D-30, (1931) [11].....	13
Figura 2.14 – “Wind charger” dos irmãos Jacob (1932) [11]. ....	14
Figura 2.15 – Turbina eólica Smith-Putman (1941) [11].....	14
Figura 2.16 – Turbina experimental da John Brown Company (1950) [11].....	15
Figura 2.17 – Turbina Andreau-Enfield (1951) [11].....	15
Figura 2.18 – Turbina “Best-Romani” (1958) [11].....	15
Figura 2.19 – Turbinas “Neypric Vadot” (1962) [11].....	15
Figura 2.20 – Turbina Gedser (1957) [11]. ....	16
Figura 2.21 – Turbina W-34, Estugarda (1959) [11]. ....	16
Figura 2.22 – Turbina MOD-0, NASA (1975) [11].....	18
Figura 2.23 – Turbina MOD-1, General Electric (1979) [11].....	18
Figura 2.24 – Turbina MOD-2, Boeing (1980) [11]. ....	18
Figura 2.25 – Turbina MOD-5, Boeing (1987) [11]. ....	18
Figura 2.26 – Turbina Growian, MAN, Alemanha (1982) [11].....	18
Figura 2.27 – Turbina WEC-520, Voith, Alemanha (1982) [11].....	18
Figura 2.28 – Turbina Monopteros, MBB, Alemanha (1985) [11].....	18
Figura 2.29 – Turbina WTS-75 (1983) [13].....	19
Figura 2.30 – Turbina WTS-3 (1982) [14].....	19
Figura 2.31 – Parque eólico San Gorgonio Pass, Palm Spings Califórnia (1984) [17].	19
Figura 2.32 – Parque semi-offshore Ebeltoft, Dinamarca (1985) [18]. ....	19
Figura 2.33 – Parque eólico da ilha de Porto Santo, Portugal (1986) [19]. ....	20

Figura 2.34 – Parque eólico de Sines, Portugal (1992) [20].	20
Figura 2.35 – Parque eólico offshore Humber Gateway, Inglaterra (2015) [21].	21
Figura 2.36 – Parque eólico onshore Alta Wind Energy Centre, EUA (2013) [22].	21
Figura 2.37 – Participação das energias renováveis no consumo de energia elétrica em 2015 [23].	22
Figura 2.38 – Participação das energias renováveis na produção de energia elétrica em 2016 [23].	22
Figura 2.39 – Evolução da potência eólica mundial instalada de 2006 a 2016 [23].	22
Figura 2.40 – Evolução da potência eólica offshore mundial instalada de 2006 a 2016 [23].	23
Figura 2.41 – Principais países com maior potência eólica instalada em 2016 [23].	23
Figura 2.42 – Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental entre janeiro e novembro de 2017 [24].	24
Figura 2.43 – Evolução da potência eólica instalada nos centros electroprodutores portugueses [24].	24
Figura 2.44 – Evolução da potência fóssil instalada nos centros electroprodutores portugueses [24].	25
Figura 2.45 – Quota de mercado dos fabricantes de aerogeradores (2016) [23].	25
Figura 2.46 – Esquema da circulação global dos ventos na terra [26].	26
Figura 2.47 – Variação da função da densidade de probabilidade de Weibull para vários valores de $k$ [27].	28
Figura 2.48 – Distribuições de dados, de Weibull e Rayleigh [29].	30
Figura 2.49 – Velocidade média anual do vento do local [29].	30
Figura 2.50 – Consequências na direção do vento na presença de um obstáculo [30].	30
Figura 2.51 – Distâncias mínimas das turbinas no terreno [27].	31
Figura 2.52 – Cadeia dos principais componentes de um aproveitamento eólico [30].	32
Figura 2.53 – Representação dos componentes de uma turbina eólica [31].	32
Figura 2.54 – Diagrama da classificação das turbinas eólicas.	34
Figura 2.55 – Coeficiente de potência de vários tipos de turbinas eólicas [28].	35
Figura 2.56 – Variação do coeficiente de potência com a velocidade específica.	36
Figura 2.57 – Sistema de forças num perfil alar [15].	37
Figura 2.58 – Coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque [15].	38
Figura 2.59 – Coeficiente de arrastamento em função do ângulo de ataque [15].	38
Figura 2.60 – Turbulência criada nas pás com controlo <i>stall</i> [34].	39
Figura 2.61 – Curva de potência tipo com controlo <i>stall</i> [34].	39
Figura 2.62 – Variação de $CP$ com a TSR parametrizada para diferentes valores de $\beta$ [15].	40

Figura 2.63 – Coeficientes de potência em função da velocidade específica para vários valores do ângulo <i>pitch</i> [35].	40
Figura 2.64 – Curva de potência tipo com controlo <i>pitch</i> [34].	40
Figura 2.65 – Curva de potência e coeficiente de potência da turbina E-141 da Enercon [36].	41
Figura 2.66 – Topologia de potência com gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) [30].	43
Figura 2.67 – Topologia de potência com gerador de indução de rotor bobinado (IG) [30].	44
Figura 2.68 – Topologia de potência gerador síncrono de rotor bobinado (EESG) [30].	45
Figura 2.69 – Topologia de potência com gerador síncrono de magnetos permanentes (PMSG) [30].	46
Figura 3.1 – Variáveis de estado de uma turbina eólica.	49
Figura 3.2 – Condição ideal de extração de energia mecânica num tubo de fluxo de ar [28].	51
Figura 3.3 – Aspeto exterior de uma máquina síncrona de magnetos permanentes [37].	53
Figura 3.4 – Representação esquemática da máquina síncrona de magnetos permanentes (2 pares de polos à superfície) [37].	53
Figura 3.5 – Representação esquemática da máquina síncrona de magnetos permanentes (2 pares de polos no interior do rotor) [37].	53
Figura 3.6 – Circuito trifásico com acoplamento magnético, esquematizado nas coordenadas reais [38].	54
Figura 3.7 – Descrição geométrica da transformação $\alpha\beta - dq$ [38].	54
Figura 3.8 – Circuito equivalente em $dq0$ [38].	54
Figura 3.9 – Referencial fixo ao fluxo rotórico [38].	55
Figura 4.1 – Esquema global dos conversores com funções de comando – Onduladores de tensão trifásicos em montagem dual ( <i>back-to-back</i> ).	62
Figura 4.2 – Diagrama fasorial da posição relativa entre os referenciais $123$ e $\alpha\beta$ [40].	68
Figura 4.3 – Diagrama fasorial da posição relativa entre os referenciais $\alpha\beta$ e $dq0$ [40].	72
Figura 4.4 – Diagrama fasorial da tensão com posição relativa entre os referenciais $\alpha\beta$ e $dq0$ sem posicionamento do vetor $d$ sobre a tensão $u$ [41].	75
Figura 4.5 – Diagrama fasorial da tensão com posição relativa entre os referenciais $\alpha\beta$ e $dq0$ com o posicionamento do vetor $d$ sobre a tensão $u$ [41].	76
Figura 4.6 – Largura de banda dos controladores histeréticos.	79
Figura 4.7 – Exemplo de corrente de referência, corrente efetiva e funções de comando.	80
Figura 4.8 – Esquema global do controlo de corrente por histerese [39].	80

Figura 4.9 – Esquema global da malha de controlo de corrente e tensão do conversor do lado rede-conversor. ....	81
Figura 4.10 – Circuito equivalente do barramento DC no sistema de coordenadas $dq$ [42]. ....	81
Figura 4.11 – Diagrama de blocos para o controlo da tensão no conversor do lado rede-conversor. ....	82
Figura 4.12 – Esquema global da malha de controlo de corrente e velocidade da máquina do lado gerador-conversor. ....	84
Figura 4.13 – Diagrama de blocos para o controlo da velocidade da máquina. ....	85
Figura 5.1 – Representação global do modelo do sistema de controlo do aerogerador. ....	90
Figura 5.2 – Representação do subsistema “REE”. ....	91
Figura 5.3 – Representação do subsistema “LINHA RL”. ....	91
Figura 5.4 – Representação do subsistema “SIN/COS SINCRONISMO”. ....	92
Figura 5.5 – Representação do subsistema “123-SIN_SINCR/COS_SINCR”. ....	92
Figura 5.6 – Equações da matriz de concordia da função “TRANSF. 123 – Alfa/Beta”. ....	92
Figura 5.7 – Equações para a obtenção do sincronismo com a REE da função “TRANSF. Alfa/Beta – Sin_Sincr/Cos_Sincr”. ....	93
Figura 5.8 – Representação do subsistema “CIRCUITO DE COMANDO 1”. ....	93
Figura 5.9 – Representação do subsistema “CONTROLADOR PI 1”. ....	93
Figura 5.10 – Representação do subsistema “TRANSF. dq – 123_1”. ....	94
Figura 5.11 – Equações para a transformação $dq - \alpha\beta$ da função “Transf. dq – Alfa/Beta”. ....	95
Figura 5.12 – Equações para a transformação $\alpha\beta - 123$ da função “Transf. Alfa/Beta-123”. ....	95
Figura 5.13 – Representação do subsistema “CONTROLADORES HISTERÉTICOS 1”. ....	95
Figura 5.14 – Parâmetros do bloco “Relay” do lado rede-conversor. ....	96
Figura 5.15 – Parâmetros dos onduladores de tensão trifásicos. ....	96
Figura 5.16 – Parâmetros elétricos do condensador do barramento DC. ....	97
Figura 5.17 – Representação do subsistema “CIRCUITO DE COMANDO 2”. ....	98
Figura 5.18 – Representação do subsistema “CONTROLADOR PI 2”. ....	98
Figura 5.19 – Representação do subsistema “TRANSF. dq -123”. ....	99
Figura 5.20 – Equações para a obtenção do seno e cosseno do ângulo $\theta$ . ....	99
Figura 5.21 – Representação do subsistema “CONTROLADORES HISTERÉTICOS 2”. ....	100
Figura 5.22 – Parâmetros do bloco “Relay” do lado gerador-conversor. ....	100
Figura 5.23 – Representação do subsistema “TURBINA EÓLICA”. ....	101

Figura 5.24 – Equações do modelo “TURBINA EÓLICA 2MW”.....	102
Figura 5.25 – Configuração da máquina síncrona de magnetos permanentes. ....	102
Figura 5.26 – Parâmetros da máquina síncrona de magnetos permanentes. ....	102
Figura 5.27 – Variação da velocidade do vento. ....	104
Figura 5.28 – Variação da velocidade de referência e efetiva da máquina. ....	105
Figura 5.29 – Variação do binário da máquina. ....	105
Figura 5.30 – Evolução das correntes de referência e efetivas da máquina (1,5s–2,5s). .....	106
Figura 5.31 – Evolução das correntes de referência e efetivas da máquina (2,5s–3,5s). .....	106
Figura 5.32 – Evolução das correntes de referência e efetivas da máquina (7,0 s–7,8 s). .....	106
Figura 5.33 – Evolução das correntes $i_d$ e $i_q$ de referência e efetivas do lado gerador- conversor. ....	107
Figura 5.34 – Evolução da tensão do barramento DC.....	107
Figura 5.35 – Evolução da corrente no barramento DC.....	108
Figura 5.36 – Evolução das correntes na rede (1,5s–1,55s).....	108
Figura 5.37 – Evolução das correntes na rede (2,5s–2,55s).....	108
Figura 5.38 – Evolução das correntes na rede (5,0s–5,05s).....	109
Figura 5.39 – Evolução das correntes na rede (7,2s–7,25s).....	109
Figura 5.40 – Evolução das correntes na rede (7,7s–7,75s).....	109
Figura 5.41 – Evolução da tensão simples $u_{GRI}$ e da corrente $i_{SRI}$ na fase 1 da rede (1,5s– 1,55s).....	110
Figura 5.42 – Evolução da tensão simples $u_{GRI}$ e da corrente $i_{SRI}$ na fase 1 da rede (2,5s– 2,55s).....	110
Figura 5.43 – Evolução da tensão simples $u_{GRI}$ e da corrente $i_{SRI}$ na fase 1 da rede (5,0 s– 5,55s).....	110
Figura 5.44 – Evolução da tensão simples $u_{GRI}$ e da corrente $i_{SRI}$ na fase 1 da rede (7,2s– 7,25s).....	110
Figura 5.45 – Evolução da tensão simples $u_{GRI}$ e da corrente $i_{SRI}$ na fase 1 da rede (7,7s– 7,75s).....	110
Figura 5.46 – Evolução das correntes $i_d$ e $i_q$ de referências e efetivas do lado rede- conversor. ....	111
Figura 5.47 – Curva de potência em função da velocidade específica .....	111
Figura 5.48 – Valores do coeficiente de potência em função do tempo. ....	111
Figura 5.49 – Esquema global da implementação laboratorial. ....	112
Figura 5.50 – Variador de velocidade e acoplamento do motor assíncrono com o gerador síncrono de magnetos permanentes.....	112

Figura 5.51 – Retificador trifásico em ponte.....	113
Figura 5.52 – Condensador. ....	113
Figura 5.53 – Módulo de potência do conversor AC/DC. ....	114
Figura 5.54 – Controlador digital de sinal <i>dSPACE</i> .....	114
Figura 5.55 – Autotransformador trifásico.....	115
Figura 5.56 – Transformador de interligação com a REE e indutâncias.....	115
Figura 5.57 – Transformador para obtenção das amostragens das tensões da rede. ....	115
Figura 5.58 – Fonte de alimentação. ....	116
Figura 5.59 – Osciloscópio digital. ....	116
Figura 5.60 – Sonda de tensão diferencial. ....	116
Figura 5.61 – Variação da tensão $u_{dc}$ ( $u_{dc}=50V \gg u_{dc}=60V$ ) e variação das correntes $i_d$ de referência e efetiva a) Simulação b) Experimental. ....	117
Figura 5.62 – Variação da tensão $u_{dc}$ ( $u_{dc}=60V \gg u_{dc}=50V$ ) e variação das correntes $i_d$ de referência e efetiva a) Simulação b) Experimental. ....	118
Figura 5.63 – Valor da tensão de referência $u_{dc}$ e variação da corrente de referência e efetiva na fase 1 a) Simulação b) Experimental. ....	118
Figura 5.64 – Valor da tensão efetiva $u_{dc}$ e variação das correntes nas fases 1, 2 e 3 a) Simulação b) Experimental. ....	119
Figura 5.65 – Valor da tensão efetiva $u_{dc}$ e variações do valor da tensão e da corrente na fase 1 a) Simulação b) Experimental.....	119
Figura 5.66 – Valor da tensão efetiva $u_{dc}$ e variações do valor da tensão e da corrente na fase 1 (em atraso) – a) Simulação b) Experimental. ....	120
Figura 5.67 – Valor da tensão efetiva $u_{dc}$ e variações do valor da tensão e da corrente na fase 1 (em avanço) – a) Simulação b) Experimental.....	120
Figura 5.68 – Espectro de frequência da corrente na fase 1 a 50Hz/div a) Simulação b) Experimental. ....	121
Figura 5.69 – Espectro de frequência da corrente na fase 1 a 1,25kHz/div a) Simulação b) Experimental. ....	121

# Capítulo 1

## Introdução

O presente capítulo descreve a motivação que levou à realização desta dissertação, os objetivos pretendidos pela mesma e a respectiva organização de todo o documento.



# **1. INTRODUÇÃO**

## **1.1. Enquadramento e Motivação**

Perante o aumento das necessidades energéticas mundiais e ao abordar as mudanças climáticas levou a uma maior reflexão sobre o uso das fontes de energia convencionais. Uma das fontes viáveis de energia sustentável é o vento [1]. O recurso da energia eólica é um dos mais promissores, observados e adotados em todo o mundo e que contribui para uma maior independência energética, sendo uma solução limpa e eficiente. Nas últimas duas décadas o setor da energia eólica progrediu significativamente e a sua tecnologia apresentou um desenvolvimento notável. Este deveu-se a políticas internacionais, especialmente relacionadas com as mudanças climáticas e à flutuação dos preços dos combustíveis fósseis. Verificou-se um avanço no design das turbinas eólicas e nos seus métodos de controlo. Além de parques eólicos de grande potência verificou-se também o desenvolvimento de instalações de pequena escala, emergindo o conceito de microgeração, ou seja, pequenas unidades de produção de energia elétrica que podem ser ligadas diretamente às redes de baixa tensão produzindo energia elétrica usando fontes renováveis. Estes sistemas permitem reduzir as perdas na rede de distribuição e transporte e adiar investimentos ao nível de reforço nas redes de transporte [2].

Diversas técnicas de conversão de energia foram desenvolvidas para integração, dos aproveitamentos eólicos com a rede elétrica. O uso de conversores eletrónicos de potência permite a operação de velocidade variável da turbina e uma melhor extração de energia. Para isso é necessário um método de controlo projetado para extrair a potência máxima da turbina e fornecer à rede valores de tensão e frequência constantes. Todos os esquemas de controlo integrados com conversores eletrónicos de potência são projetados para maximizar a potência em todas as possíveis velocidades do vento em que estas variam desde a velocidade de cut-in até a velocidade de vento nominal, ambas específicas do tamanho e do tipo de gerador usado no sistema de conversão de energia eólica.

Esta dissertação aborda o desenvolvimento de um sistema de conversão dual para uma máquina de magnetos permanentes e respetivas técnicas de controlo. Estes sistemas estão associados a novos projetos de turbinas de menor potência elétrica e têm sido alvo de desenvolvimento de diversos fabricantes.

## **1.2. Objetivos**

A presente dissertação tem por objetivo fazer o estudo teórico e simulação numérica de um sistema de controlo de um aerogerador através da conversão de energia utilizando dois onduladores de tensões trifásicos bidirecionais em potência, como conversores de interligação com rede elétrica e máquina elétrica (conversão dual ou conversão *back-to-back*).

Numa primeira fase é feito o estudo teórico da história dos aproveitamentos de energia eólica, da sua importância no mercado de energias, o aproveitamento do recurso eólico e o funcionamento do sistema de produção. São descritas as diferentes topologias utilizadas para estes sistemas e é escolhida a topologia com o Gerador Síncrono de Magnetos Permanentes.

Na fase seguinte é realizada a modelização da turbina eólica, da máquina elétrica, e dos conversores de potência. De modo a implementar a simulação numérica do sistema são efetuadas transformações de referenciais adequados para a síntese de controladores. O controlo de tensão e de velocidade da máquina são efetuados através de controladores proporcionais integrais que têm como entrada os erros que resultam dos valores efetivos das grandezas e das grandezas de referência. O controlo das correntes é realizado através de controladores histeréticos que comparam as correntes efetivas com as correntes de referência resultando os sinais de entrada para os dispositivos semicondutores. A simulação é efetuada através do *software Matlab/Simulink*.

Na última fase é realizada a implementação laboratorial que tem como base a utilização de um protótipo experimental, constituído por uma máquina síncrona de magnetos permanentes, um sistema de conversão constituído por um conversor de tensão trifásico, um retificador trifásico e por um sistema de comando e controlo constituído por um processador de sinal digital (DSP). Os resultados foram validados permitindo tirar as conclusões necessárias desta dissertação.

### **1.3. Organização e Estrutura do Documento**

A escrita desta dissertação de mestrado encontra-se dividida em 6 capítulos, referências bibliográficas e anexos.

O primeiro capítulo é referente à introdução ao tema abordado, apresentando a motivação, os objetivos da dissertação e organização e estrutura do documento.

Quanto ao segundo capítulo, é alusivo ao estado da arte, onde é descrito a história dos aproveitamentos de energia eólica, a posição da energia eólica mercado de energias, o aproveitamento do recurso eólico e os principais sistemas de produção de energia eólica existentes.

No terceiro capítulo são apresentados os modelos dinâmicos da turbina eólica e da máquina síncrona de magnetos permanentes.

Relativamente ao quarto capítulo, são apresentados os modelos dos onduladores de tensão trifásicos e o modelo geral do sistema em coordenadas  $123$ ,  $\alpha\beta\gamma$  e  $dq0$ . É também descrito o método de sincronismo com a rede e os métodos de controlo das correntes, tensão do barramento DC e da velocidade da máquina.

No quinto capítulo é exposto o modelo global da simulação numérica, as funções implementadas, bem como os parâmetros escolhidos e em seguida são apresentados os resultados da mesma. Prontamente é descrita a implementação experimental descrevendo os componentes utilizados assim como as suas funções e são descritos os ensaios realizados e validação dos resultados obtidos.

No sexto e último capítulo, são apresentadas as conclusões gerais de toda a dissertação e perspectivas de desenvolvimentos futuros do tema apresentado.

## Capítulo 1 – Introdução

# Capítulo 2

## Estado da Arte

O presente capítulo descreve a evolução dos sistemas de aproveitamento de energia eólica, a posição da energia eólica no mercado de energia elétrica, o recurso eólico e o seu sistema de produção, onde são descritos os principais componentes e as diferentes topologias existentes.



## 2. ESTADO DA ARTE

### 2.1. Aproveitamento de Energia Eólica

A fim de substituir a força motriz humana ou animal nas atividades agrícolas o Homem desenvolveu os primeiros moinhos de vento. A origem destes remonta aproximadamente ao ano 200 D.C. com moinhos de vento simples na China para a bombagem de água e moinhos de vento de eixo vertical com velas de junco tecidas para moagem de grão na Pérsia e Médio-Oriente [3].

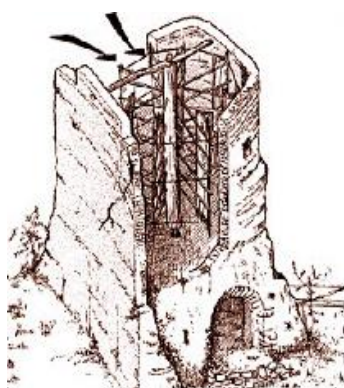


Figura 2.1 – Moinho de vento Persa [4].



Figura 2.2 – Moinho de “Sail windmill” [5].

Foram assim aproveitadas novas maneiras de usar a energia eólica pelo Mundo e no século XI o povo do médio oriente, que usava os moinhos de vento exclusivamente para a produção de alimentos, levou esta ideia até à Europa através das cruzadas.

No século XII começaram a ser utilizados moinhos de eixo horizontal com maior expressão na Holanda e Inglaterra, estes eram compostos por velas e eram designados por *sail windmills*.

A partir do século XVI os moinhos foram alvo de desenvolvimento surgindo os *Post mills* e os *Dutch windmills*. Estes moinhos tiveram uma grande influência na economia agrícola Europeia, nomeadamente nos sistemas de bombagem, drenagem, produção de óleos vegetais, produção de papel e no acionamento de serrações de madeira. Nos EUA foram construídos moinhos multi-lâmina usados na irrigação [6].



Figura 2.3 – Moinho Post Mill [4].



Figura 2.4 – Dutch windmill [4].



Figura 2.5 – Moinho de vento multi-lâmina [4].

O primeiro sistema de produção de energia eólica foi construído em 1887 pelo professor e engenheiro escocês James Blythe, que construiu uma turbina eólica horizontal de pano no jardim da sua casa de férias em Marykirk na Escócia. Esta possuía um eixo de 10m e quatro braços de 4m e carregava baterias onde a energia elétrica era armazenada. Tornou-se a primeira casa do mundo a ser iluminada por energia eólica [7].

Meses depois o engenheiro americano Charles Francis Brush construiu um aerogerador em madeira com 18m de altura, com um rotor de 144 lâminas e 17m de diâmetro, com uma potência de 12kW, cuja função era carregar 12 baterias e fornecer eletricidade continuamente para sua casa, em Cleveland nos EUA. Este era maior e mais robusto pois apresentava um freio automático que era ativado em caso de ventos fortes [8].

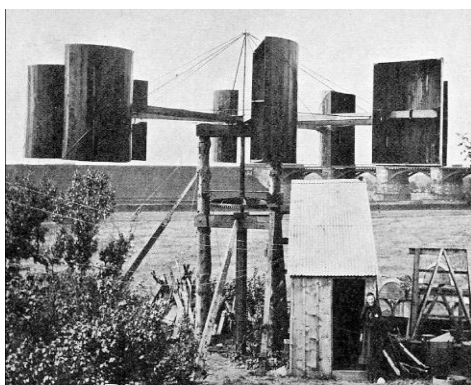


Figura 2.6 – Turbina eólica de James Blythe (1887) [7].

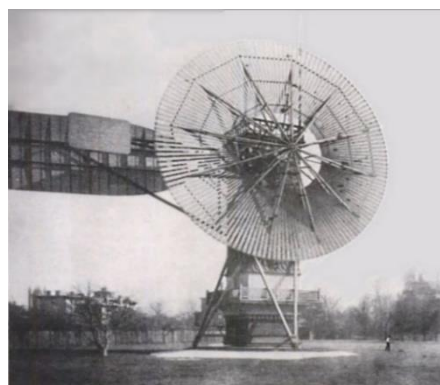


Figura 2.7 – Aerogerador de Charles F. Brush (1887) [8].

Poul la Cour foi um meteorologista e cientista dinamarquês e é considerado um dos maiores inventores do seu país. No final do século XIX e início de século XX ficou conhecido como pioneiro do desenvolvimento da energia eólica com a finalidade de melhorar as condições de vida da população rural do seu país. Desenvolveu duas turbinas experimentais na escola *Askov Folk High School* onde trabalhou como professor, que

serviram para produzir hidrogénio e em que este era armazenado num tanque de  $12\text{m}^3$ . A escola foi iluminada até 1902 através da reação química da eletrólise. Em 1897 construiu os seus próprios túneis de vento com a finalidade de fazer testes aerodinâmicos, onde concluiu que para produzir o máximo de energia elétrica o número de pás deveria ser reduzido e estas deviam ter o um formato curvo em vez de plano. [9].



Figura 2.8 – Turbinas eólicas experimentais de Poul la Cour (1987) [9].

O desenvolvimento das turbinas eólicas continuou e em 1900 a Dinamarca possuía cerca de 2500 moinhos de vento para vários fins, nomeadamente a geração de eletricidade com cerca de 30MW de potência instalada. As maiores turbinas foram instaladas em torres com 24m de altura, com um diâmetro no rotor de 23m e possuíam 4 pás [10].

Até ao ano de 1908, os EUA tinham 72 moinhos de vento com uma capacidade total de 25MW e no início da 1ª Guerra Mundial, os Estados Unidos produziram 100.000 moinhos de vento para fins de uso agrícola e bombagem de água [10].

Em 1925 o engenheiro francês Georges Darrieus desenvolveu um novo design de turbina de eixo vertical, intitulada de Darrieus. Estas possuem um formato oval e um rotor com 2 ou 3 pás, são moldadas e rodam no padrão de uma linha superficial sobre um sólido geométrico de revolução, com um eixo de rotação vertical. Isso torna a forma geométrica das pás mais complexa e difícil de fabricar. Estas turbinas apenas viriam ser comercializadas nas décadas de 80 e 90. Uma variação destas turbinas é a turbina Darrieus H onde as pás são lâminas retas ligadas ao eixo do rotor por hastes. [10] Outra variante desenvolvida na época pelo arquiteto finlandês Sigurd Savonius, foi a turbina Savonius que é constituída por 2 lâminas cilíndricas formando um ‘S’ que não é usada para a produção de energia elétrica por ser muito simples e possuir um baixo rendimento. Assim o maior desenvolvimento convergiu para as turbinas de eixo horizontal [11].



Figura 2.9 – Turbina eólica Darrieus [12].



Figura 2.10 – Turbina eólica Darrieus H [12].



Figura 2.11 – Turbina eólica Savonius [12].

Na Alemanha, as primeiras tentativas de usar a energia eólica para a geração de eletricidade remontam anos antes da Primeira Guerra Mundial. Algumas empresas alemãs fabricaram turbinas eólicas americanas sob licença e até aos anos trinta cerca de 3600 turbinas eólicas foram construídas por dez fabricantes diferentes. A maioria foi utilizada para bombear água, a sua finalidade pretendida, sendo algumas modificadas para a geração de eletricidade. No entanto o maior avanço veio a ser na teoria da aerodinâmica. O físico Albert Betz diretor do Instituto de Pesquisas Aerodinâmicas abordou o problema da aerodinâmica do rotor eólico do ponto de vista científico e num artigo publicado em 1920 no *Journal of Turbine Science* provou que o rendimento de uma turbina eólica em forma de disco é de 59,3%. Esta teoria permitiu a construção de rotores de alta velocidade com cálculos fiáveis [11].

Dos anos 30 a 40 a Alemanha cresceu muito no campo teórico e tecnológico, motivada pelo seu governo que queria um país autossuficiente no sector energético. Entre diversos projetos um merece destaque, em 1937 o engenheiro Franz Kleinhenz com o projeto MAN-Kleinhenz no qual implementava um aerogerador posicionado numa torre de 250m e com um diâmetro de roto de 130m. Este possuía 3 ou 4 pás, com potência nominal de 10kW, velocidade específica de valor 5 e era posicionado para ventos baixos. Apresentava uma torre feita em aço com movimento de rotação de toda parte superior. Em 1942 o projeto estava pronto para a sua implementação, mas devido à 2ª guerra mundial nunca passou à fase de construção [11].

Enquanto a Alemanha estava focada no campo teórico, a URSS implementou uma turbina eólica em Balaklava, na península da Crimeia. A turbina designou-se por Wime D-

30 e apresentava um rotor de 3 pás com 30m de diâmetro e potência nominal de 100kW. A velocidade do rotor era regulada com o auxílio de flaps de controlo e apresentava movimento rotacional sobre uma calha circular de todo o aerogerador. Funcionou de 1931 a 1942 alimentando uma pequena rede e apresentando bons resultados.



Figura 2.12 – Projeto MAN-Kleinhenz (1942) [11].



Figura 2.13 – Turbina eólica russa Wime D-30, (1931) [11].

Nos Estados Unidos, foram efetuados esforços para desenvolver turbinas eólicas avançadas para a geração de eletricidade. O objetivo era fornecer energia aos consumidores privados que ainda não estavam ligados à rede pública. Assim o desenvolvimento concentrou-se em pequenas turbinas eólicas de baixa potência na ordem de alguns quilowatts que ficaram conhecidas como *Wind Chargers*. Foram assim usadas para carregar baterias e fornecer energia elétrica a estabelecimentos rurais e casas remotas. Em 1922 os irmãos Marcellus e Joe Jacobs desenvolveram uma turbina eólica, com um rotor de 3 pás e de diâmetro de 4m que acionava diretamente um gerador DC de velocidades reduzida. E até 1960 foram implementadas dezenas de milhares destas turbinas com potências nominais de 1,8 a 3kW.

Com o problema da oferta de eletricidade nas zonas rurais resolvido, os Estados Unidos começaram a planear a implantação de grandes turbinas eólicas para interligar com a rede pública. Em 1940 o engenheiro Palmer Putman em conjunto com a empresa Palmer Cosslet desenvolveu a primeira grande turbina eólica do Mundo, a turbina Smith-Putman. Instalada no estado de Vermont, com um diâmetro de 53,3m, potência nominal de 1,25MW e altura da torre de 35,6m. O rotor possuía duas pás de aço inoxidável e estava posicionado sobre uma torre numa treliça. As pás estavam interligadas ao eixo do rotor por meio de dobradiças flutuantes a fim de reduzir as cargas dinâmicas das rajadas de ventos. A velocidade e potência da turbina eram controladas por um mecanismo hidráulico de inclinação das pás que regulava o ângulo das mesmas a fim de controlar a produção de

energia eléctrica. A turbina Smith-Putman operou cerca de 4 anos e alimentou a rede eléctrica da empresa de serviços públicos da central de Vermont. Em 1945 uma das pás quebrou e foi interrompida a sua operação devido à falta de financiamento [11].



Figura 2.14 – “Wind charger” dos irmãos Jacob (1932) [11].



Figura 2.15 – Turbina eólica Smith-Putman (1941) [11].

Depois da segunda guerra mundial, o preço dos combustíveis primários como o carvão e petróleo desceu. A disponibilidade de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade ainda não era um problema e não se abordava a temática da poluição do meio ambiente. No entanto as tentativas de gerar energia eléctrica por meio das turbinas eólicas continuaram nos anos 50 em diversos países [11].

Em 1950 a empresa John Brown Company ergueu uma turbina eólica experimental nas ilhas Orkney, no norte da Escócia, para interligar com a central a *diesel* existente. Esta tinha um rotor com um diâmetro de 15m e uma potência nominal de 100kW, contudo não foi um sucesso e só operou apenas alguns meses. Pensa-se que a principal razão da falha se deveu à complexidade do design do rotor com as pás ligadas ao veio através de dobradiças flutuantes e dobradiças de arrasto [11].

Na mesma altura a empresa Enfield Cable Company construiu uma turbina eólica de 100kW em Inglaterra com base nos planos de um Engenheiro Francês, Edouard Andreau. A turbina eólica Andreau-Enfield baseava-se num conceito técnico que permaneceu até aos dias de hoje. Em vez de uma caixa de velocidades mecânica a ligar directamente ao rotor, Andreau pensou num sistema de potência de transmissão pneumática. O ar era sugado na base da torre oca, fluía pela torre e nas pás do rotor e era submetido a forças centrífugas. No entanto embora este método evitasse o problema da velocidade fixa do rotor o aerogerador tinha um rendimento de cerca de 20% e não era economicamente

viável face aos seus custos de montagem. Foi instalada em 1951 em St. Albans, Hertfordshire sendo desmantelada anos depois [11].



Figura 2.16 – Turbina experimental da John Brown Company (1950) [11].

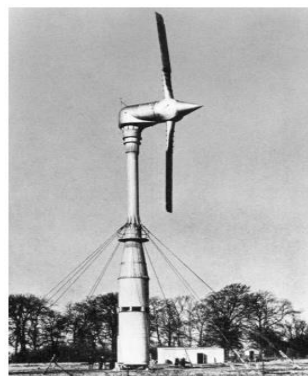


Figura 2.17 – Turbina Andreau-Enfield (1951) [11].

Além do engenheiro Edouard Andreau, vários engenheiros franceses tentaram implementar as suas ideias com o âmbito de construir turbinas maiores e de maior potência. O engenheiro Lucien Romani construiu, com o apoio da empresa pública *Électricité de France* – EDF, a turbina “*Best-Romani*” que tinha um rotor de diâmetro de 30,1m e que acionava um motor síncrono de 800kW [11].

Em paralelo com este projeto, o engenheiro Louis Vadot desenvolveu duas turbinas que foram implementadas em Saint-Rémy-de-Provence, em França, na costa do canal da Mancha. Instalou, primeiro, uma pequena turbina que tinha diâmetro no rotor de 21,1m e de potência nominal de 132kW, seguindo-se uma turbina maior com um diâmetro no rotor de 35m e de potência nominal de 1MW. Ambas tinham o mesmo conceito técnico e funcionavam com geradores de indução. Apesar do bom funcionamento, foram desmanteladas em 1964 e 1966 por falta de interesse da EDF na utilização de energia eólica para produção de energia elétrica [11].



Figura 2.18 – Turbina “Best-Romani” (1958) [11].



Figura 2.19 – Turbinas “Neypric Vadot” (1962) [11].

Neste período os Dinamarqueses também foram apresentando turbinas eólicas experimentais. Em 1957 o engenheiro Johannes Jull construiu um aerogerador em Gedser com uma potência nominal de 200kW e apresentava um diâmetro no rotor de 24m. Esta turbina funcionou de 1957 a 1966 até sofrer o mesmo destino de todas as outras turbinas nessa altura ao ser desativada. Notavelmente, foi a única turbina do Mundo a ser reativada a partir de 1975 para trabalhos de pesquisa da NASA [11].

Em 1949 na República Federal Alemã é fundada a “*Studiengesellschaft Windkraft e.V*” (sociedade para o estudo de energia eólica) liderada pelo professor Ulrich Hütter. Este projetou uma pequena turbina eólica com potência nominal de 8 a 10kW e diâmetro no rotor de 10m. Foram construídas cerca de 90 unidades desta turbina que obteve resultados bastante satisfatórios [11].

Em 1958 em Estugarda a turbina W-34 foi construída, esta possuía uma potência nominal de 100kW e diâmetro no rotor de 34m. O conceito técnico desta turbina influenciou o design e características das turbinas eólicas até aos presentes dias. As pás do rotor eram compostas por um composto de fibra de vidro e estavam unidas ao eixo do rotor por um cubo de oscilação o que permitia movimentos de oscilação do rotor. Os movimentos de eram amortecidos aerodinamicamente ao acoplar mecanicamente o angulo de oscilação do cubo com o angulo de inclinação da pá. Com uma potência reduzida face às turbinas da altura, Hütter deu prioridade a uma construção “leve” e essas ideias influenciaram as turbinas Alemãs nos anos 80. A turbina operou de 1958 a 1968 em Swabian Alb na Alemanha, mas o número de horas em funcionamento foi escasso e em 1968 acabou por ser desmantelada [11].



Figura 2.20 – Turbina Gedser (1957) [11].



Figura 2.21 – Turbina W-34, Estugarda (1959) [11].

O desmantelamento destas turbinas deveu-se aos baixos preços dos combustíveis fósseis e aos problemas técnicos que estas apresentavam. A eletricidade proveniente do vento ainda não era economicamente viável.

Nos anos 70 com o aumento do preço do petróleo, os seus custos e respetiva instabilidade política entre países exportadores e importadores levou aos países ocidentais a debaterem temas como “crise energética” ou “proteção ambiental”. Em 1973 a crise petrolífera levou ao debate público da dependência da importação de combustíveis fósseis, nomeadamente derivados de petróleo. Os políticos viraram as suas atenções para utilização de energias renováveis como a energia solar e eólica. Nesse mesmo ano os EUA adotaram o programa “*U.S. Federal Wind Energy Program*” e nos anos a seguir inúmeras experiências quer no campo teórico quer no campo prático foram realizadas. No Canadá foram tomadas medidas semelhantes para o desenvolvimento da energia eólica. Na Europa, a Dinamarca, a Suécia e a República Federal Alemã lideraram o desenvolvimento de novas tecnologias através da criação de programas de apoio e de subsídios estatais.

O desenvolvimento da energia eólica surgiu principalmente com grandes turbinas experimentais com potência na casa dos megawatts. Estas turbinas foram exclusivamente construídas por grandes e conhecidas empresas industriais, uma vez que apenas estas eram capazes de construir e desenvolver projetos desta magnitude. Boeing, General Electric e Westinghouse nos EUA, MAN, MBB, Dornier e Voith na Alemanha ou Kvaerner na Suécia são alguns exemplos [11].

Nos EUA, de 1975 a 1987, foram desenvolvidas as turbinas MOD-0 com um rotor de diâmetro de 38m e 200kW de potência, a turbina MOD-1 com um rotor de diâmetro de 61m e potência de 2MW, a turbina MOD-2 com um rotor de diâmetro de 91m e potência de 2,5MW e finalmente a turbina MOD-5 com um rotor de 97m e uma potência de 3,2MW [11].



Figura 2.22 – Turbina MOD-0, NASA (1975) [11].



Figura 2.23 – Turbina MOD-1, General Electric (1979) [11].



Figura 2.24 – Turbina MOD-2, Boeing (1980) [11].



Figura 2.25 – Turbina MOD-5, Boeing (1987) [11].

Em 1979 na Dinamarca foram desenvolvidas as turbinas experimentais *Nibe A* e *Nibe B*, ambas com um diâmetro no rotor de 40m e de potência nominal de 630kW. Na Alemanha em 1982 surgiu o projeto *Growian* com um diâmetro de rotor de 100m e potência de 3MW e em adição foram construídas as turbinas como a WEC-520 com diâmetro de 52m no rotor e potência nominal de 270kW e diversas turbinas de uma pá designadas de *Monopteros* com 48m de diâmetro no rotor e potência de 600kW. Anos depois foi construída a turbina *Aeolus II* em parceria com a Suécia [11].



Figura 2.26 – Turbina Growian, MAN, Alemanha (1982) [11].



Figura 2.27 – Turbina WEC-520, Voith, Alemanha (1982) [11].



Figura 2.28 – Turbina Monopteros, MBB, Alemanha (1985) [11].

Na Suécia, a primeira turbina experimental, WTS-75 (Aeolus I), foi construída em 1982 nas ilhas Gotland e tinha uma potência nominal de 2MW e um diâmetro no rotor de 75m. Meses depois outra turbina denominada de WTS-3 com potência nominal de 3MW e um diâmetro no rotor de 78m foi instalada no sul da Suécia em Marglarp. Possuíam um design técnico deliberadamente diferente. A turbina WTS-75 foi desenvolvida em parceria com uma companhia Alemã, ao passo que a turbina WTS-3 foi desenvolvida em parceria com uma companhia Americana [11].



Figura 2.29 – Turbina WTS-75 (1983) [13].



Figura 2.30 – Turbina WTS-3 (1982) [14].

Os resultados dos programas de investigação em grandes máquinas potenciaram o desenvolvimento da indústria eólica, que naturalmente, se iniciou com turbinas de dimensões muito inferiores. Os primeiros geradores eólicos comerciais foram instalados no início dos anos 80, tanto na Europa como nos EUA, em particular na Califórnia. Estes possuíam potências de 50 a 100kW [15]. E em 1980 a Dinamarca começa a exploração das turbinas eólicas *offshore* [16].



Figura 2.31 – Parque eólico San Gorgonio Pass, Palm Spings Califórnia (1984) [17].



Figura 2.32 – Parque semi-offshore Ebeltoft, Dinamarca (1985) [18].

A experiência positiva de operação com turbinas mais pequenas, em conjunto com programas de investigação, levou a que as dimensões das turbinas eólicas comerciais não tenham parado de crescer [16].

## Capítulo 2 – Estado da Arte

Em Portugal, em 1986, é fundado o primeiro parque eólico do país, na ilha de Porto Santo, no arquipélago da Madeira, seguiram-se o parque eólico do Figueiral na ilha de Santa Maria nos Açores em 1988 e o parque eólico de Sines em 1992 [20].

Em 1987 uma turbina de 3,2MW foi desenvolvida pela *NASA* e em 1991 o primeiro parque eólico *offshore* foi construído na Dinamarca, que incluía 11 turbinas cada uma com uma potência de 450kW. No mesmo ano o Reino Unido constrói o seu primeiro parque eólico em *Cornwall*, com 10 turbinas que juntas conseguiam gerar eletricidade para aproximadamente 2700 casas [16].



Figura 2.33 – Parque eólico da ilha de Porto Santo, Portugal (1986) [19].



Figura 2.34 – Parque eólico de Sines, Portugal (1992) [20].

Em 1992 os Estados Unidos implementaram o programa *Production Tax Credit* para a energia eólica, este programa incentivava a produção de energia elétrica e não apenas o incentivo à instalação. Aos produtores foram pagos valores 1,5\$ por kWh produzido nos primeiros 10 anos [16].

Em 1994 a *Vestas* desenvolve o *Optislip* que permitia fornecer à rede uma corrente constante e em 1995 produz a sua primeira turbina *offshore*. Na restante década são formadas as empresas *Gamesa Eólica* em Espanha, a *Suzlon Energy* na Índia e a *Goldwind* na China. No final do ano 2000 a potência total mundial instalada era de 17,4MW [16].

Nos anos 2000 a potência total continuou a aumentar e houve um grande investimento em parques eólicos *offshore* por parte da Dinamarca e do Reino Unido. Em 2008 existiam 416 parques eólicos em funcionamento nos Estados Unidos fornecendo energia elétrica para 6,5 milhões de casas [16].

Em 2010 a China ultrapassou os Estados Unidos como o país com mais capacidade acumulativa de instalar turbinas eólicas no Mundo e a potência mundial instalada chegou

aos 197MW. As turbinas comerciais possuem rotores de 126 metros e potência na ordem dos 7,5MW aproximadamente 100 vezes mais dos nos anos 80 [16]. Portugal ocupa o sexto lugar no ranking europeu e o nono no mundial de potência instalada com 3,5MW de potência instalada [16].

Em 2012 a energia eólica produzia 30% da carga da Dinamarca, no Reino Unido a potência de energia eólica offshore chegou aos 3GW e na China passa a ser a terceira fonte de maior potência instalada ultrapassando a energia nuclear [16].



Figura 2.35 – Parque eólico offshore Humber Gateway, Inglaterra (2015) [21].



Figura 2.36 – Parque eólico onshore Alta Wind Energy Centre, EUA (2013) [22].

Os aproveitamentos de energia eólica percorreram um longo caminho desde o início da sua existência e apresentam espaço no mercado para continuar a crescer muito nos próximos anos. O crescimento nas próximas décadas será projetado para turbinas de potência e diâmetros superiores e aproveitamentos melhorados a fim de maximizar o rendimento dos mesmos.

## 2.2. A Energia Eólica no Mercado de Energias

A energia eólica encontra-se em grande desenvolvimento no mercado. É uma das soluções para a substituição e dependência da energia proveniente dos combustíveis fósseis.

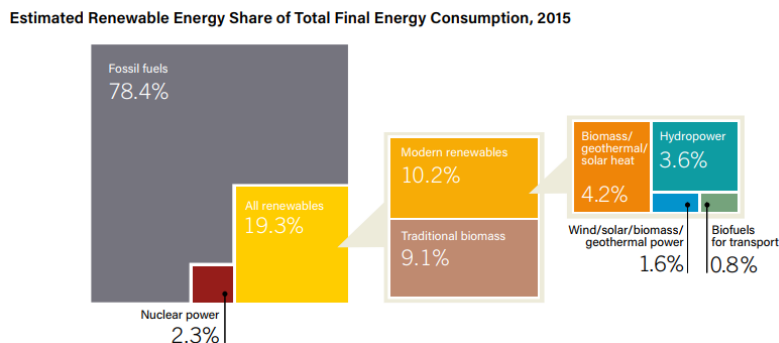


Figura 2.37 – Participação das energias renováveis no consumo de energia elétrica em 2015 [23].

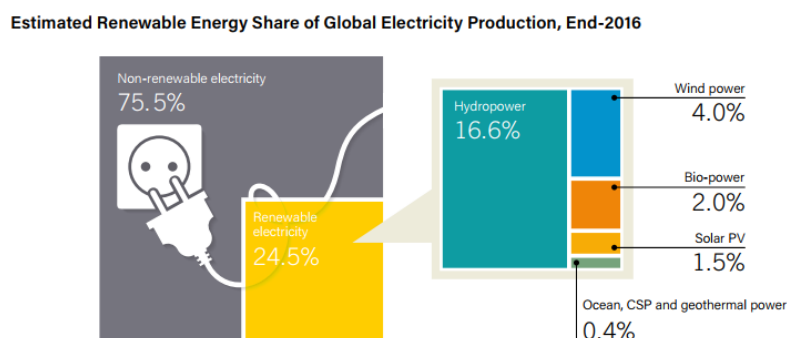


Figura 2.38 – Participação das energias renováveis na produção de energia elétrica em 2016 [23].

Contudo esta meta está longe de ser alcançada, a energia eólica encontra-se inferior a 1,6% da energia final consumida mundialmente. Esta corresponde a milhares de aerogeradores localizados em todo mundo. Apesar deste número ainda baixo, tem-se assistido a um incremento exponencial da implementação deste tipo de aproveitamentos, principalmente em países como a China, E.U.A e Alemanha [23].

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2006-2016

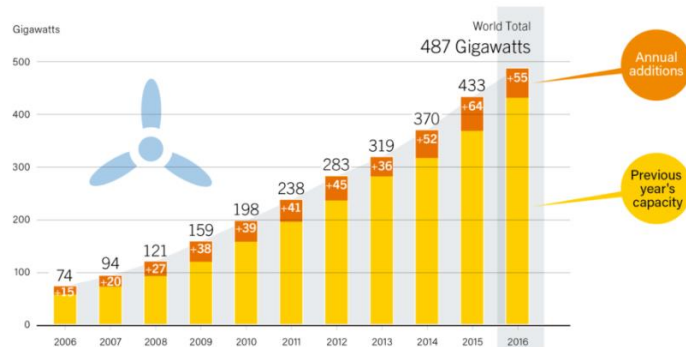


Figura 2.39 – Evolução da potência eólica mundial instalada de 2006 a 2016 [23].

## Capítulo 2 – Estado da Arte

Wind Power Offshore Global Capacity, by Region, 2006-2016

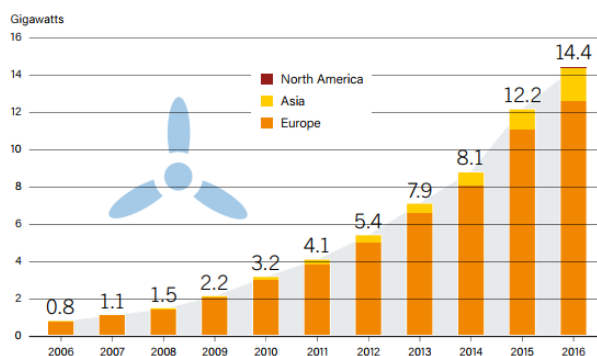


Figura 2.40 – Evolução da potência eólica offshore mundial instalada de 2006 a 2016 [23].

Em 2016 a potência instalada mundialmente encontrava-se nos 433GW, tendo sido acrescentado um total de 55GW nesse ano, chegando aos 487GW. Da potência instalada 14,4GW são provenientes de energia eólica *offshore*, tendo sido registado um aumento significativo de 2,2GW neste sector em 2016, tendo sido criados os primeiros projetos comerciais na Coreia do Sul e nos E.U.A. A energia eólica foi a principal fonte de nova capacidade de geração na Europa e nos Estados Unidos e a segunda maior na China [23].

Wind Power Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2016

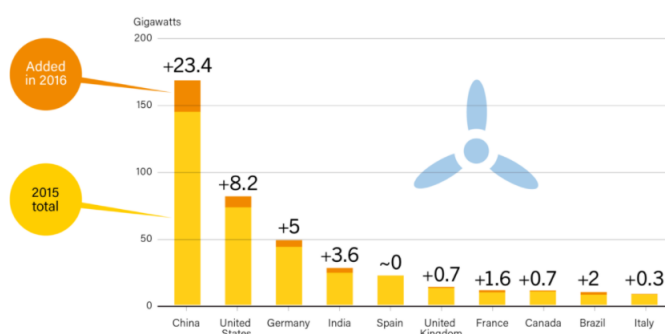


Figura 2.41 – Principais países com maior potência eólica instalada em 2016 [23].

A China foi o país que teve maior valor percentual de potência instalada em 2016 sendo o país que mais investiu e apostou neste tipo de produção, com os E.U.A. e a Alemanha logo a seguir conforme o gráfico da Figura 2.41.

Novos mercados têm surgido em alguns países africanos, asiáticos e em países que não estão na organização para cooperação e desenvolvimento económico (OCDE) liderados pela China, foram responsáveis pela maior parte das instalações. Muitos investidores continuam a ser atraídos por retornos estáveis e o sector privado continua assim a investir na energia eólica por ser uma fonte de energia economicamente viável. [23]

## Capítulo 2 – Estado da Arte

Atualmente a energia eólica desempenha um papel fulcral na resposta ao consumo de energia elétrica num número crescente de países, entre eles a Alemanha (60% em quatro estados), Dinamarca (42% do consumo total em 2016) e o Uruguai (15,5% em 2016) [23].

Em Portugal a quota de produção de energia eólica, em 2017 centrou-se nos 21,20% (10,59TWh) conforme demonstrado na Figura 2.42 [22].

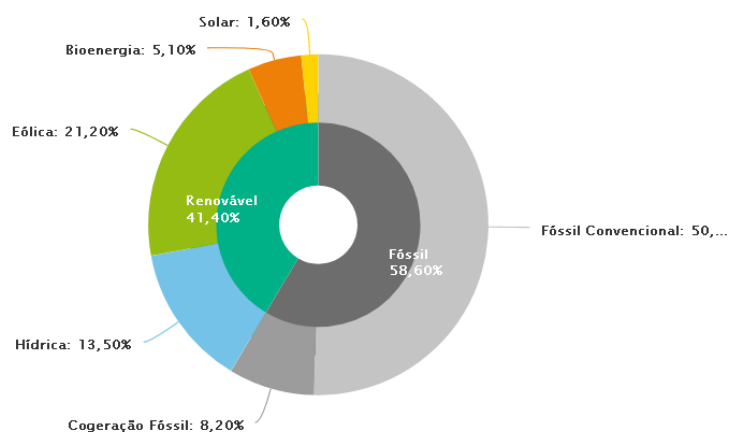


Figura 2.42 – Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental entre janeiro e novembro de 2017 [24].

Nas últimas décadas o sistema de produção de energia sofreu uma mudança de paradigma no que se refere às principais fontes de energia. A partir de 2005 verificou-se um crescimento gradual da potência renovável instalada, com uma taxa de crescimento anual média de 7% e a partir de 2011, a produção de energia através de potência fóssil tem vindo a apresentar uma redução [24].

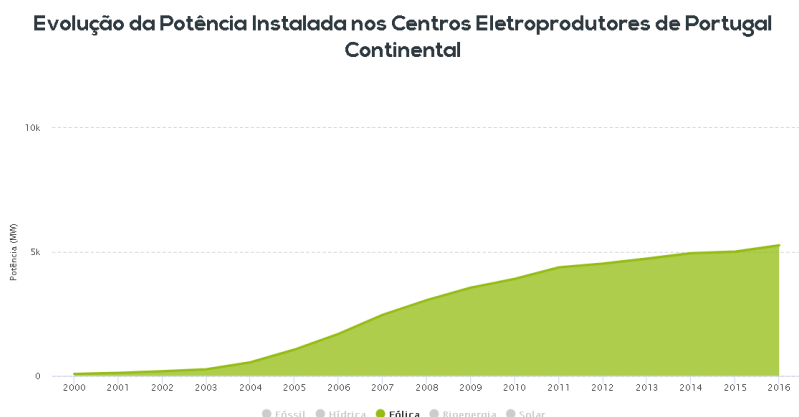


Figura 2.43 – Evolução da potência eólica instalada nos centros electroprodutores portugueses [24].

## Capítulo 2 – Estado da Arte

Evolução da Potência Instalada nos Centros Electroprodutores de Portugal Continental

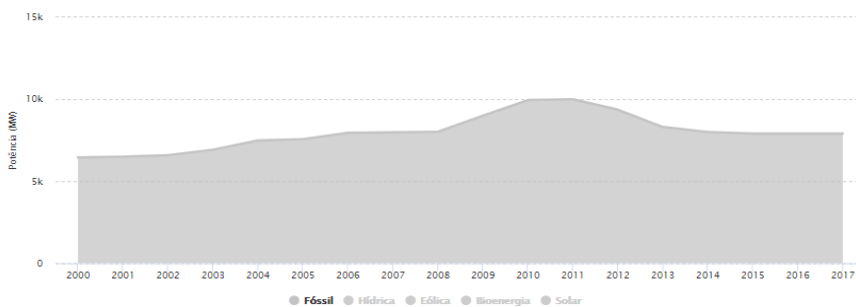


Figura 2.44 – Evolução da potência fóssil instalada nos centros electroprodutores portugueses [24].

Vários fabricantes de energia eólica contribuem o total de potência instalada mundialmente (487GW). Apresenta-se na Figura 2.45 a quota de mercado dos principais fabricantes.

Market Shares of Top 10 Wind Turbine Manufacturers, 2016

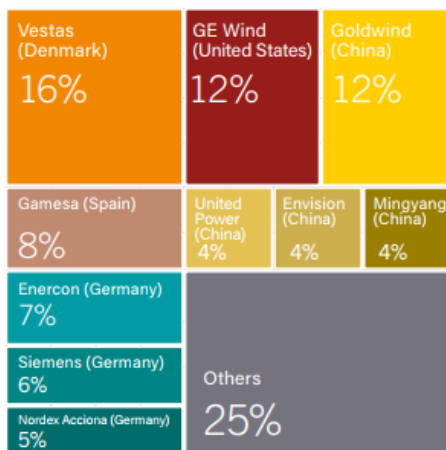


Figura 2.45 – Quota de mercado dos fabricantes de aerogeradores (2016) [23].

## 2.3. O Recurso Eólico

### 2.3.1. Circulação do Vento

Todas as energias renováveis provêm da radiação solar, com exceção da energia das marés e geotérmica. A Terra recebe do sol cerca de  $1,74 \times 10^{17}$  W de potência, desta energia cerca de 1 a 2% é convertida em energia eólica [25].

Os ventos são causados pelas diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre devido ao facto da radiação solar recebida na Terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares. O ar quente é mais leve do que o ar frio e este sobe até atingir cerca de 10km de altitude, espalhando-se para o norte e para sul até às zonas polares [15].

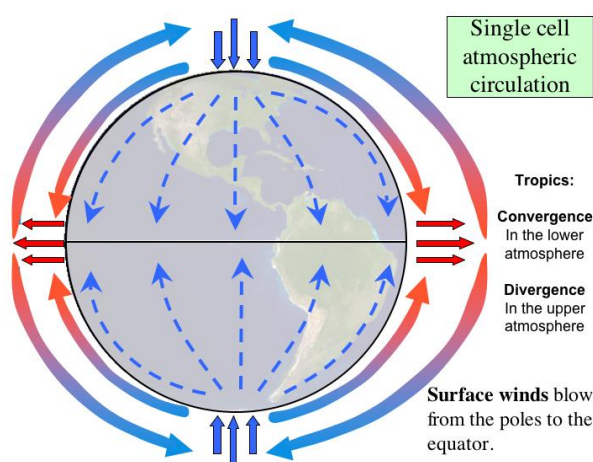


Figura 2.46 – Esquema da circulação global dos ventos na terra [26].

### 2.3.2. Representação do Vento

Uma avaliação correta do potencial eólico com vista à produção de energia elétrica tem de basear-se em medidas de vento efetuadas especificamente para esse efeito. Assim o conhecimento do clima do vento torna-se fundamental e é desejável ter uma série temporal de registos de medições da velocidade do vento local.

A potência elétrica dos aproveitamentos eólicos é flutuante devido à variabilidade do vento. Devido a esta característica o vento obriga ao uso de processos que descrevam estatisticamente essa variação [15].

O modelo da velocidade do vento pode ser descrito pela equação (2.1).

$$v(t) = \bar{v} + v'(t) \quad (2.1)$$

Em que  $\bar{v}$  é a velocidade média e  $v'(t)$  é a turbulência. A velocidade média representa o regime quase-estacionário da energia disponível para a turbina, ou seja, as variações lentas a que a turbina possa reagir. A turbulência representa as variações rápidas que afetam indiretamente a energia disponível, uma vez que as turbinas não reagem a flutuações rápidas na velocidade ou direção do vento [15].

### 2.3.3. Variações Globais do Vento

Para o caso das variações lentas a representação estatística pode ser feita recorrendo a funções de distribuição estatísticas, do tipo densidade de probabilidade, ou seja, a probabilidade de a velocidade de o vento ser igual a um determinado valor.

Para o efeito, o número de ocorrências de cada velocidade média horária é contado e expresso em função do número total de horas do período em análise. É comum que os registos existentes serem conjuntos de valores discretos e assim a densidade de probabilidade representa a probabilidade de a velocidade do vento estar compreendida entre dois valores. É importante definir bem a largura da faixa, para que não seja nem demasiado apertada nem demasiado larga. Os valores são medidos e uniformizados para uma mesma precisão, arredondando para uma casa decimal. Assim é possível definir classes de vento conforme o exemplo da Tabela 2.1 [15].

Tabela 2.1 – Exemplo de obtenção de classes de vento [15].

Hora	v (m/s)	Classe (m/s)
8752	6,6	7
8753	8,3	8
8754	9,7	10
8755	10,4	10
8756	12,0	12
8757	13,1	13
8758	14,2	14
8759	15,4	15
8760	16,9	17

O número total de registos pertencentes a uma certa classe a dividir pelo número de registos medidos (8760, no caso de velocidades médias horárias de um ano) representa a probabilidade da velocidade média horária estar compreendida entre o valor mínimo e máximo (por exemplo: para a classe 8 m/s as velocidades do vento encontram-se entre 7,5 e 8,4m/s). [15]

Para descrever os registos de densidade de probabilidade é usual utilizar a distribuição de Weibull descrita em (2.2).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (v \geq 0) \quad (2.2)$$

Esta função é caracterizada por dois parâmetros, um parâmetro de forma,  $k$  e um parâmetro de escala  $c$ . Ambos os parâmetros estão relacionados com a velocidade média anual pela expressão (2.3).

$$v_{ma} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.3)$$

Em que a  $\Gamma$  é definida como “função gama” e é definida por (2.4).

$$\Gamma(x) = \int_v^{+\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (x > 0) \quad (2.4)$$

A função de distribuição é definida como sendo a probabilidade da velocidade do vento exceder determinado valor de  $v$  e é definida por (2.5).

$$F(v) = \int_v^{+\infty} f(v) dv = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (x > 0) \quad (2.5)$$

A Figura 2.47 representa a função densidade de probabilidade  $f(v)$  em função de  $v$  para um valor de  $c=8$  e diversos valores do parâmetro  $k$ .

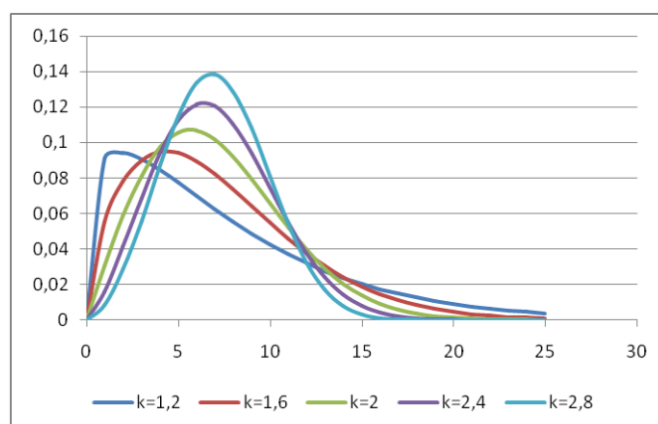


Figura 2.47 – Variação da função da densidade de probabilidade de Weibull para vários valores de  $k$  [27].

O parâmetro  $k$  é o parâmetro que dá forma à função. Com  $k=1$  a função reduz-se a uma exponencial, o que indica um local com ventos muito fracos ou inexistentes. Com  $k=2$  a função traduz o melhor comportamento do vento em torno de valores mais realistas. Com  $k=3$  a função toma a forma típica de um sino, o que indicaria um local onde os ventos soprariam quase sempre a velocidades constantes [28].

O parâmetro  $c$  é o parâmetro de escala, quanto maior for o seu valor, mais larga é a banda de variação de velocidade do vento, diminuindo por isso a sua confiabilidade [15].

Quando apenas dispomos do valor da velocidade média anual de um local podemos usar a distribuição de Rayleigh ( $k=2$ ) para definir a distribuição desse local conforme a expressão (2.6).

$$f(v) = \frac{2}{c} \left(\frac{v}{c}\right) e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} \quad (2.6)$$

Sabendo que “função gama” fica definida por (2.7).

$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \quad (2.7)$$

Logo a função densidade de probabilidade fica definida por (2.8).

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \frac{v}{v_{ma}^2} e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{v_{ma}}\right)^2} \quad (v \geq 0) \quad (2.8)$$

Na Figura 2.48 apresentam-se as curvas típicas para a distribuição de dados, distribuição de Weibull e distribuição de Rayleigh para um determinado local a instalar um aproveitamento de energia eólica com dados referentes aos valores de velocidade média local da Figura 2.49 [29].

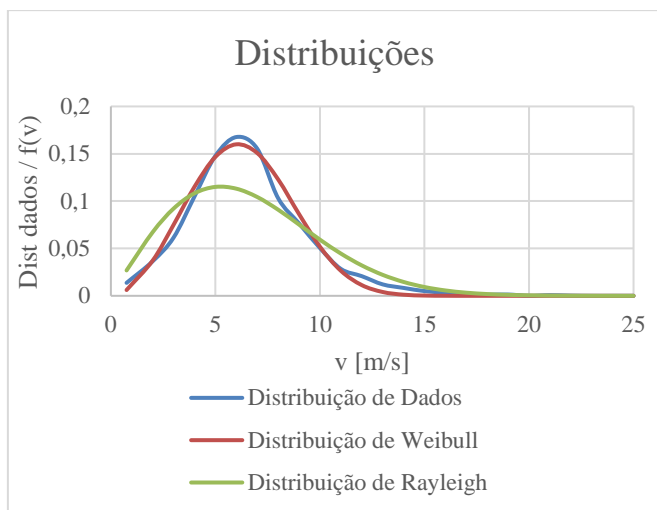


Figura 2.48 – Distribuições de dados, de Weibull e Rayleigh [29].

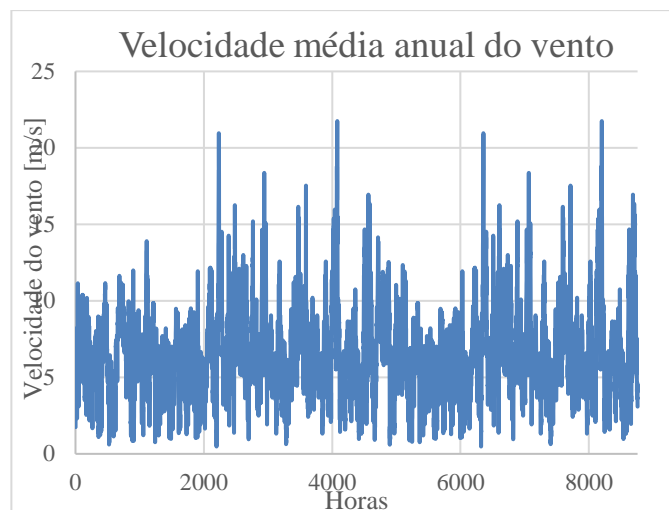


Figura 2.49 – Velocidade média anual do vento do local [29].

### 2.3.4. Variações Locais do Vento

O vento turbulento, ou turbulência, é um tipo de vento local que se define como uma variação não linear quer na direção, quer em intensidade e deve-se devido à presença de obstáculos, áreas de grande rugosidade ou a fenômenos naturais.

Assim, a direção do vento não é apenas influenciada pelos efeitos globais, mas também por efeitos locais.

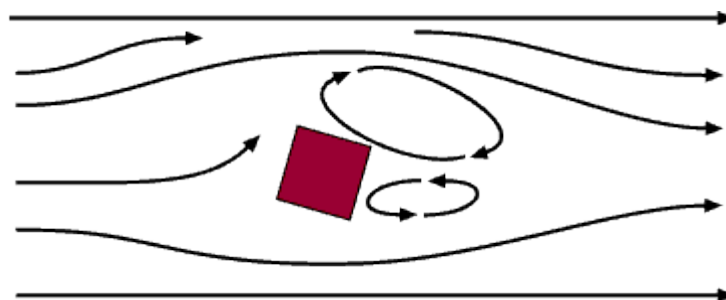


Figura 2.50 – Consequências na direção do vento na presença de um obstáculo [30].

Assim nem todos os pisos são favoráveis à implementação de aproveitamentos eólicos, uns mais que outros, criam atrito entre o vento e a superfície terrestre, diminuindo a velocidade do vento à entrada da turbina. À medida que a distancia ao solo aumenta a velocidade do vento também aumenta e a cerca de 2000m de altitude o efeito de atrito anula-se e este é um motivo para se instalar parques eólicos em sítios com maior altitude. Contudo os rotores das turbinas eólicas não excedem a altura de 150m e nestas zonas a topologia do terreno e rugosidade do solo condicionam fortemente o perfil de velocidades de vento [27].

A velocidade de atrito, depende da rugosidade do solo, da velocidade do vento e de forças que se desenvolvem na atmosfera. Esta é difícil de calcular e é usual aplicar a lei de Prandtl que é uma extrapolação para diferentes alturas medidos a uma altura de referência [24]. É definida pela equação (2.9).

$$\frac{v(z)}{v(z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad (2.9)$$

Em que:

$v(z)$  – Velocidade do vento à altura do aerogerador [m/s];

$v(z_R)$  – Velocidade do vento à altura de referência [m/s];

$z$  – Altura do aerogerador [m];

$z_R$  – Altura de referência [m];

$z_0$  – Rugosidade do solo [m].

Tabela 2.2 – Valores típicos para a rugosidade do solo [27].

Tipo de Terreno	$z_{0\text{mín}}$ [m]	$z_{0\text{máx}}$ [m]
Lama / gelo	$10^{-5}$	$3 \times 10^{-5}$
Mar calmo	$2 \times 10^{-4}$	$3 \times 10^{-4}$
Areia	$2 \times 10^{-4}$	$10^{-3}$
Neve	$10^{-3}$	$6 \times 10^{-3}$
Campo de cereais	$10^{-3}$	$10^{-2}$
Relva baixa / estepes	$10^{-2}$	$4 \times 10^{-2}$
Descampados	$2 \times 10^{-2}$	$3 \times 10^{-2}$
Relva alta	$4 \times 10^{-2}$	$10^{-1}$
Terreno com árvores	$10^{-1}$	$3 \times 10^{-1}$
Floresta	$10^{-1}$	1
Povoado	1	2
Centro da cidade	1	4

A colocação das turbinas segue um critério de distâncias mínimas devido ao efeito de esteira. Nas traseiras da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento, com velocidade reduzida em relação à velocidade de vento incidente. Assim é aconselhado colocar as turbinas com a disposição da Figura 2.51.

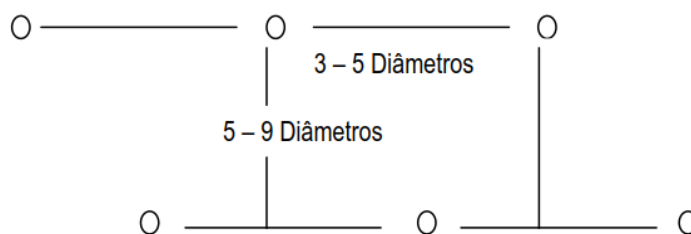


Figura 2.51 – Distâncias mínimas das turbinas no terreno [27].

## 2.4. Sistema de Produção Eólico

### 2.4.1. Introdução

Conforme demonstrado no Capítulo 2.1 a tecnologia das turbinas eólicas foi desenvolvida e introduzida no mercado há 40 anos, começando com produções de dezenas de quilowatts, estando atualmente na gama dos megawatts. No início esta tecnologia não tinha impacto na rede elétrica devido às baixas potências em trânsito e começaram a ser construídos aerogeradores eólicos com geradores de indução diretamente ligados à rede elétrica com funcionamento a velocidade constante não existindo controlo de potência ativa e reativa. Através do desenvolvimento de eletrónica de potência e dos dispositivos controladores tornou-se possível controlar o trânsito de energia, tendo em atenção os valores de tensão, frequência, rendimento, conteúdo harmónico e ruído eletromagnético.

### 2.4.2. Componentes de um Sistema de Produção Eólico

Os componentes principais de um sistema de produção eólico são, a turbina eólica, a caixa de velocidades (opcional), o gerador, os conversores de energia (opcional) e o transformador elevador de tensão. Na Figura 2.52 apresenta-se um esquema em cadeia dos componentes.

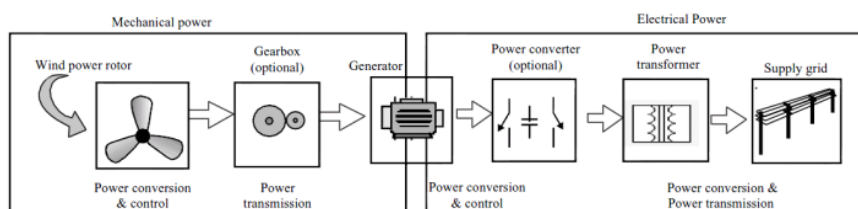


Figura 2.52 – Cadeia dos principais componentes de um aproveitamento eólico [30].

Os principais componentes da turbina eólica encontram-se representados na Figura 2.53.

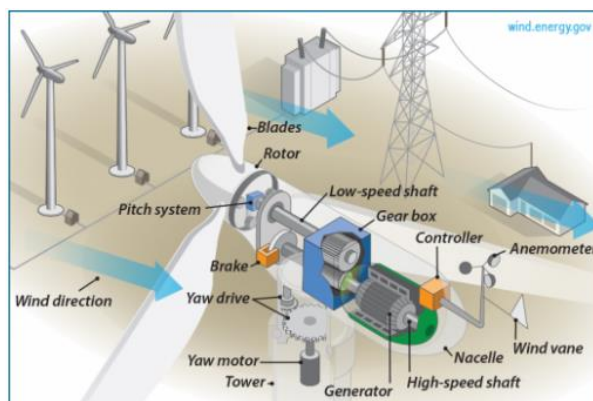


Figura 2.53 – Representação dos componentes de uma turbina eólica [31].

Principais componentes:

- **Pás:** levantam e giram quando o vento sopra sobre elas, fazendo com que o rotor gire;
- **Rotor:** é formado pelas pás e o seu cubo;
- **Sistema *Pitch*:** configura o ângulo de passo das pás da turbina a fim de um melhor aproveitamento da energia proveniente do vento;
- **Freio:** tem a função de parar o rotor mecanicamente, eletricamente ou hidraulicamente em situações de emergência;
- **Eixo de baixa velocidade:** conduz a velocidade da turbina;
- **Caixa de velocidade:** interliga o eixo de baixa velocidade da turbina como eixo de alta velocidade da máquina, aumentando para velocidades de rotação necessárias para os geradores produzirem eletricidade. É um equipamento dispendioso e pesado da turbina;
- **Gerador:** produz eletricidade de corrente alternada;
- **Eixo de alta velocidade:** conduz a velocidade do gerador;
- **Controlador:** inicia a máquina a velocidades de vento reduzidas (*cut-in*) e desliga a máquina a velocidades de vento fortes (*cut-off*);
- **Nacele:** é a cobertura que abriga todos os componentes da turbina eólica;
- **Cata-vento:** mede a direção do vento e comunica com a roda de guinada para orientar adequadamente a turbina em relação ao vento;
- **Anemómetro:** mede a velocidade do vento e transmite dados de velocidade do vento para o controlador;
- **Mecanismo de orientação:** orienta a turbina para mantê-la de frente para o vento quando a direção deste é alterada;
- **Motor do mecanismo de orientação:** alimenta o sistema de mecanismo de orientação;
- **Torre:** feita a partir de aço tubular ou rede de aço e tem como função suportar a estrutura da turbina.

### 2.4.3. Tipos de Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas são classificadas de acordo com a posição do veio e com a forma de controlo das forças exercidas nas pás das turbinas. Assim, podem ser de eixo vertical ou horizontal de acordo com a posição do seu veio conforme a Figura 2.54.

As turbinas de eixo vertical têm a vantagem de não depender da direção do vento para a extração de energia. Podem ser *Darrius* ou *Savonius* conforme exemplificado no Capítulo 2.1.

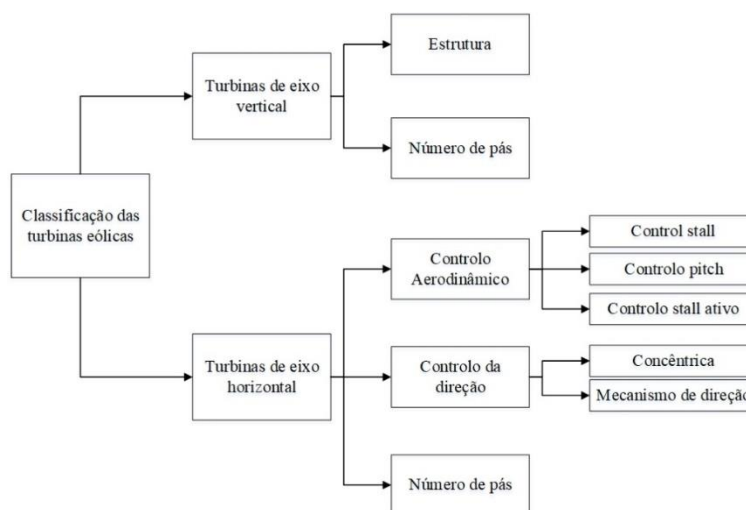


Figura 2.54 – Diagrama da classificação das turbinas eólicas.

As turbinas de eixo horizontal apresentam várias formas no mercado, podendo conter uma ou várias pás. Tipicamente as turbinas mais comuns possuem três pás, número que se encontra comprovado ser o mais flexível para diferentes velocidades de vento. Quanto maior o número das pás, menor será a velocidade mínima para a colocação da turbina em funcionamento, contudo a velocidade de rotação diminui. As turbinas com duas pás são utilizadas para locais com direções de vento constantes e de grande intensidade [28]. Na Figura 2.55 encontra-se um conjunto de curvas características para diversos tipos de turbinas eólicas.

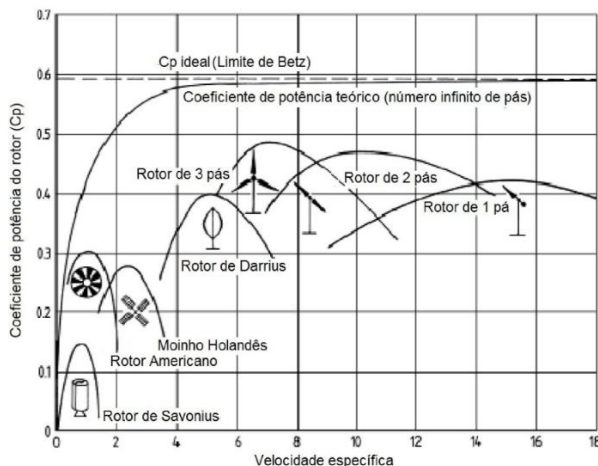


Figura 2.55 – Coeficiente de potência de vários tipos de turbinas eólicas [28].

As turbinas são caracterizadas pelas suas curvas de desempenho, as quais descrevem o coeficiente de potência em função da velocidade específica. A velocidade específica é a relação entre a velocidade da turbina e a velocidade do vento. O limite de coeficiente potência teórico para as turbinas de eixo horizontal é de 59,3% e é conhecido como o limite de *Betz*. As turbinas modernas possuem coeficientes de potência perto dos 50% [28].

Conforme ilustrado na Figura 2.54, as turbinas eólicas horizontais podem ser concêntricas, onde a posição é fixa, ideias para zonas em que a direção do vento é constante na sua direção, mas a maioria das turbinas mais recentes já possuem mecanismos de orientação, com o objetivo de captar a melhor direção do vento.

#### 2.4.4. Aerodinâmica

##### 2.4.4.1. Otimização da Conversão

Se o rotor rodar a velocidades baixas, a perturbação induzida pelo seu movimento é reduzida. Pelo contrário, se o rotor rodar a velocidade elevadas o vento encara-o como uma parede. Assim a velocidade de rotação deverá ser compatibilizada com a velocidade do vento a fim de se obter um coeficiente de potência máximo [15].

Um dos parâmetros construtivos mais importantes é a velocidade específica ou relação de velocidade (*tip-speed ratio*) que relaciona a velocidade da extremidade da pá com a velocidade do vento, conforme (2.10) [32].

$$TSR = \lambda = \frac{V_{turbina}}{V_{vento}} = \frac{\omega r}{V_{vento}} \quad (2.10)$$

Em que:

$\omega$  – Velocidade angular do rotor [rad/s];

$r$  – Raio do rotor [m].

É possível descrever o comportamento entre o coeficiente de potência com a velocidade específica através da expressão empírica (2.11) com (2.12) [15].

$$C_p = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 5 \right) e^{\left( -\frac{12,5}{\lambda_i} \right)} \quad (2.11)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - 0,035} \quad (2.12)$$

Em que:

$C_p$  – Coeficiente de potência da turbina.

A Figura 2.56 mostra uma curva, obtida através de simulação, relativa à variação do coeficiente de potência  $C_p$  com a velocidade específica  $\lambda$  utilizando a expressão (2.11).

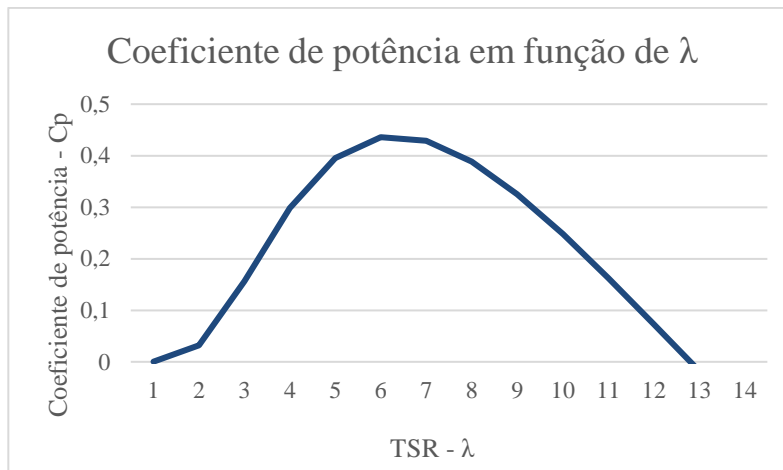


Figura 2.56 – Variação do coeficiente de potência com a velocidade específica.

Observa-se que para manter o valor do coeficiente de potência máximo é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações do vento, tal não é possível, porque os sistemas de geração eólicos estão diretamente ligados a uma rede de frequência fixa que impõe uma velocidade aproximadamente constante. Conclui-se que estes sistemas operam, muitas vezes, em regimes de funcionamento não ótimos.

### 2.4.4.2. Forças Atuantes na Pá

As pás possuem um perfil alar e estas determinam a quantidade extraída de energia a cada velocidade do vento. A Figura 2.57 ilustra as forças presentes num elemento do perfil alar [15].

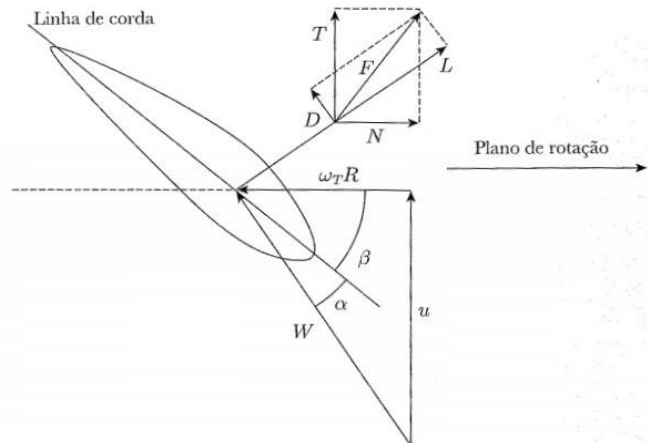


Figura 2.57 – Sistema de forças num perfil alar [15].

Em que o vetor  $W$  representa a velocidade relativa do vento que atua na pá. Deste elemento resultam duas componentes, a velocidade do vento  $V$  e a velocidade tangencial da pá  $\omega r$ . O ângulo de ataque  $\alpha$ , é o ângulo entre a linha de entrada e saída do perfil tubular e a velocidade relativa  $W$ ; o ângulo de passo  $\beta$  é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda; a soma dos dois ângulos designa-se por ângulo de escoamento  $\Phi$ , tal que  $\Phi = \alpha + \beta$  [15].

O vetor de força  $F$  é decomposto em duas componentes, uma na mesma direção da velocidade relativa que se designa por arrastamento  $D$  (*drag*) e outra que é perpendicular que se designa por sustentação  $L$  (*lift*).

Decompondo o vetor de força  $F$  na direção do plano de rotação e na direção perpendicular é possível obter a componente que contribui para o movimento da pá  $N$  e a componente que contribui para o binário motor  $T$ . Estas forças podem ser calculadas através das expressões (2.13).

$$\begin{aligned} N &= L \sin \Phi - D \cos \Phi \\ T &= L \cos \Phi + D \sin \Phi \end{aligned} \quad (2.13)$$

É comum dividir a força de sustentação  $L$  e de arrastamento  $D$  pela força experimentada pela secção reta  $A$  de uma pá com velocidade de vento  $V$ , obtendo-se os coeficientes de sustentação  $C_L$  e de arrastamento  $C_D$  conforme as expressões em (2.14) [15].

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho V^2 A}$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho V^2 A} \quad (2.14)$$

Em que  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] representa a massa específica do ar. Assim é possível descrever o desempenho da pá independentemente do seu tamanho e velocidade do vento através de ensaios e diversas medições efetuadas em túneis de vento apresentando representações gráficas de  $C_L$  e  $C_D$  em função do ângulo de ataque  $\alpha$ . Estas representações costumam estar disponíveis em catálogos de aviónica [15].

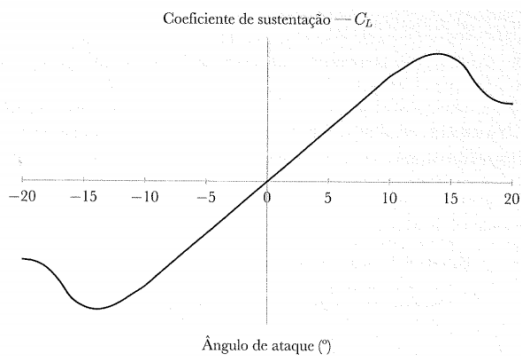


Figura 2.58 – Coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque [15].

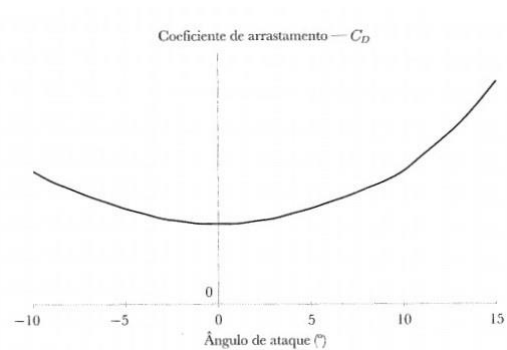


Figura 2.59 – Coeficiente de arrastamento em função do ângulo de ataque [15].

Verifica-se que o coeficiente de sustentação possui valores máximos quando o ângulo de ataque está compreendido entre os 10 e 15°. Por sua vez o coeficiente de arrastamento é aproximadamente constante até quase atingir o ângulo de ataque para o qual o coeficiente de sustentação é máximo, sofrendo um crescimento elevado para ângulos de ataque superiores. De notar que este coeficiente é difícil de calcular porque depende da rugosidade da pá e efeitos de fricção [15]. Assim o comportamento aerodinâmico pode ser dividido em três zonas de funcionamento conforme a Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Regimes de funcionamento dos perfis alares [15].

Ângulo de ataque [°]	Regime
$-15 < \alpha < 15$	Linear
$15 < \alpha < 30$	Desenvolvimento de perda
$30 < \alpha < 90$	Travão

### 2.4.5. Controlo de Potência

Existe a necessidade de limitar a potência fornecida pelo gerador eólico para valores acima da velocidade de vento nominal e a regulação pode ser efetuada através de meios passivos (*Stall control*) ou ativos (*Pitch control*).

#### 2.4.5.1. Controlo *Stall*

A estratégia de controlo, das turbinas *Stall*, consiste em projetar as características aerodinâmicas das pás da turbina para entrar em perda a partir de uma velocidade de vento elevada. Estas turbinas possuem pás fixas, logo não rodam em torno do eixo longitudinal e por sua vez o ângulo de passo  $\beta$  é constante. Com o aumento da velocidade do vento o ângulo de ataque também aumenta e para além de um certo valor, a componente de sustentação diminui, conseqüentemente a componente de arrastamento passa a ser dominante. Assim o binário  $T$  diminui e a pá entra em perda de sustentação [15].

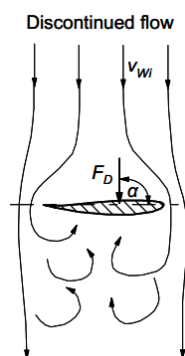


Figura 2.60 – Turbulência criada nas pás com controlo *stall* [34].

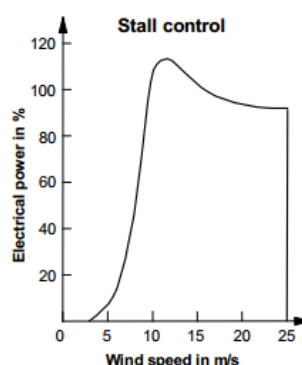


Figura 2.61 – Curva de potência típica com controlo *stall* [34].

A curva de potência típica de uma turbina com controlo *stall* é apresentada na Figura 2.61. Para ventos superiores ligeiramente acima da velocidade nominal a potência gerada excede a potência nominal do gerador (10%) pelo contrário para velocidades de vento muito acima da velocidade nominal a potência gerada é ligeiramente inferior à potência nominal do gerador [34].

A regulação *stall* tem como vantagem a sua simplicidade, devido à ausência de mecanismos em movimento, sendo por isso uma solução mais barata. Contudo são necessários cálculos aerodinâmicos para definir o ângulo de ataque para o qual a pá deverá entrar em perda aerodinâmica. As turbinas com esta regulação necessitam de um motor auxiliar, ou o usar o próprio gerador como motor para fazer o arranque, pois as pás fixas não possuem binário de arranque suficiente para velocidade de vento baixas [15].

2.4.5.2. Controlo de Passo (*Pitch*)

As turbinas *pitch* conseguem rodar as pás em torno do seu eixo longitudinal, ou seja, é possível variar o ângulo de passo  $\beta$ . As expressões (2.11) e (2.12) podem ser modificadas de modo a contabilizar essa variação de ângulo, obtendo-se assim (2.15) com (2.16) [33].

$$C_p = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\left( -\frac{12,5}{\lambda_i} \right)} \quad (2.15)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (2.16)$$

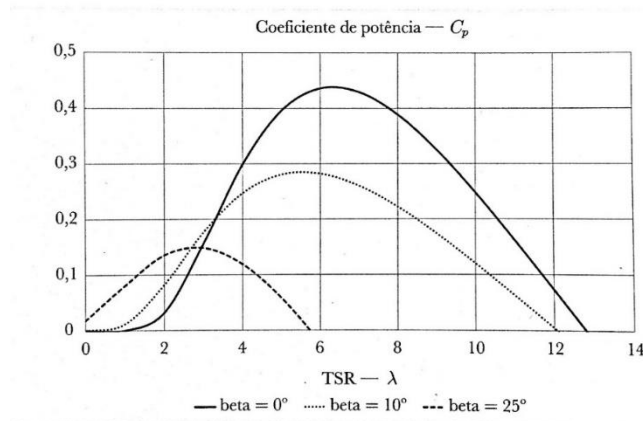


Figura 2.62 – Variação de  $C_p$  com a TSR parametrizada para diferentes valores de  $\beta$  [15].

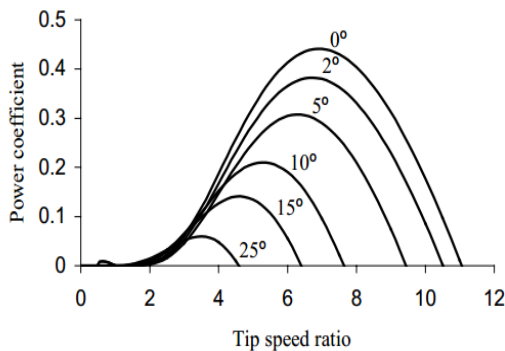


Figura 2.63 – Coeficientes de potência em função da velocidade específica para vários valores do ângulo *pitch* [35].

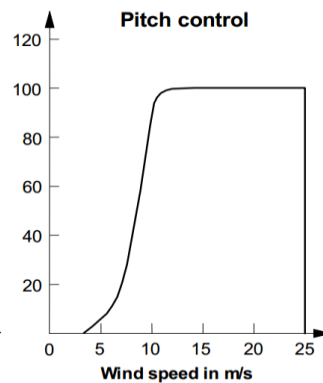


Figura 2.64 – Curva de potência tipo com controlo *pitch* [34].

Verifica-se assim que através do controlo de passo da pá, é possível controlar o coeficiente de potência  $C_p$  e este é apenas ativo quando a turbina entra na zona de potência constante (tipicamente para valores de velocidade acima dos 13-16 m/s). Para estas velocidades de vento, o sistema de controlo *pitch* diminui o binário motor produzido ao alterar a inclinação da pá, forçando a turbina a funcionar à potência nominal. Nas zonas de

velocidade do vento inferiores à velocidade nominal o ângulo de passo é mantido no valor zero. Teoricamente é possível manter o valor da velocidade específica  $\lambda$  no seu valor ótimo, que maximiza o valor de  $C_p$ , controlando a velocidade do rotor da turbina em função da velocidade do vento através do controlo *pitch*. Contudo, verifica-se que o tempo de resposta do sistema de controlo *pitch* é muito elevado para acompanhar as variações de velocidade do vento [15].

Na prática é forçada, através de um sistema de controlo eletrónico do gerador, a variação da velocidade do rotor da turbina, através de uma imposição de um binário de carga à turbina que conduza à rotação a uma velocidade que mantenha a velocidade específica  $\lambda$  (relação de velocidades) no valor ótimo. Este é o princípio de funcionamento de aerogeradores com velocidade variável [15]. A regulação *pitch* apresenta um bom controlo de potência para todas as gamas de variação de velocidade do vento e permite a redução de esforços de fadiga na pá para ventos muito fortes (menor superfície frontal em relação ao vento) [15].

### 2.4.5.3. Controlo *Stall* ativo

O controlo *Stall* ativo consiste na combinação das duas técnicas anteriores. Para valores acima da potência nominal o *design* das pás serve de travão e ao mesmo tempo estas são alvo de inclinação longitudinal [30].

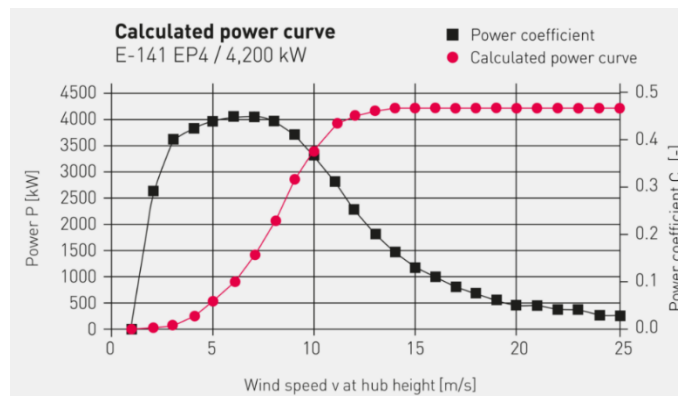


Figura 2.65 – Curva de potência e coeficiente de potência da turbina E-141 da Enercon [36].

Na Figura 2.65 são apresentadas as curvas de potência e curva do coeficiente de potência da turbina E-141 do fabricante *Enercon* (Anexo A). Verifica-se que a potência nominal é de 4,2MW e que a máquina está limitada a este valor de potência mesmo para velocidades elevadas de vento. Esta turbina apresenta o mesmo tipo de curvas que a turbinas de controlo *pitch*, no entanto este método necessita de um menor número de mudanças de passo e permite o controlo de potência da turbina com maior exatidão [30].

### **2.4.6. Topologias dos Sistemas de Produção Eólica**

Os aerogeradores têm como funcionalidade a produção de energia elétrica a partir da energia mecânica proveniente da turbina eólica. A escolha de um aerogerador apropriado prende-se com os seus requisitos, como a simplicidade do uso, a sua durabilidade, a sua manutenção e custo de investimento. Os geradores mais encontrados no mercado são de indução ou síncronos devido à robustez necessária nestes equipamentos. Os geradores de indução podem ser de rotor bobinado ou em gaiola, enquanto, os síncronos podem ser bobinados ou de magnetos permanentes.

Dependendo da tensão nominal da máquina e do transformador, o gerador eólico pode estar ligado à rede de muito alta, alta, média e baixa tensão, mas o mais usual é encontrar estes ligados à rede de media tensão. Quando estão ligados a conversores de energia, estes deverão possuir a mesma potência nominal da instalação.

O controlo de produção de energia elétrica pode ser realizado de forma mecânica, alterando a geometria do rotor da turbina ou através de soluções elétricas que passam pelo controlo de conversores eletrónicos de potência. Assim a potência de saída de um aerogerador depende da velocidade do vento e da velocidade da turbina.

Quanto maior a velocidade de rotação do gerador ou a velocidade do vento, maior será a potência de saída. No entanto, apenas é possível controlar a velocidade do gerador de forma a produzir a maior potência possível. Esta é a vantagem dos sistemas eólicos explorados a velocidade variável, alterando o seu ponto de funcionamento produzem mais potência e tornam o sistema mais eficiente. Nos subcapítulos seguintes são apresentadas as principais topologias dos sistemas com velocidade variável encontrados no mercado [30].

#### **2.4.6.1. Sistemas de Velocidade Variável com Caixa de Velocidades**

##### **2.4.6.1.1. Topologia com Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)**

O gerador de indução duplamente alimentado (*doubly fed induction generator*) tem os terminais do estator ligado à rede e os terminais do rotor ligado aos conversores eletrónicos de potência conforme a Figura 2.66.

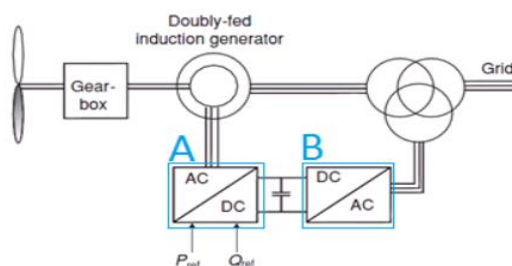


Figura 2.66 – Topologia de potência com gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) [30].

Este sistema permite o funcionamento do gerador a velocidade variável através do controle dos conversores eletrônicos de potência. O conversor AC/DC (A) regula a corrente do rotor de modo a manter o balanço da potência ativa e reativa de referência entre o gerador e a rede. Ao regular a frequência das correntes rotóricas varia a velocidade de rotação do gerador. O conversor DC/AC (B) controla a tensão do barramento DC mantendo-a constante no seu valor de referência. Assim a corrente que passa no conversor B é imposta pelo conversor A [30].

Esta topologia apresenta como vantagens:

- Funcionamento variável, que permite regular a potência de saída da máquina de uma forma dinâmica;
- Potência bastante inferior à potência instalada do gerador;
- Controle independente da potência ativa e reativa da máquina.

E apresenta as seguintes desvantagens:

- Apresenta caixa de velocidades, que é dispendiosa e requer grande manutenção;
- A máquina necessita de escovas e anéis que são alvo de desgaste;
- Variação de velocidade  $\pm 30\%$ , limitando a eficiência da máquina, não se podendo atuar em toda a gama de velocidades.

A solução com o Gerador de Indução Duplamente Alimentado é bastante utilizada no mercado, com a Vestas, GE Wind ou a Gamesa a oferecerem diversas soluções com base nesta topologia [30].

#### 2.4.6.1.2. Topologia com Gerador de Indução de Rotor Bobinado (IG)

O gerador de indução (*Induction Generator*) também permite o funcionamento do gerador a velocidade variável através do controlo dos conversores eletrónicos de potência. O conversor AC/DC (A) regula a corrente da máquina modo a manter o balanço da potência activa de referência entre o gerador e a rede. De forma análoga o conversor DC/AC (B) controla as correntes do lado da rede de modo a manter o balanço de potência reativa de referência entre o gerador e a rede.

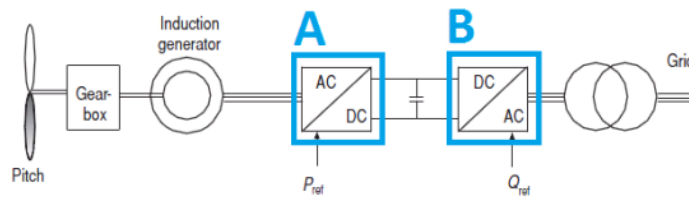


Figura 2.67 – Topologia de potência com gerador de indução de rotor bobinado (IG) [30].

Esta topologia apresenta como vantagens:

- Controlo independente da potência ativa e reativa da máquina;
- Variação a toda extensão de velocidades da máquina.

E apresenta as seguintes desvantagens:

- Apresenta caixa de velocidades, que é dispendiosa e requer grande manutenção;
- O gerador necessita de escovas e anéis que são alvo de desgaste;
- Conversores eletrónicos de potência com potências nominais iguais aos do gerador;
- Necessidade de implementação de um banco de condensadores em paralelo com o gerador, devido à necessidade da máquina assíncrona necessitar de energia reativa para se manter excitada.

Esta topologia é utilizada em pequenos aproveitamentos eólicos com potências reduzidas ou em sistemas isolados e é aplicada no mercado pela Siemens [30].

### 2.4.6.2. Sistemas de Velocidade Variável Sem Caixa de Velocidades

Estes sistemas possuem elevada eficiência e apresentam soluções mais simplificadas, pois eliminam a caixa de velocidades, reduzindo assim o custo do sistema na manutenção, fornecendo uma maior robustez. As velocidades do rotor nos sistemas sem caixas são muito inferiores às dos sistemas com caixa. Para certas potências estes geradores necessitam de um binário elevado, possuindo assim um elevado número de pólos. Como consequência tem-se o aumento do diâmetro dos geradores.

#### 2.4.6.2.1. Topologia com Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (EESG)

O gerador síncrono de rotor bobinado (*electricity excited synchronous generator*) permite o funcionamento do gerador a velocidade variável através do controlo dos conversores eletrónicos de potência. Esta topologia apresenta mais um conversor, DC/AC (C), que permite controlar a excitação do rotor, o que permite um melhor controlo do binário da máquina. Este conversor comporta-se como uma fonte de tensão variável.

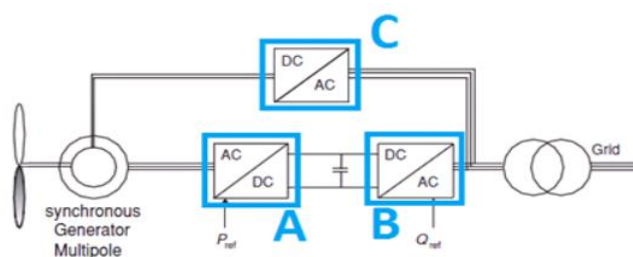


Figura 2.68 – Topologia de potência gerador síncrono de rotor bobinado (EESG) [30].

Esta topologia apresenta como vantagens:

- Controlo independente da potência ativa e reativa da máquina;
- Variação a toda extensão de velocidades da máquina;
- Não necessita de magnetos permanentes, sendo uma solução mais barata.

E apresenta as seguintes desvantagens:

- Apresenta três conversores eletrónicos de potência, o que leva a um sistema de controlo mais complexo;
- O gerador necessita de escovas e anéis que são alvo de desgaste;
- Perdas adicionais devido ao rotor ser bobinado (efeito de Joule devido à passagem de corrente nos enrolamentos do rotor).

#### 2.4.6.2.2. Topologia com Gerador Síncrono de Magnetos Permanentes (PMSG)

O gerador síncrono de magnetos permanentes (*permanent magnet synchronous generator*) apresenta propriedades muito interessantes. O conversor AC/DC (A) está encarregue pelo funcionamento da turbina e controla o binário elétrico do gerador. Este é imposto pelo conversor em si e a resultante com os binários mecânicos provenientes da turbina eólica permitem aumentar ou diminuir a velocidade da turbina para o ponto de funcionamento ótimo. O conversor B, do lado da rede, está encarregue por manter o valor constante do nível de tensão aos terminais do condensador e pelo controlo da potência reativa ao regular o desfasamento entre a tensão na rede e corrente transmitida na rede.

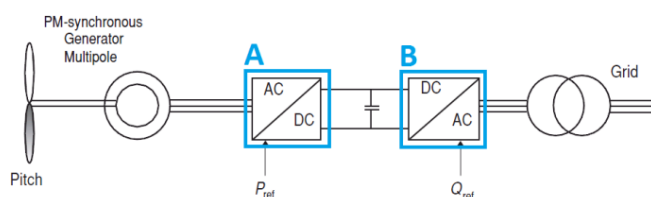


Figura 2.69 – Topologia de potência com gerador síncrono de magnetos permanentes (PMSG) [30].

Esta topologia apresenta como vantagens:

- Configuração simples, eliminando a excitação externa do rotor do gerador;
- Rotor de magnetos permanentes apresenta uma maior eficiência face ao rotor bobinado, pois não possui perdas por efeito de Joule;
- Não necessita refrigeração porque não apresenta nem escovas nem anéis no gerador, sendo um sistema mais robusto e que necessita de menor manutenção;
- Permite o controlo da turbina em toda a sua gama de velocidades;
- Velocidade de arranque inferior, cerca de 3 m/s (inferior às restantes topologias apresentadas).

E apresenta as seguintes desvantagens:

- Conversores de potência com potências nominais iguais aos do gerador;
- Sistema dispendioso com preços elevados devido ao custo dos materiais dos magnetos permanentes;
- Sobrecargas poderão levar à desmagnetização dos magnetos.

Esta topologia encontra-se em fase de desenvolvimento por diversos fabricantes, tais como a Vestas, Enercon, Goldwind e GE Wind [30]. E é nesta topologia que se vai desenvolver todo o trabalho desta dissertação.

## Capítulo 3

# Modelo da Turbina e Máquina Elétrica

O presente capítulo descreve os modelos da turbina eólica e respetiva máquina síncrona de magnetos permanentes implementados na simulação numérica.



## 3. MODELO DA TURBINA E MÁQUINA ELÉTRICA

### 3.1. Modelo da Turbina Eólica

#### 3.1.1. Variáveis de Estado de uma Turbina Eólica

O modelo de uma turbina eólica pode ser descrito como um sistema que possui múltiplas entradas e uma saída, conforme demonstrado na Figura 3.1.

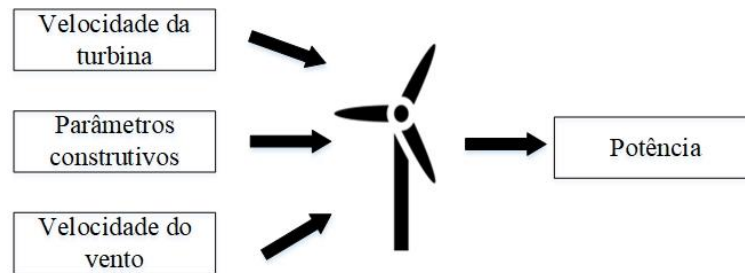


Figura 3.1 – Variáveis de estado de uma turbina eólica.

Como variáveis de entrada tem-se:

- **Velocidade angular da turbina**, variável que traduz a grandeza mecânica que é alvo de controlo a fim de melhorar a qualidade da exploração de um aproveitamento eólico, bem como a questão da segurança para elevadas velocidades de vento;
- **Parâmetros construtivos**, variável que é dimensionada no projeto do aerogerador, contudo, poderá ser alterada através do valor do ângulo de rotação das pás;
- **Velocidade do vento**, variável que traz energia ao sistema. É independente do tipo de aproveitamento eólico e pode ser estimada através de análises estatísticas a longo prazo.

Variável de saída:

- **Potência mecânica**, depois da conjugação de todas as variáveis de entrada obtém-se esta grandeza. A potência é regulada pela alteração dos aspetos construtivos ou da velocidade angular da turbina.

### 3.1.2. Potência Disponível

A energia disponível no vento está associada à energia cinética da massa de ar  $m$  transportada pelo vento com velocidade  $v$  conforme a expressão (3.1). A forma de cálculo é feita considerando a turbina ausente e calculando o fluxo de energia cinética do vento através de uma superfície perpendicular à direção do vento de área  $A$  (superfície varrida pelas pás do rotor) [27].

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

A potência disponível, energia por unidade de tempo, pode ser definida por (3.2).

$$P_w = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad (3.2)$$

Em que  $\dot{m}$  representa o caudal mássico de ar que passa por uma área circular  $A$ . Este define-se por (3.3).

$$\dot{m} = \rho Av \quad (3.3)$$

Em que  $\rho$  (kg/m<sup>3</sup>) representa a massa específica do ar. Este valor depende da temperatura e da altitude e pode ser calculado através da seguinte expressão (3.4) [28].

$$\rho = 1,225K_T K_A \quad (3.4)$$

Onde  $K_T$  e  $K_A$  são ponderações que ajustam o valor da massa específica de acordo com as Tabelas 3.1 e 3.2.

Tabela 3.1 – Massa específica do ar em função da temperatura [28].

T(°C)	-5	0	5	10	<b>15</b>	20	25	30	35	40
$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	1,317	1,293	1,269	1,247	<b>1,225</b>	1,204	1,184	1,165	1,146	1,127
$K_T$	1,07	1,05	1,04	1,02	<b>1</b>	0,98	0,97	0,95	0,94	0,92

Tabela 3.2 – Massa específica da altitude/pressão à temperatura de 15°C [28].

Altitude (m)	<b>0</b>	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800
Pressão (atm)	<b>1</b>	0,977	0,954	0,931	0,910	0,888	0,868	0,847	0,827	0,808
$K_A$	<b>1</b>	0,977	0,954	0,931	0,910	0,888	0,868	0,847	0,827	0,808

Assim a potência disponível é calculada através da expressão (3.5).

$$P_W = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.5)$$

### 3.1.3. Potência Extraída

A energia mecânica extraída pelo rotor  $P_R$  é igual à diferença entre a energia cinética dos fluxos de ar à entrada e à saída do fluxo do ar que atravessa o rotor conforme a Figura 3.2 [28].

$$P_R = \frac{1}{2} \rho (A_1 V_e^3 - A_2 V_s^3) \quad (3.6)$$

A equação da continuidade ao longo de um tubo de fluxo, implica que  $\rho A_1 V_e = \rho A_2 V_s = \rho A V_T$  de acordo com (3.7).

$$P_R = \frac{1}{2} \rho A V_t (V_e^2 - V_s^2) \quad (3.7)$$

Em que:

$A_1$  – Área atravessada pelo caudal mássico de ar à entrada da turbina [m<sup>2</sup>];

$A_2$  – Área atravessada pelo caudal mássico de ar à saída da turbina [m<sup>2</sup>];

$V_e$  – Velocidade do vento à entrada da turbina. [m/s];

$V_s$  – Velocidade do vento à saída da turbina [m/s];

$V_t$  – Velocidade do vento na turbina eólica. [m/s].

Pela equação (3.7) conclui-se que quanto menor for a velocidade à saída da turbina maior será a potência extraída pelo rotor.

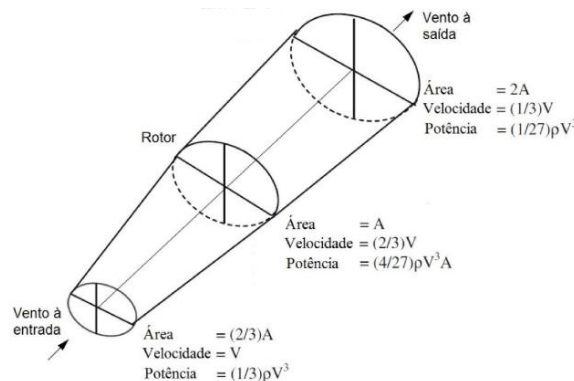


Figura 3.2 – Condição ideal de extração de energia mecânica num tubo de fluxo de ar [28].

Se for assumido que a velocidade do vento é igual à média entre a velocidade de entrada e saída do tubo do fluxo a equação (3.7) pode-se reescrever na forma da equação (3.8).

$$P_R = \frac{1}{2} \rho A_t \left( \frac{V_e + V_s}{2} \right) (V_e^2 - V_s^2) \quad (3.8)$$

Considerando  $a = \frac{V_s}{V_e}$  como a relação entre a velocidade de saída e velocidade de entrada de um tubo de fluxo e definindo  $V_s = aV_e$  a equação (3.8) fica reescrita na forma de (3.9).

$$P_R = \frac{1}{2} \rho A_t \left( \frac{V_e + aV_e}{2} \right) (V_e^2 - a^2V_e^2) = \frac{1}{2} \rho A_t V_e^3 \left[ \frac{1}{2} (1 + a)(1 - a^2) \right] \quad (3.9)$$

Em que:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2} \rho A_t V_e^3 - \text{Potência disponível do vento;} \\ & \left[ \frac{1}{2} (1 + a)(1 - a^2) \right] - \text{Fração extraída da potência do vento pelo rotor.} \end{aligned}$$

A fração extraída da potência do vento pela turbina eólica é denominada por coeficiente de potência  $C_p$  e representa a eficiência do rotor de acordo com (3.10).

$$C_p = \frac{1}{2} (1 + a)(1 - a^2) \quad (3.10)$$

Assim a potência mecânica extraída pela turbina eólica, com uma superfície de varrimento  $A$  [m] partindo da velocidade de vento disponível  $V$  [m/s] pode ser expressa pela equação (3.11).

$$P_R = \frac{1}{2} \rho A_t V^3 C_p \quad (3.11)$$

Derivando a expressão do coeficiente de potência (3.10) em ordem a  $a$  encontra-se um valor máximo quando  $a = \frac{1}{3}$ . Substituindo este valor na equação obtemos um limite máximo para o coeficiente de potência,  $C_p = 0,593$  (59,3%). Este limite ficou conhecido pelo limite de *Betz* em 1920 conforme explicitado no subcapítulo 2.1 desta dissertação. Este provou que a velocidade do vento à saída da turbina deverá ser 1/3 da velocidade de entrada do vento e que a velocidade da turbina deverá abrandar para 2/3 da velocidade do vento, conforme exemplificado na Figura 3.2.

### 3.2. Modelo da Máquina Síncrona de Magnetos Permanentes

As máquinas síncronas de magnetos permanentes são habitualmente usadas em aproveitamentos de baixa potência. Estas conseguem momentos de inércia e valores de potências inferiores aos da máquina de indução e corrente contínua.

A máquina síncrona de magnetos permanentes é constituída pelo estator, entreferro e rotor. O estator é construído em aço laminado e possui cavas para alojar os condutores dos enrolamentos. Os enrolamentos das fases são distribuídos da mesma forma que uma máquina assíncrona, ou seja, trifásicos desfasados de 120°.

De uma maneira geral o rotor é constituído por ferro sólido e possui um certo número de pares de magnetos permanentes distribuídos na sua periferia. O fluxo de excitação é criado com magnetos de pouca espessura e baixa densidade, geralmente de samário-cobalto ou neodímio-ferro-boro. Deste modo o rotor é construído com diâmetros inferiores ao de uma máquina de indução trifásica semelhante e as perdas por efeito de Joule registam-se essencialmente no estator porque esta máquina não possui enrolamentos no rotor o que leva a melhores rendimentos.

São máquinas muito compactas e de peso reduzido, dissipando o calor diretamente pela carcaça. As suas principais desvantagens são o custo mais elevado e a dificuldade em provocar o enfraquecimento de campo de modo a exceder a velocidade nominal.

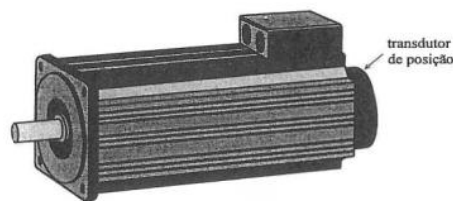


Figura 3.3 – Aspeto exterior de uma máquina síncrona de magnetos permanentes [37].

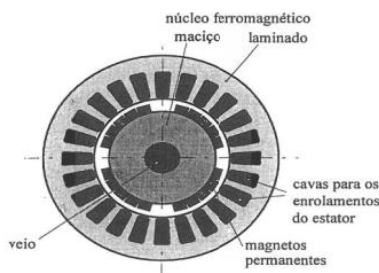


Figura 3.4 – Representação esquemática da máquina síncrona de magnetos permanentes (2 pares de polos à superfície) [37].

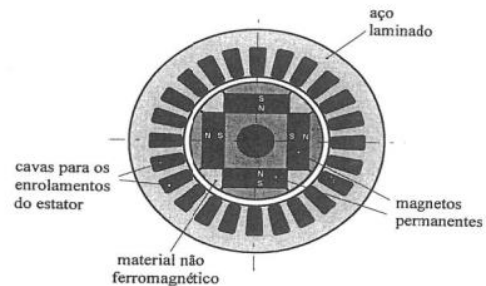


Figura 3.5 – Representação esquemática da máquina síncrona de magnetos permanentes (2 pares de polos no interior do rotor) [37].

Um circuito indutivo trifásico equilibrado com acoplamento magnético entre fases está representado na Figura 3.6 e é modelizado no referencial  $dq$  pelas equações (3.12) e (3.13).

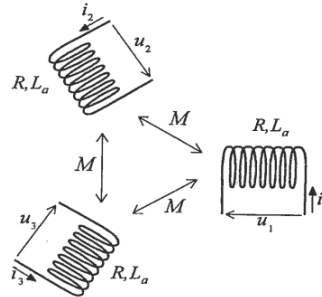


Figura 3.6 – Circuito trifásico com acoplamento magnético, esquematizado nas coordenadas reais [38].

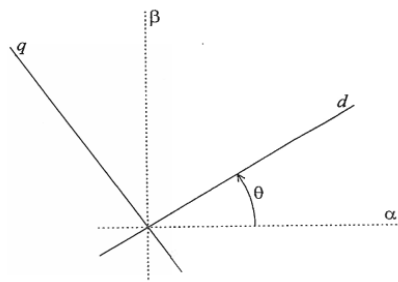


Figura 3.7 – Descrição geométrica da transformação  $\alpha\beta - dq$  [38].

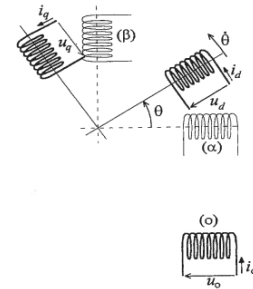


Figura 3.8 – Circuito equivalente em  $dq0$  [38].

$$\bar{u}_{sdq} = R\bar{i}_{dq} + \frac{d\bar{\Psi}_{dq}}{dt} + j\frac{d\theta}{dt}\bar{\Psi}_{dq} \quad (3.12)$$

$$\bar{\Psi}_{dq} = L\bar{i}_{dq} \quad (3.13)$$

Adaptando as equações (3.12) e (3.13) para a máquina síncrona com a introdução do fluxo associado aos magnetos permanentes  $\bar{\Phi}_{fdq}$  obtém-se (3.14) e (3.15).

$$\bar{u}_{sdq} = R\bar{i}_{dq} + \frac{d\bar{\Psi}_{dq}}{dt} + j\frac{d\theta}{dt}\bar{\Psi}_{dq} \quad (3.14)$$

$$\bar{\Psi}_{dq} = L_{dq}\bar{i}_{dq} + \bar{\Phi}_{fdq} \quad (3.15)$$

A parcela  $\bar{\Phi}_{fdq}$  deve-se à existência dos magnetos permanentes.

Verifica-se que existe sincronismo entre o vetor de fluxo do rotor e  $\theta$ , conforme a Figura 3.9.

$$\theta \rightarrow \frac{d\theta}{dt} = \omega_r \quad (3.16)$$

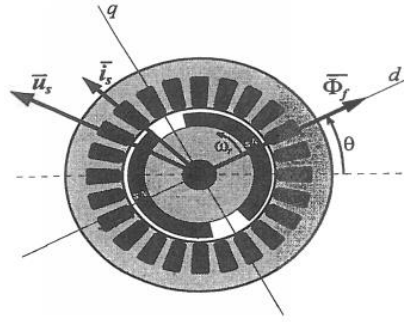


Figura 3.9 – Referencial fixo ao fluxo rotórico [38].

Utilizando a equação (3.15) e multiplicando ambas as parcelas por  $\frac{d\theta}{dt}$  obtém-se (3.17).

$$\frac{d\theta}{dt} \bar{\Psi}_{dq} = \frac{d\theta}{dt} L_{dq} \bar{i}_{dq} + \frac{d\theta}{dt} \bar{\Phi}_{fdq} \quad (3.17)$$

Substituindo a equação (3.16) na equação (3.17) obtém-se (3.18).

$$\frac{d\theta}{dt} \bar{\Psi}_{dq} = \omega_r L_{dq} \bar{i}_{dq} + \omega_r \bar{\Phi}_{fdq} \quad (3.18)$$

A notação complexa das grandezas nas coordenadas  $dq$  é definida pela expressão (3.19).

$$\bar{x}_{dq} = x_d + jx_q \quad (3.19)$$

Aplicando a equação (3.19) na equação (3.18) obtém-se (3.20).

$$\frac{d\theta}{dt} \bar{\Psi}_{dq} = \omega_r L_d \bar{i}_d + j\omega_r L_q \bar{i}_q + \omega_r \bar{\Phi}_{fd} + j\omega_r \bar{\Phi}_{fq} \quad (3.20)$$

A componente do fluxo rotórico, representada na Figura 3.9, para a componente  $q$  é nula logo  $j\omega_r \bar{\Phi}_{fq} = 0$ , pelo que a equação (3.20) fica igual a (3.21).

$$\frac{d\theta}{dt} \bar{\Psi}_{dq} = \omega_r L_d \bar{i}_d + \omega_r \bar{\Phi}_{fd} + j\omega_r L_q \bar{i}_q \quad (3.21)$$

Multiplicando ambas as parcelas da equação (3.21) obtém-se (3.22).

$$j \frac{d\theta}{dt} \bar{\Psi}_{dq} = j\omega_r L_d i_d + j\omega_r \Phi_{fd} + j\omega_r L_q i_q \Leftrightarrow \quad (3.22)$$

$$j \frac{d\theta}{dt} \bar{\Psi}_{dq} = j\omega_r L_d i_d + j\omega_r \Phi_{fd} - \omega_r L_q i_q$$

Aplicando a notação complexa das grandezas nas coordenadas  $dq$  à equação (3.15) tem-se (3.23).

$$\bar{\Psi}_{dq} = L_d i_d + jL_q i_q + \Phi_{fd} + j\Phi_{fq} \quad (3.23)$$

Aplicando derivadas em ordem ao tempo à equação (3.23) obtém-se (3.24).

$$\frac{d\bar{\Psi}_{dq}}{dt} = L_d \frac{di_d}{dt} + jL_q \frac{di_q}{dt} + 0 + 0 \Leftrightarrow \frac{d\bar{\Psi}_{dq}}{dt} = L_d \frac{di_d}{dt} + jL_q \frac{di_q}{dt} \quad (3.24)$$

Aplicando a notação complexa das grandezas nas coordenadas  $dq$  à equação (3.14), considerando igualmente que  $\frac{d\bar{\Psi}_{dq}}{dt} = L_d \frac{di_d}{dt} + jL_q \frac{di_q}{dt}$  (3.24) e  $j \frac{d\theta}{dt} \bar{\Psi}_{dq} = j\omega_r L_d i_d + j\omega_r \Phi_{fd} - \omega_r L_q i_q$  (3.22) obtém-se a expressão (3.25).

$$u_{sd} + ju_{sq} = Ri_d + jRi_q + L_d \frac{di_d}{dt} + jL_q \frac{di_q}{dt} - \omega_r L_q i_q + j\omega_r L_d i_d + j\omega_r \Phi_{fd} \quad (3.25)$$

Separando a equação (3.25) numa parte real  $u_{sd}$  (3.26) e imaginária  $u_{sq}$  (3.27) obtém-se (3.26).

$$u_{sd} = Ri_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_r L_q i_q \quad (3.26)$$

$$u_{sq} = Ri_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_r L_d i_d + \omega_r \Phi_{fd} \quad (3.27)$$

Em que:

$\Phi_{fd}$  – Representa a amplitude do fluxo de excitação criado pelos magnetos;

$\omega_r$  – Velocidade angular elétrica do rotor;

$R$  – Resistência do estator por fase;

$L_d$  e  $L_q$  – Autoindúções totais por fase, medidas com o eixo do enrolamento da fase alinhado com o eixo do rotor, ou em quadratura com ele.

Nesta modelação os enrolamentos do estator têm estrutura sinusoidal e embora a distribuição periférica de força magnetomotriz criada pelo rotor seja aproximadamente retangular, considera-se apenas o efeito da sua componente harmónica fundamental.

Os materiais usados como magnetos permanentes apresentam grande resistividade elétrica logo não há correntes induzidas no rotor. Os magnetos equivalem a eletroímãs que impõem uma força magnetomotriz fixa elevada. Contudo apresentam permeabilidade magnética muito baixa, assim as reatâncias de magnetização vistas do estator possuem um valor muito baixo. [37]

Admitindo que o enrolamento de cada fase do estator apresenta  $n_{pp}$  pares de pólos o binário elétrico vem dado por (3.28).

$$T_e = n_{pp} \Phi_f d i_q \quad (3.28)$$

O binário motor pode ser expressado pela expressão (3.29).

$$T_m = J \frac{d}{dt} \omega_m + K_D \omega_m + T_r \quad (3.29)$$

Com a velocidade mecânica ser relacionada com a velocidade angular do rotor de acordo com a expressão (3.30).

$$\omega_r = \omega_m n_{pp} \quad (3.30)$$

Em que:

$J$  – Momento de inércia [ $\text{kgm}^2$ ];

$K_D$  – Atrito viscoso [ $\text{Nm}$ ];

$n_{pp}$  – Número de par de polos;

$T_e$  – Binário elétrico [ $\text{Nm}$ ];

$T_r$  – Binário resistente [ $\text{Nm}$ ];

$\omega_r$  – Velocidade angular do rotor [ $\text{rad/s}$ ];

$\omega_m$  – Velocidade angular mecânica [ $\text{rad/s}$ ].



# Capítulo 4

## Modelo e Controle dos Conversores de Potência

O presente capítulo descreve o modelo dos conversores de potência em sistemas de coordenadas  $123$ ,  $\alpha\beta\gamma$ ,  $dq0$  e as suas respectivas transformações. São também descritos os métodos de sincronismo com a rede elétrica e o controle dos conversores.



## 4. MODELO E CONTROLO DOS CONVERSORES DE POTÊNCIA

### 4.1. Onduladores de Tensão Trifásicos

Os conversores utilizados na presente dissertação são do tipo AC/DC totalmente controlados com altas frequências a fim de permitir o trânsito bidirecional de potência, funcionando como retificador quando o trânsito de energia do circuito se dá de AC para DC ou como ondulator quando o trânsito de energia do circuito se dá de DC para AC. São constituídos por três braços de potência ligados em paralelo ao barramento DC. Os dispositivos semicondutores utilizados permitem controlar a tensão no barramento DC e velocidade da máquina devido à troca de estado dos mesmos, obtendo-se assim as combinações possíveis de funcionamento que caracterizam as funções de comando  $f_{R1}$ ,  $f_{R2}$ ,  $f_{R3}$  e  $f_{G1}$ ,  $f_{G2}$ ,  $f_{G3}$ . Funções estas que definem o estado lógico de cada braço de potência dos onduladores.

A Figura 4.1. representa o esquema global do conversor com as funções de comando. Este esquema global é constituído pela rede de energia elétrica, resistência e indutância das linhas, dois onduladores de tensão trifásicos, barramento DC e a máquina elétrica (PMSG).

Na rede elétrica estão representadas as tensões trifásicas da rede,  $u_{GR1}$ ,  $u_{GR2}$  e  $u_{GR3}$ . Os conversores estáticos de potências são representados pelos seis transístores de porta isolada (IGBT), estes foram os conversores estáticos escolhidos uma vez que apresentam tempos de comutação relativamente baixos, facilidade no comando de *gate* e suportam grandes tensões e correntes [39]. As linhas são representadas pelas resistências e indutâncias,  $R_1=R_2=R_3=R$  e  $L_1=L_2=L_3=L$  respetivamente, o barramento DC pelo condensador  $C$  e a máquina elétrica por PMSG.

Também estão representados, na Figura 4.1, os sentidos escolhidos das correntes nas linhas,  $i_{SR1}$ ,  $i_{SR2}$ ,  $i_{SR3}$ ,  $i_{SG1}$ ,  $i_{SG2}$  e  $i_{SG3}$  e no barramento DC,  $i_R$ ,  $i_G$  e  $i_C$ . As variáveis com índice  $R$  dizem respeito ao lado do rede-conversor e as variáveis com índice  $G$  dizem respeito ao lado gerador-conversor.

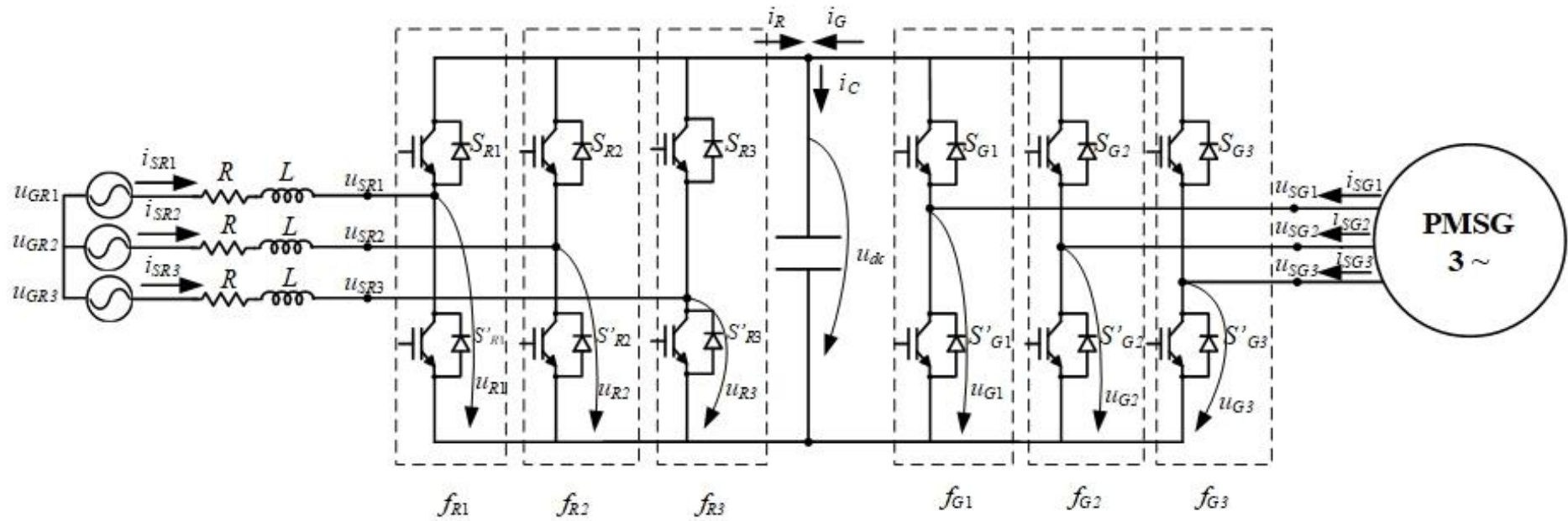


Figura 4.1 – Esquema global dos conversores com funções de comando – Onduladores de tensão trifásicos em montagem dual (*back-to-back*).

## 4.2. Modelo no Sistema de Coordenadas 123

### 4.2.1. Funções de Comando

As funções de comando  $f_{R1}$ ,  $f_{R2}$ ,  $f_{R3}$  e  $f_{G1}$ ,  $f_{G2}$ ,  $f_{G3}$  representadas na Figura 4.1, representam o estado lógico de cada um dos três braços de potência de cada ondulator. Em cada braço encontram-se representados dois dispositivos semicondutores e os seus estados são representados por  $S_{R1}$ ,  $S_{R2}$ ,  $S_{R3}$ ,  $S_{G1}$ ,  $S_{G2}$ ,  $S_{G3}$  e respectivos complementares  $S'_{R1}$ ,  $S'_{R2}$ ,  $S'_{R3}$ ,  $S'_{G1}$ ,  $S'_{G2}$ ,  $S'_{G3}$ . A fim de simplificar os cálculos os dispositivos são considerados ideais e para cada semicondutor os estados de condução são designados por “on” e ao corte por “off”. Assim, para o lado rede-conversor, as funções de comando são dadas por (4.1).

$$\begin{aligned} f_{R1} &\rightarrow \begin{cases} 1 \rightarrow S_{R1} \text{ on}; S'_{R1} \text{ off}; \\ 0 \rightarrow S_{R1} \text{ off}; S'_{R1} \text{ on}; \end{cases} \\ f_{R2} &\rightarrow \begin{cases} 1 \rightarrow S_{R2} \text{ on}; S'_{R2} \text{ off}; \\ 0 \rightarrow S_{R2} \text{ off}; S'_{R2} \text{ on}; \end{cases} \\ f_{R3} &\rightarrow \begin{cases} 1 \rightarrow S_{R3} \text{ on}; S'_{R3} \text{ off}; \\ 0 \rightarrow S_{R3} \text{ off}; S'_{R3} \text{ on}. \end{cases} \end{aligned} \quad (4.1)$$

### 4.2.2. Tensões de Fase, Tensões Compostas e Tensões Simples

As tensões do ponto médio de cada braço de potência são obtidas através das funções de comando  $f_{R1}$ ,  $f_{R2}$ ,  $f_{R3}$  e da tensão do barramento DC  $u_{dc}$  conforme (4.2).

$$\begin{bmatrix} u_{R1} \\ u_{R2} \\ u_{R3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{R1} \\ f_{R2} \\ f_{R3} \end{bmatrix} u_{dc} \quad (4.2)$$

As tensões compostas obtêm-se a partir da diferença das tensões de fase (4.2) por (4.3).

$$\begin{cases} u_{SR12} = u_{R1} - u_{R2} \\ u_{SR23} = u_{R2} - u_{R3} \\ u_{SR31} = u_{R3} - u_{R1} \end{cases} \quad (4.3)$$

As tensões simples são obtidas pela composição das tensões de fase obtidas através de (4.2) considerando o desenvolvimento das expressões (4.4-4.6).

$$u_{SR1} + u_{SR2} + u_{SR3} = 0 \quad (4.4)$$

$$\begin{cases} u_{SR12} - u_{SR31} = u_{SR1} - u_{SR2} - u_{SR3} + u_{SR1} = 3u_{SR1} \\ u_{SR12} - u_{SR23} = u_{SR1} - u_{SR2} - u_{SR2} + u_{SR3} = -3u_{SR2} \\ u_{SR23} - u_{SR31} = u_{SR2} - u_{SR3} - u_{SR3} + u_{SR1} = -3u_{SR3} \end{cases} \quad (4.5)$$

$$\begin{cases} u_{R1} - u_{R2} - u_{R3} + u_{R1} = 3u_{SR1} \\ u_{R1} - u_{R2} - u_{R2} + u_{R3} = -3u_{SR2} \\ u_{R2} - u_{R3} - u_{R3} + u_{R1} = -3u_{SR3} \end{cases} \quad (4.6)$$

Assim obtém-se as expressões das tensões simples (4.7).

$$\begin{cases} u_{SR1} = \frac{1}{3}(2u_{R1} - u_{R2} - u_{R3}) \\ u_{SR2} = \frac{1}{3}(-u_{R1} + 2u_{R2} - u_{R3}) \\ u_{SR3} = \frac{1}{3}(-u_{R1} - u_{R2} + 2u_{R3}) \end{cases} \quad (4.7)$$

Através de (4.7) foi possível construir a Tabela 4.1, e desta é possível retirar as tensões simples na forma matricial através das funções de comando  $f_{R1}$ ,  $f_{R2}$ ,  $f_{R3}$  obtendo (4.8).

Tabela 4.1 – Configurações no ondulator de tensão trifásico do lado rede-conversor.

$f_{R1}$	$f_{R2}$	$f_{R3}$	$u_{R1}=f_1u_{dc}$	$u_{R2}=f_2u_{dc}$	$u_{R3}=f_3u_{dc}$	$u_{SR1}$	$u_{SR2}$	$u_{SR3}$	$u_{SR12}$	$u_{SR23}$	$u_{SR31}$
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	$u_{dc}$	0	0	$2/3u_{dc}$	$-1/3u_{dc}$	$-1/3u_{dc}$	$u_{dc}$	0	$-u_{dc}$
1	1	0	$u_{dc}$	$u_{dc}$	0	$1/3u_{dc}$	$1/3u_{dc}$	$-2/3u_{dc}$	0	$u_{dc}$	$-u_{dc}$
0	1	0	0	$u_{dc}$	0	$-1/3u_{dc}$	$2/3u_{dc}$	$-1/3u_{dc}$	$-u_{dc}$	$u_{dc}$	0
0	1	1	0	$u_{dc}$	$u_{dc}$	$-2/3u_{dc}$	$1/3u_{dc}$	$1/3u_{dc}$	$-u_{dc}$	0	$u_{dc}$
0	0	1	0	0	$u_{dc}$	$-1/3u_{dc}$	$-1/3u_{dc}$	$2/3u_{dc}$	0	$-u_{dc}$	$u_{dc}$
1	0	1	$u_{dc}$	0	$u_{dc}$	$1/3u_{dc}$	$-2/3u_{dc}$	$1/3u_{dc}$	$u_{dc}$	$-u_{dc}$	0
1	1	1	$u_{dc}$	$u_{dc}$	$u_{dc}$	0	0	0	0	0	0

$$\begin{bmatrix} u_{SR1} \\ u_{SR2} \\ u_{SR3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{R1} \\ f_{R2} \\ f_{R3} \end{bmatrix} u_{dc} \quad (4.8)$$

Simplificando a matriz (4.8) obtemos (4.9) e por fim (4.10).

$$\begin{bmatrix} u_{SR1} \\ u_{SR2} \\ u_{SR3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3}f_{R1} & -\frac{1}{3}f_{R2} & -\frac{1}{3}f_{R3} \\ -\frac{1}{3}f_{R1} & \frac{2}{3}f_{R2} & -\frac{1}{3}f_{R3} \\ -\frac{1}{3}f_{R1} & -\frac{1}{3}f_{R2} & \frac{2}{3}f_{R3} \end{bmatrix} u_{dc} \quad (4.9)$$

$$\begin{bmatrix} u_{SR1} \\ u_{SR2} \\ u_{SR3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{R1} \\ F_{R2} \\ F_{R3} \end{bmatrix} u_{dc} \Leftrightarrow [u_{SR123}] = [F_{R123}]u_{dc} \quad (4.10)$$

### 4.2.3. Correntes nas Fases

A partir da Figura 4.1 consegue-se obter as correntes de fase do ondulator  $i_{SRk}$  com  $k \in \{1,2,3\}$  através da equação do circuito RL que interliga o conversor ao circuito AC.

$$u_{SR} = -Ri_{SR} - L \frac{di_{SR}}{dt} + u_{GR} \quad (4.11)$$

$$\frac{di_{SR}}{dt} = -\frac{R}{L}i_{SR} - \frac{u_{SR}}{L} + \frac{u_{GR}}{L} \quad (4.12)$$

### 4.2.4. Correntes no Barramento DC

Para a obtenção das correntes no barramento DC aplica-se a análise nodal, isto é, o somatório da contribuição de cada uma das fases e em função do estado lógico (4.1) dos dispositivos semicondutores.

$$i_c = i_R + i_G \quad (4.13)$$

$$i_R = f_{R1}i_{SR1} + f_{R2}i_{SR2} + f_{R3}i_{SR3} \quad (4.14)$$

$$i_G = -f_{G1}i_{SG1} - f_{G2}i_{SG2} - f_{G3}i_{SG3} \quad (4.15)$$

Uma vez que a corrente  $i_c$  é a corrente que passa no condensador e que  $i_R$  e  $i_G$  são as respectivas somas das três correntes do lado AC respectivo e que o contributo das mesmas é dado apenas quando a respetiva função de comando está ativa obtém-se as expressões (4.16 - 4.18).

$$i_C = C \frac{d}{dt} [U_{dc}] \Leftrightarrow \frac{d}{dt} [U_{dc}] = \frac{i_C}{C} \Leftrightarrow \frac{d}{dt} [U_{dc}] = \frac{i_R + i_G}{C} \quad (4.16)$$

$$i_R = f_{R1}i_{SR1} + f_{R2}i_{SR2} + f_{R3}i_{SR3} \Leftrightarrow i_R = [f_{R1} \quad f_{R2} \quad f_{R3}] \begin{bmatrix} i_{SR1} \\ i_{SR2} \\ i_{SR3} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

$$i_G = f_{G1}i_{SG1} + f_{G2}i_{SG2} + f_{G3}i_{SG3} \Leftrightarrow i_G = [f_{G1} \quad f_{G2} \quad f_{G3}] \begin{bmatrix} i_{SG1} \\ i_{SG2} \\ i_{SG3} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

#### 4.2.5. Tensão no Barramento DC

Substituindo (4.18) e (4.17) em (4.16) obtemos a variação da tensão no condensador na forma matricial (4.19).

$$\frac{d}{dt} [u_{dc}] = \frac{1}{C} [f_{R1} \quad f_{R2} \quad f_{R3}] \begin{bmatrix} i_{SR1} \\ i_{SR2} \\ i_{SR3} \end{bmatrix} + \frac{1}{C} [f_{G1} \quad f_{G2} \quad f_{G3}] \begin{bmatrix} i_{SG1} \\ i_{SG2} \\ i_{SG3} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Aplicando a lei das malhas, para o lado rede-conversor, considerando o sentido das correntes na Figura 4.1 obtém-se o seguinte sistema de equações representado em (4.20).

$$\begin{cases} -u_{GR1} + L \frac{d}{dt} [i_{SR1}] + Ri_{SR1} + u_{SR1} = 0 \\ -u_{GR2} + L \frac{d}{dt} [i_{SR2}] + Ri_{SR2} + u_{SR2} = 0 \\ -u_{GR3} + L \frac{d}{dt} [i_{SR3}] + Ri_{SR3} + u_{SR3} = 0 \end{cases} \Leftrightarrow \quad (4.20)$$

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} [i_{SR1}] = \frac{u_{GR1} - Ri_{SR1} - u_{SR1}}{L} \\ \frac{d}{dt} [i_{SR2}] = \frac{u_{GR2} - Ri_{SR2} - u_{SR2}}{L} \\ \frac{d}{dt} [i_{SR3}] = \frac{u_{GR3} - Ri_{SR3} - u_{SR3}}{L} \end{cases}$$

#### 4.2.6. Modelo Global

Passando (4.20) para a forma matricial em ordem às variáveis de estado  $i_{SR1}$ ,  $i_{SR2}$ ,  $i_{SR3}$  obtém-se (4.21).

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{SR1} \\ i_{SR2} \\ i_{SR3} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{GR1} \\ u_{GR2} \\ u_{GR3} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{SR1} \\ i_{SR2} \\ i_{SR3} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{SR1} \\ u_{SR2} \\ u_{SR3} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \\ \frac{d}{dt} [i_{SR123}] &= -\left[\frac{R}{L}\right] [i_{SR123}] - \left[\frac{1}{L}\right] [u_{SR123}] + \left[\frac{1}{L}\right] [u_{GR123}] \Leftrightarrow \\ \frac{d}{dt} [i_{SR123}] &= -\left[\frac{R}{L}\right] [i_{SR123}] - \left[\frac{1}{L}\right] [F_{123}] u_{dc} + \left[\frac{1}{L}\right] [u_{GR123}] \end{aligned} \quad (4.21)$$

Através das transformações em (4.10) e as matrizes (4.19) e (4.21) obtém-se o modelo global para o sistema de coordenadas  $123$  do lado rede-conversor (4.22) em que, no modelo do ondulator,  $f_{Rk}$ ,  $F_{Rk}$ , representam o estado topológico do conversor.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{SR1} \\ i_{SR2} \\ i_{SR3} \\ u_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 & -\frac{F_{R1}}{L} \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{F_{R2}}{L} \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} & -\frac{F_{R3}}{L} \\ \frac{f_{R1}}{C} & \frac{f_{R2}}{C} & \frac{f_{R3}}{C} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{SR1} \\ i_{SR2} \\ i_{SR3} \\ u_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 & \frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{GR1} \\ u_{GR2} \\ u_{GR3} \\ i_G \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Para o conversor do lado gerador-conversor o modelo global do sistema de coordenadas  $123$  é idêntico, mas os parâmetros  $R$  e  $L$  são características da máquina síncrona de magnetos permanentes em que, no modelo do ondulator  $f_{Gk}$  e  $F_{Gk}$  representam o estado topológico do conversor.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{SG1} \\ i_{SG2} \\ i_{SG3} \\ u_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 & -\frac{F_{G1}}{L} \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{F_{G2}}{L} \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} & -\frac{F_{G3}}{L} \\ \frac{f_{G1}}{C} & \frac{f_{G2}}{C} & \frac{f_{G3}}{C} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{SG1} \\ i_{SG2} \\ i_{SG3} \\ u_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 & \frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{GG1} \\ u_{GG2} \\ u_{GG3} \\ i_R \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

O modelo em coordenadas  $123$  depende das suas grandezas (tensões e correntes) das três fases e estas não se encontram desacopladas. É um modelo não linear e variante no tempo.

### 4.3. Modelo no Sistema de Coordenadas $\alpha\beta\gamma$

O modelo do sistema de coordenadas  $\alpha\beta\gamma$  consiste na representação de um sistema trifásico de três eixos acoplados e desfasados de  $120^\circ$  por um sistema bifásico equivalente de dois eixos desacoplados. Como a sua componente homopolar é nula ( $\gamma=0$ ), fica-se com um conjunto equivalente de dois eixos desfasados de  $90^\circ$ , sendo este referencial adequado para a síntese de controladores.

Deste modo é necessário aplicar a matriz de concordância e a sua transposta calculadas no Anexo B (B.8 e B.11) a fim de definir o modelo do sistema de coordenadas  $\alpha\beta$ .

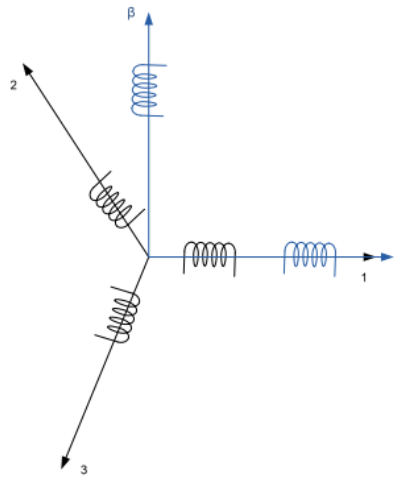


Figura 4.2 – Diagrama fasorial da posição relativa entre os referenciais  $123$  e  $\alpha\beta$  [40].

Verificando-se as relações (4.24) e (4.25), é possível definir o modelo do sistema nas coordenadas  $\alpha\beta$ .

$$X_{123} = CX_{\alpha\beta 0} \quad (4.24)$$

$$X_{\alpha\beta 0} = C^T X_{123} \quad (4.25)$$

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

$$C^{-1} = C^T = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Para o lado rede-conversor, substituindo (4.10) em (4.11) obtém-se (4.28).

$$[F_R]u_{dc} = -R[i_{SR}] - L \frac{d}{dt}[i_{SR}] + u_{GR} \quad (4.28)$$

Aplicando (4.24) em (4.28) obtém-se (4.29).

$$[F_{Rk}]u_{dc} = -R[C][i_{SR\alpha\beta}] - L \frac{d}{dt}[C][i_{SR\alpha\beta}] + [C][u_{GR\alpha\beta}] \quad (4.29)$$

Resolvendo em ordem à derivada da corrente e multiplicando à esquerda por  $C^T$  tem-se (4.30) e obtém-se (4.31).

$$[C]^T \frac{d}{dt}[C][i_{SR\alpha\beta}] = -\frac{R}{L}[C]^T[C][i_{SR\alpha\beta}] - \frac{1}{L}[C]^T[F_{Rk}]u_{dc} + \frac{1}{L}[C]^T[C][u_{GR\alpha\beta}] \quad (4.30)$$

$$\frac{d}{dt}[i_{SR\alpha\beta}] = -\frac{R}{L}[i_{SR\alpha\beta}] - \frac{1}{L}[C]^T[F_{Rk}]u_{dc} + \frac{1}{L}[u_{GR\alpha\beta}] \quad (4.31)$$

O estado topológico do conversor  $[F_{Rk}]$  em coordenadas  $\alpha\beta$  é dado por (4.32).

$$[F_{\alpha\beta}] = [C]^T[F_{Rk}] \quad (4.32)$$

Desenvolvendo a equação (4.32) obtém-se (4.33).

$$[F_{\alpha\beta}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{R1} \\ F_{R2} \\ F_{R3} \end{bmatrix} \Leftrightarrow$$

$$\begin{aligned}
 [F_{\alpha\beta}] &= \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2f_{R1} & -f_{R2} & -f_{R3} \\ -f_{R1} & 2f_{R2} & -f_{R3} \\ -f_{R1} & -f_{R2} & 2f_{R3} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \\
 [F_{\alpha\beta}] &= \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2f_{R1} & -f_{R2} & -f_{R3} \\ -f_{R1} & 2f_{R2} & -f_{R3} \\ -f_{R1} & -f_{R2} & 2f_{R3} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \\
 [F_{\alpha\beta}] &= \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2f_{R1} + \frac{1}{2}f_{R1} + \frac{1}{2}f_{R1} - f_{R2} - f_{R2} + \frac{1}{2}f_{R2} - f_{R3} + \frac{1}{2}f_{R3} - f_{R3} \\ -\frac{\sqrt{3}}{2}f_{R1} + \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R1} + \sqrt{3}f_{R2} + \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R2} - \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R3} - \sqrt{3}f_{R3} \\ 0 \end{bmatrix} \Leftrightarrow \\
 [F_{\alpha\beta}] &= \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} f_{R1} - \frac{1}{2}f_{R2} - \frac{1}{2}f_{R3} \\ \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R2} - \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R3} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.33}
 \end{aligned}$$

A partir de (4.19) reescrita em (4.34), aplica-se (4.24) obtendo-se (4.35).

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} [f_{Rk}]^T [i_{SRk}] + \frac{1}{C} [f_{Gk}]^T [i_{SGk}] \tag{4.34}$$

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} [f_{Rk}]^T [C] [i_{SR\alpha\beta}] + \frac{1}{C} [f_{Gk}]^T [C] [i_{SG\alpha\beta}] \tag{4.35}$$

O estado topológico do conversor  $[f_{Rk}]$  ou  $[f_{Gk}]$  em coordenadas  $\alpha\beta$  é dado por (4.36).

$$[f_{R\alpha\beta}]^T = [f_{Rk}]^T [C] \wedge [f_{G\alpha\beta}]^T = [f_{Gk}]^T [C] \tag{4.36}$$

Considerando a propriedade (4.37).

$$([A][B])^T = [B]^T [A]^T \tag{4.37}$$

Aplicando (4.37) em (4.36) obtém-se (4.38).

$$[f_{R\alpha\beta}] = [C]^T [f_{Rk}] \wedge [f_{G\alpha\beta}] = [C]^T [f_{Gk}]^T \quad (4.38)$$

Desenvolvendo a equação anterior e considerando as funções de comando  $f_{R1}+f_{R2}+f_{R3}=0$  (a utilização pressupõe grandezas trifásicas equilibradas, no entanto na prática  $f_{R1}+f_{R2}+f_{R3}=0$  não se verifica em termos instantâneos) obtém-se (4.39).

$$[f_{\alpha\beta}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{R1} \\ f_{R2} \\ f_{R3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} f_{R1} - \frac{1}{2}f_{R2} - \frac{1}{2}f_{R3} \\ \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R2} - \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R3} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

E verifica-se (4.40).

$$[f_{\alpha\beta}] = [F_{\alpha\beta}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} f_{R1} - \frac{1}{2}f_{R2} - \frac{1}{2}f_{R3} \\ \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R2} - \frac{\sqrt{3}}{2}f_{R3} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

Escrevendo o modelo do sistema em coordenadas  $\alpha\beta$  obtém-se (4.41) para o lado rede-conversor e (4.42) para o lado gerador-conversor.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{R\alpha} \\ i_{R\beta} \\ u_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{f_{\alpha}}{L} \\ 0 & -\frac{R}{L} & -\frac{f_{\beta}}{L} \\ f_{\alpha} & f_{\beta} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{R\alpha} \\ i_{R\beta} \\ u_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{GR\alpha} \\ u_{GR\beta} \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{G\alpha} \\ i_{G\beta} \\ u_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{f_{\alpha}}{L} \\ 0 & -\frac{R}{L} & -\frac{f_{\beta}}{L} \\ f_{\alpha} & f_{\beta} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{G\alpha} \\ i_{G\beta} \\ u_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{GG\alpha} \\ u_{GG\beta} \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

Desta forma o modelo global para o sistema de coordenadas  $\alpha\beta$  fica concluído.

#### 4.4. Modelo no Sistema de Coordenadas $dq0$

O modelo  $dq0$  consiste num referencial girante em relação ao referencial  $\alpha\beta\gamma$  conforme representado na Figura 4.3. Assim as grandezas AC do referencial  $\alpha\beta$  passam a ser consideradas como estacionárias no referencial  $dq$ . O referencial  $dq$  é síncrono com a tensão da rede, rodando a uma velocidade angular  $\omega$  e com um ângulo  $\theta$  segundo o eixo  $\alpha$ , como demonstra a Figura 4.3. Este referencial também é adequado para a síntese de controladores uma vez que evidencia grandes vantagens na manipulação dos valores de tensão e corrente, através de simplificação das expressões matemáticas, ficando estes valores contínuos e invariantes no tempo.

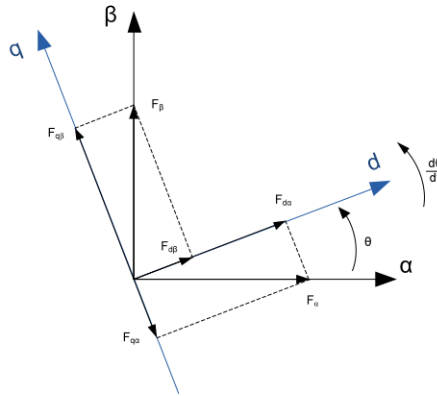


Figura 4.3 – Diagrama fasorial da posição relativa entre os referenciais  $\alpha\beta$  e  $dq0$  [40].

Para este modelo recorre-se à aplicação da matriz de transformação de Park ou matriz de rotação, cujo a demonstração do cálculo encontra-se no Anexo C (C.1-C.3) da qual retira-se as expressões (4.43-4.46).

$$X_{\alpha\beta 0} = P X_{dq0} \quad (4.43)$$

$$X_{dq0} = P^T X_{\alpha\beta 0} \quad (4.44)$$

$$P = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 0 \\ \sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.45)$$

$$P^T = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.46)$$

A partir de (4.31) e de (4.35), reescritas em (4.47) e (4.48), aplica-se (4.43) e (4.44) e obteve-se (4.52) e (4.53).

$$\frac{d}{dt} [i_{SR\alpha\beta}] = -\frac{R}{L} [i_{SR\alpha\beta}] - \frac{1}{L} [F_{\alpha\beta}] u_{dc} + \frac{1}{L} [u_{GR\alpha\beta}] \quad (4.47)$$

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} [f_{R\alpha\beta}]^T [i_{SR\alpha\beta}] + \frac{1}{C} [f_{G\alpha\beta}]^T [i_{SG\alpha\beta}] \quad (4.48)$$

$$\frac{d}{dt} ([P][i_{SRdq}]) = -\frac{R}{L} [P][i_{SRdq}] - \frac{1}{L} [F_{\alpha\beta}] u_{dc} + \frac{1}{L} [P][u_{GRdq}] \quad (4.49)$$

$$\frac{d}{dt} ([P][i_{SRdq}]) + [P] \frac{d}{dt} [i_{SRdq}] = -\frac{R}{L} [P][i_{SRdq}] - \frac{1}{L} [F_{\alpha\beta}] u_{dc} + \frac{1}{L} [P][u_{GRdq}] \quad (4.50)$$

$$[P]^T \frac{d}{dt} ([P][i_{SRdq}]) + [P]^T [P] \frac{d}{dt} [i_{SRdq}] = -\frac{R}{L} [P]^T [P][i_{SRdq}] - \frac{1}{L} [P]^T [F_{\alpha\beta}] u_{dc} + \frac{1}{L} [P]^T [P][u_{GRdq}] \quad (4.51)$$

$$\frac{d}{dt} [i_{SRdq}] = -\frac{R}{L} [i_{SRdq}] - \frac{1}{L} [P]^T [F_{\alpha\beta}] u_{dc} - [P]^T \frac{d}{dt} ([P][i_{SRdq}]) + \frac{1}{L} [u_{GRdq}] \quad (4.52)$$

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} [f_{R\alpha\beta}]^T [P][i_{SRdq}] + \frac{1}{C} [f_{G\alpha\beta}]^T [P][i_{SGdq}] \quad (4.53)$$

Em que o estado topológico do conversor  $[F_{Rdq}]$  e  $[F_{Gdq}]$  em coordenadas é dado por (4.54).

$$[P]^T [F_{\alpha\beta}] = [F_{dq}] \quad (4.54)$$

O estado topológico do conversor  $[f_{Rdq}]$  e  $[f_{Gdq}]$  em coordenadas  $dq$  é dado por (4.55).

$$[f_{Rdq}]^T = [f_{R\alpha\beta}]^T [P] \wedge [f_{Gdq}]^T = [f_{G\alpha\beta}]^T [P] \quad (4.55)$$

Aplicando (4.37) em (4.54) obtém-se (4.56).

$$[f_{Rdq}] = [P]^T [f_{R\alpha\beta}] \wedge [f_{Gdq}] = [P]^T [f_{G\alpha\beta}] \quad (4.56)$$

Logo verifica-se (4.57) e (4.58).

$$[f_{dq}] = [F_{dq}] = [P]^T [f_{\alpha\beta}] \quad (4.57)$$

$$[P]^T \frac{d}{dt}([P]) = [G] \quad (4.58)$$

Com (4.59) e (4.60).

$$[G] = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \left( \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 0 \\ \sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \right) \quad (4.59)$$

$$[G] = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\omega \sin \theta & -\omega \cos \theta & 0 \\ \omega \cos \theta & -\omega \sin \theta & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

Escrevendo o modelo do sistema em coordenadas  $dq$  para o lado rede-conversor obtém-se (4.61) e (4.62) para o lado gerador-conversor.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Rd} \\ i_{Rq} \\ u_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega & -\frac{f_d}{L} \\ -\omega & -\frac{R}{L} & -\frac{f_q}{L} \\ f_d & f_q & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Rd} \\ i_{Rq} \\ u_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{Rd} \\ u_{Rq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Gd} \\ i_{Gq} \\ u_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega & -\frac{f_d}{L} \\ -\omega & -\frac{R}{L} & -\frac{f_q}{L} \\ f_d & f_q & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Gd} \\ i_{Gq} \\ u_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{Gd} \\ u_{Gq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

Desta forma o modelo global para o sistema de coordenadas  $dq$  fica concluído.

#### 4.5. Sincronismo com a Rede de Energia Elétrica

O principal propósito da realização do sincronismo da rede é a obtenção do ângulo de fase da rede a fim de sincronizar as correntes produzidas pelo conversor com a rede de energia elétrica.

O sincronismo da rede pode ser realizado a partir de uma malha de captura de fase (PLL - *Phase-Locked Loop*), onde se compara o sinal de entrada com o sinal de saída e calcula o erro associado. Em seguida são removidas as componentes de alta frequência, ficando apenas a frequência estimada e é produzido um ângulo de fase através de um integrador. Outra técnica, mais comum, é a técnica do referencial síncrono (SRF - *Synchronous Reference Frame*) onde é efetuada uma transformação das correntes  $123$  para  $dq$  e se ajusta o ângulo  $\theta$ , denominado de ângulo da transformação de Park, de modo a que o eixo  $d$  e o vetor de tensão  $u$  (fasor) sejam coincidentes. Na presente dissertação foi escolhido o segundo método, SRF, obtendo a posição angular diretamente das tensões da rede de energia elétrica, independentemente da frequência.

Nas Figuras 4.4 e 4.5 encontra-se representado o ângulo de desfasamento  $\theta$ , entre a componente direta ( $d$ ) do sistema de coordenadas móveis e a componente  $\alpha$  do sistema de coordenadas estáticas.

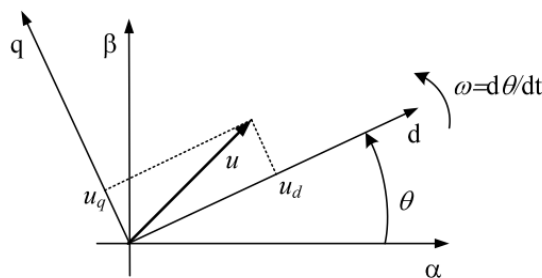


Figura 4.4 – Diagrama fasorial da tensão com posição relativa entre os referenciais  $\alpha\beta$  e  $dq0$  sem posicionamento do vetor  $d$  sobre a tensão  $u$  [41].

Considerando condições iniciais nulas pode-se afirmar (4.63).

$$\int \frac{d\theta}{dt} = \int \omega \Leftrightarrow \theta = \int \omega t \quad (4.63)$$

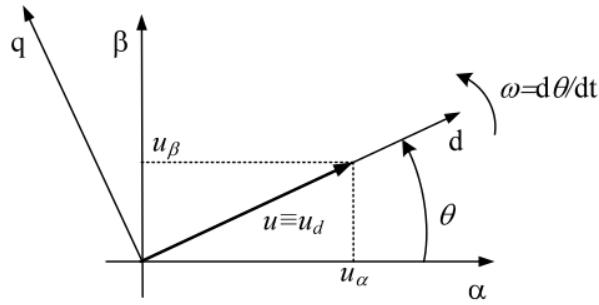


Figura 4.5 – Diagrama fasorial da tensão com posição relativa entre os referenciais  $\alpha\beta$  e  $dq0$  com o posicionamento do vetor  $d$  sobre a tensão  $u$  [41].

Para se efetuar o sincronismo com a rede, é necessário saber o valor do ângulo  $\theta$ . Para tal recorre-se ao vetor de tensão  $u$  nas coordenadas  $\alpha\beta$ , representado nas Figuras 4.4 e 4.5 através da expressão (4.64).

$$u = \sqrt{u_{\alpha}^2 + u_{\beta}^2} \quad (4.64)$$

Assim através da Figura 4.5 e de manipulação matemática, é possível obter as expressões do seno e cosseno do ângulo  $\theta$  através da expressão (4.65).

$$\begin{cases} \sin \theta = \frac{u_{\beta}}{u} \\ \cos \theta = \frac{u_{\alpha}}{u} \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \sin \theta = \frac{u_{\beta}}{\sqrt{u_{\alpha}^2 + u_{\beta}^2}} \\ \cos \theta = \frac{u_{\alpha}}{\sqrt{u_{\alpha}^2 + u_{\beta}^2}} \end{cases} \quad (4.65)$$

São assim, usadas as funções seno e cosseno do ângulo de  $\theta$  para se obter o sincronismo com a rede, de forma a efetuar os disparos à saída dos IGBT numa determinada ordem, obtendo-se o sincronismo com a rede de energia elétrica. Obtém-se duas ondas sinusoidais com amplitude unitária e defasamento de  $90^\circ$  com a frequência da rede. Estas funções são necessárias para a transformação das grandezas no referencial  $dq$ .

## 4.6. Controle dos Conversores

### 4.6.1. Balanço de Potências

Considerando um sistema trifásico obtém-se um sistema de tensões e correntes definidos por (4.66) e (4.67).

$$\begin{cases} u_1 = \sqrt{2}U \sin \omega t \\ u_2 = \sqrt{2}U \sin \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ u_3 = \sqrt{2}U \sin \left( \omega t - \frac{4\pi}{3} \right) \end{cases} \quad (4.66)$$

$$\begin{cases} i_1 = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \varphi) \\ i_2 = \sqrt{2}I \sin \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} - \varphi \right) \\ i_3 = \sqrt{2}I \sin \left( \omega t - \frac{4\pi}{3} - \varphi \right) \end{cases} \quad (4.67)$$

Em que:

- $U$  – Valor eficaz da tensão [V];
- $I$  – Valor eficaz da corrente [A];
- $\omega$  – Frequência angular [rad/s];
- $t$  – Tempo [s];
- $\varphi$  – Ângulo de defasamento [°].

A potência fornecida pela fonte à carga é obtida por (4.53).

$$p = u_1 i_1 + u_2 i_2 + u_3 i_3 \quad (4.68)$$

Substituindo (4.66) e (4.67) e desenvolvendo-se, obtém-se a potência trifásica instantânea (4.69).

$$p = 3UI \cos(\varphi) \quad (4.69)$$

A potência trifásica instantânea é constante e igual a três vezes a potência ativa por fase (4.70). A potência reativa trifásica é designada por analogia com a potência activa, três

vezes a potência reativa por fase (4.71). Muitas vezes as potências são designadas em função das tensões compostas conforme (4.72) e (4.73).

$$P = 3UI \cos(\varphi) \quad (4.70)$$

$$Q = 3UI \sin(\varphi) \quad (4.71)$$

$$P = \sqrt{3}U_c I \cos(\varphi) \quad (4.72)$$

$$Q = \sqrt{3}U_c I \sin(\varphi) \quad (4.73)$$

Conforme demonstrado nos subcapítulos 4.1, 4.2 e 4.3, para efetuar o controle do trânsito de potências é frequente utilizar-se uma transformação de coordenadas variáveis no tempo para coordenadas invariantes no tempo (referencial  $dq$ ). Através da Figura 4.4 e usando a notação complexa em coordenadas  $dq$  obtém-se as equações para a tensão e corrente (4.74) e respectiva expressão para a potência aparente (4.75-4.76).

$$\begin{cases} u = u_d + ju_q \\ i = i_d + ji_q \end{cases} \quad (4.74)$$

$$S = ui^* \quad (4.75)$$

$$S = (u_d + ju_q)(i_d - ji_q) \quad (4.76)$$

Considerando a Figura 4.5 que representa um referencial síncrono com a rede, em que o eixo  $d$  encontra-se coincidente com  $u$  e simplificando a expressão (4.76) tem-se (4.77) e (4.78).

$$S = u_d i_d - ju_d i_q + u_q i_q + ju_q i_d \quad (4.77)$$

$$S = u_d i_d - ju_d i_q \quad (4.78)$$

Assim, ao controlar a componente  $d$  da corrente na linha  $i_d$  controla-se a potência ativa. De forma análoga, ao controlar a componente  $q$  da corrente na linha  $i_q$  controla-se a potência reativa de acordo com a expressão (4.79).

$$\begin{cases} P = u_d i_d \\ Q = -u_d i_q \end{cases} \quad (4.79)$$

#### 4.6.2. Controle de Corrente

O controle de corrente é efetuado pelo método de comparação por histerese com larguras de banda  $\Delta_i$ . Estes controladores dão ordem para fechar os dispositivos semicondutores superiores quando o valor da corrente ultrapassar o limite superior estabelecido de maneira a que a corrente não ultrapasse esse valor. De forma análoga o controlador dá ordem para fechar os dispositivos semicondutores inferiores quando o valor da corrente ultrapassar o limite inferior estabelecido, de modo a que a corrente não ultrapasse esse valor [44]. Estas condições estão demonstradas na expressão (4.80) e nas Figuras 4.6 e 4.7 de acordo com os sentidos da Figura 4.1.

$$\begin{aligned} \begin{cases} \text{erro} > \frac{AJ}{2} \rightarrow f = 0 \\ \text{erro} < -\frac{AJ}{2} \rightarrow f = 1 \end{cases} &\Leftrightarrow \begin{cases} i^* - i > \frac{AJ}{2} \rightarrow f = 0 \\ i^* - i < -\frac{AJ}{2} \rightarrow f = 1 \end{cases} \\ &\Leftrightarrow \begin{cases} i < i^* - \frac{AJ}{2} \rightarrow f = 0 \\ i > i^* + \frac{AJ}{2} \rightarrow f = 1 \end{cases} \end{aligned} \quad (4.80)$$

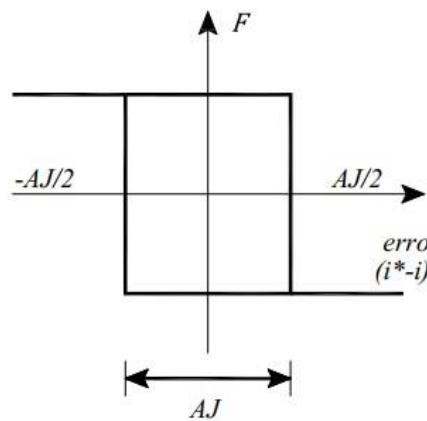


Figura 4.6 – Largura de banda dos controladores histeréticos.

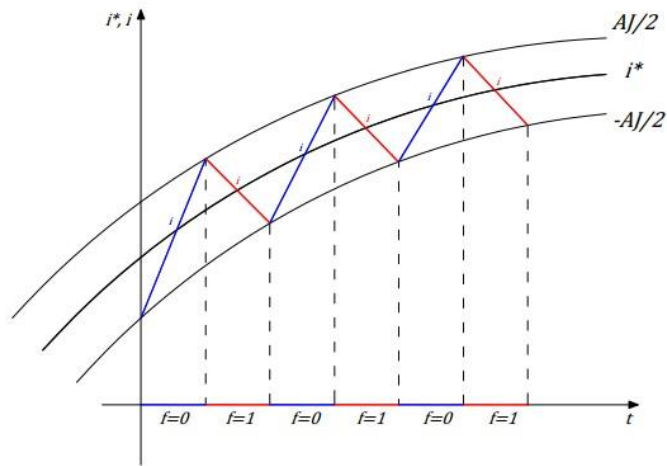


Figura 4.7 – Exemplo de corrente de referência, corrente efetiva e funções de comando.

A Figura 4.8 apresenta o esquema global implementado dos controladores de corrente.

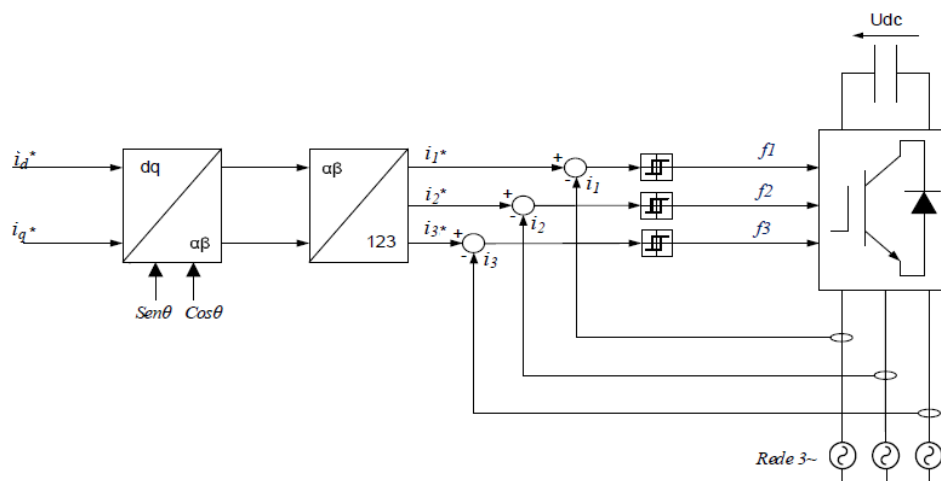


Figura 4.8 – Esquema global do controle de corrente por histerese [39].

Ao saber o valor da indutância é possível calcular a frequência de amostragem, para uma dada largura de banda de histerese da corrente através da expressão (4.81).

$$\Delta_i = \frac{u_{dc}}{2Lf_{amostr}} \quad (4.81)$$

Este método de controle é simples e robusto, mas apresenta frequência de comutação variável. Em alternativa poderia ter sido utilizada a solução de um controlador proporcional integral (PI) [45].

Os subsistemas realizados em *Matlab/Simulink* dos controladores histeréticos encontram-se representados no Capítulo 5.

### 4.6.3. Controle da Tensão do Barramento DC

Na Figura 4.9 pode ser visto o PI usado para o controle de tensão. Assim sendo torna-se possível controlar a tensão no barramento DC gerando automaticamente a corrente  $i_d$  de referência do lado rede-conversor.

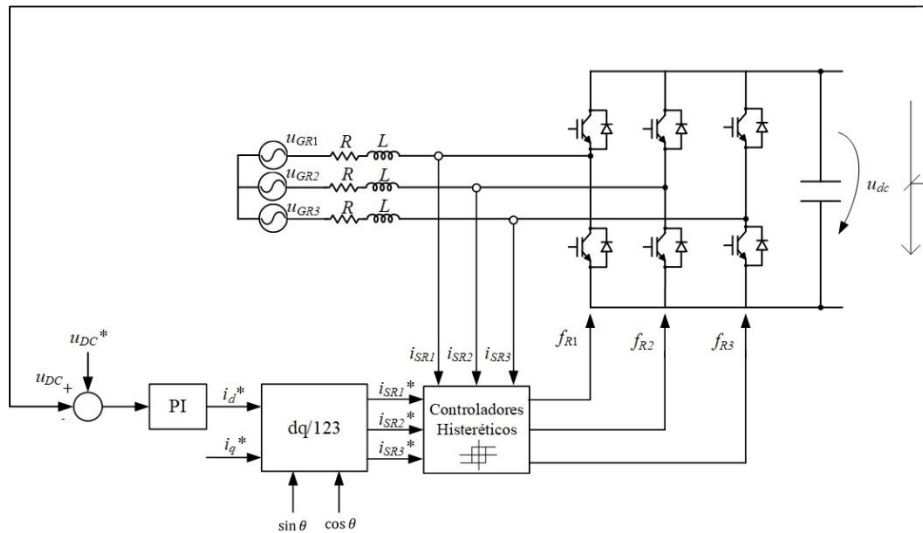


Figura 4.9 – Esquema global da malha de controle de corrente e tensão do conversor do lado rede-conversor.

Com base na expressão (4.19) desenvolve-se o modelo referente à tensão no barramento DC (4.82), no referencial  $dq$ . Depois de obtido o modelo, apresenta-se o circuito equivalente na Figura 4.10.

$$\frac{d}{dt} [u_{dc}] = \frac{1}{C} [f_d \quad f_q \quad f_0] \begin{bmatrix} i_{Rd} \\ i_{Rq} \\ 0 \end{bmatrix} + \frac{1}{C} [f_d \quad f_q \quad f_0] \begin{bmatrix} i_{Gd} \\ i_{Gq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.82)$$

Pode-se representar o circuito equivalente do barramento DC no sistema de coordenadas  $dq$ , através de uma resistência equivalente para representar a carga do conversor. Considera-se  $f_0 = 0$ , ou seja, a componente homopolar nula.

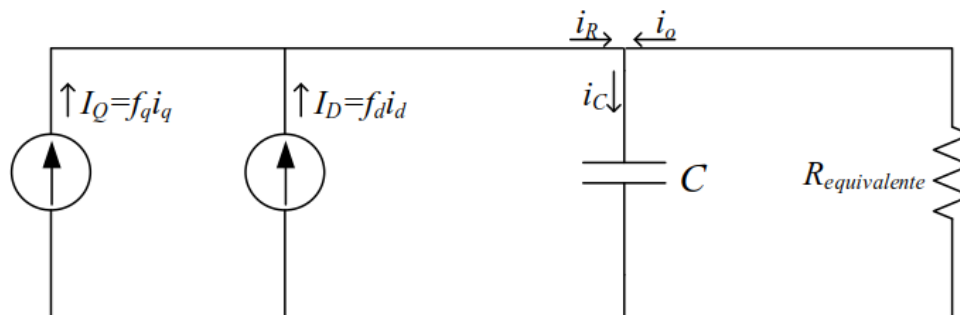


Figura 4.10 – Circuito equivalente do barramento DC no sistema de coordenadas  $dq$  [42].

Através de análise do circuito equivalente conclui-se que para controlar a tensão  $u_{dc}$  é necessário atuar nas componentes  $i_{dq}$ .

Utilizando o critério integral de tempo e erro absoluto (ITAE – *Integral Time and Absolute Error*) de 2ª ordem (4.89) pode-se definir o diagrama de blocos do modelo para o cálculo dos parâmetros do conversor. Considerando apenas a contribuição da componente  $i_d$ , ou seja, a componente direta da corrente posicionada sobre a tensão composta no referencial estático, para que seja possível eliminar o transito de reativa no conversor, é representado o diagrama de blocos da Figura 4.11.

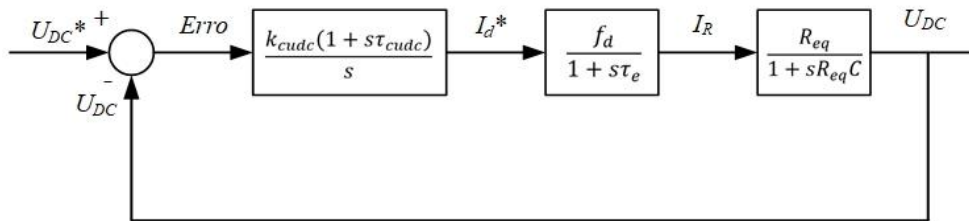


Figura 4.11 – Diagrama de blocos para o controle da tensão no conversor do lado rede-conversor.

Do diagrama de blocos da Figura 4.11 pode-se retirar as seguintes expressões (4.83-4.85).

$$I^*_d(s) = \frac{k_{cudc}(1 + s\tau_{cudc})}{s} \text{erro } U_{DC}(s) \quad (4.83)$$

$$I_R(s) = \frac{f_d}{1 + s\tau_e} I^*_d(s) \quad (4.84)$$

$$U_{DC}(s) = \frac{R_{eq}}{1 + sR_{eq}C} I_R(s) \quad (4.85)$$

Sabendo que o atraso estatístico associado ao circuito de comando e potência do conversor será igual a metade do tempo de comutação dos semicondutores assim obtém-se a expressão (4.86).

$$\tau_e = \frac{1}{2f_{comutação}} \quad (4.86)$$

Ao cancelar o polo dominante do sistema (4.85) com o zero do controlador obtém-se (4.87).

$$\tau_{cudc} = R_{eq}C \quad (4.87)$$

Assim é possível calcular a função transferência em malha fechada do sistema através da expressão (4.88).

$$\frac{U_{DC}}{U^*_{DC}} = \frac{\frac{k_{cudc}f_d R_{eq}}{\tau_e}}{s^2 + \frac{1}{\tau_e}s + \frac{k_{cudc}f_d R_{eq}}{\tau_e}} \quad (4.88)$$

Obtida a função transferência em malha fechada e ao aplicar o critério ITAE de 2ª ordem (4.89) é possível calcular os ganhos das constantes proporcionais e integrais  $k_p$  e  $k_I$  (4.91).

$$\frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \wedge \xi = \frac{\sqrt{2}}{2} \quad (4.89)$$

$$\begin{cases} \frac{1}{\tau_e} = 2\xi\omega_n \\ \frac{k_{cudc}f_d R_{eq}}{\tau_e} = \omega_n^2 \\ \tau_{cudc} = R_{eq}C \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \omega_n = \frac{1}{2\tau_e\xi} \\ k_{cudc} = \frac{1}{4\xi^2\tau_e f_d R_{eq}} \\ \tau_{cudc} = R_{eq}C \end{cases} \quad (4.90)$$

$$\begin{cases} k_p = k_{cudc}\tau_{cudc} = \frac{C}{4\xi^2\tau_e f_d} = \frac{C}{2\tau_e f_d} \\ k_I = k_{cudc} = \frac{1}{4\xi^2\tau_e f_d R_{eq}} = \frac{1}{2\tau_e f_d R_{eq}} \end{cases} \quad (4.91)$$

Para a determinação de  $f_d$  admite-se que a potencia do lado AC será igual à do lado DC e que a corrente no condensador é nula (4.92).

$$\begin{cases} P_{DC} = P_{AC} = P \\ I_c = 0 \end{cases} \quad (4.92)$$

A potência e corrente do lado DC podem ser calculadas na resistência equivalente de carga. Como a corrente no condensador é nula então toda a corrente à saída dos IGBT circula para a resistência equivalente (4.93).

$$\begin{cases} P = U_{DC}(-I_0) = u_d i_d \\ I_R = -I_0 = f_d i_d \end{cases} \quad (4.93)$$

A partir de (4.93) obtém-se a expressão (4.94).

$$f_d = \frac{u_d}{U_{DC}} \quad (4.94)$$

Usando as expressões (4.94) e (4.91), é possível calcular os ganhos das constantes proporcionais e integrais  $k_p$  e  $k_I$  obtendo-se a expressão (4.95).

$$\begin{cases} k_p = \frac{C}{2\tau_e \frac{u_d}{U_{DC}}} \\ k_I = \frac{1}{2\tau_e \frac{u_d}{U_{DC}} R_{eq}} \end{cases} \quad (4.95)$$

Ficam assim as expressões para o cálculo dos ganhos  $k_p$  e  $k_I$  do controlador de tensão definidos para serem aplicadas no Capítulo 5.

#### 4.6.4. Controle de Velocidade da Máquina

Na Figura 4.12 pode ser visto o PI usado para o controle de velocidade da máquina. Assim sendo torna-se possível controlar a velocidade da máquina gerando automaticamente a corrente  $i_q$  de referência do lado gerador conversor.

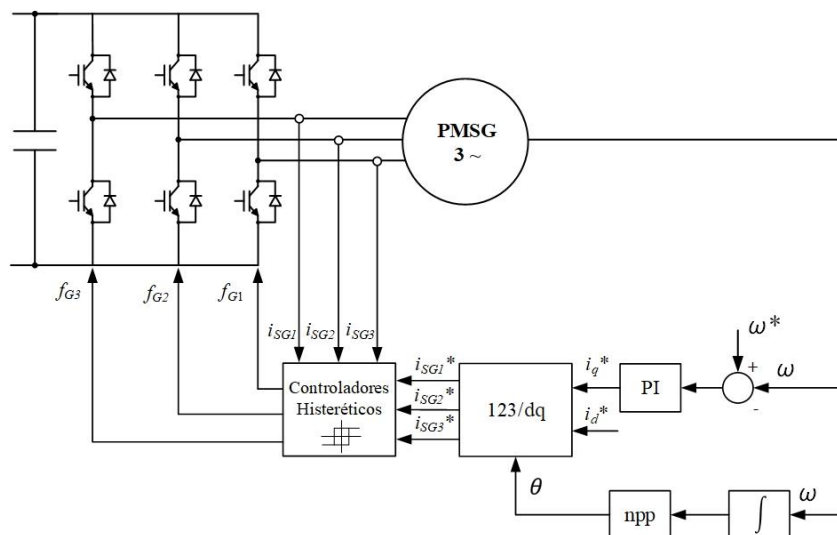


Figura 4.12 – Esquema global da malha de controle de corrente e velocidade da máquina do lado gerador-conversor.

Utilizando o critério ITAE de 2ª ordem (4.89) pode-se definir o diagrama de blocos do modelo para o cálculo dos parâmetros do conversor. Considerando apenas a contribuição da componente  $i_q$ , ou seja, a componente em quadratura da corrente associada ao binário

da máquina (3.28). Encontra-se representado o diagrama de blocos da Figura 4.13 para o controle de velocidade.

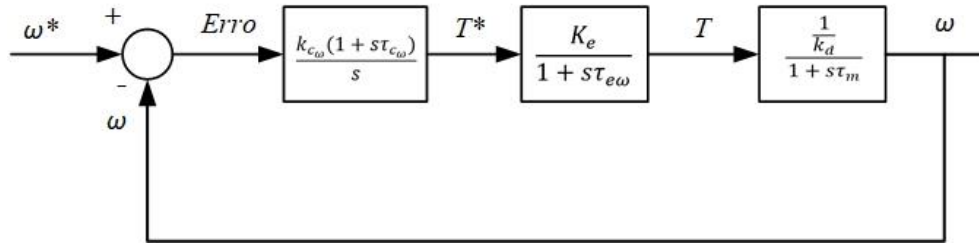


Figura 4.13 – Diagrama de blocos para o controle da velocidade da máquina.

Do diagrama de blocos da Figura 4.13 pode-se retirar as expressões (4.96-4.98).

$$T^*(s) = \frac{k_{c\omega}(1 + s\tau_{c\omega})}{s} \text{erro } \omega(s) \quad (4.96)$$

$$T(s) = \frac{K_e}{1 + s\tau_{e\omega}} T^*(s) \quad (4.97)$$

$$\omega(s) = \frac{1}{k_d} \frac{1}{1 + s\tau_m} T(s) \quad (4.98)$$

Sabendo que o atraso estatístico associado ao circuito de comando e potência do conversor será igual a metade do tempo de comutação dos semicondutores assim obtém-se a expressão (4.99).

$$\tau_{e\omega} = \frac{1}{2f_{\text{comutação}}} \quad (4.99)$$

Ao cancelar o polo dominante do sistema (4.98) com o zero do controlador obtém-se (4.100).

$$\tau_{c\omega} = \tau_m \quad (4.100)$$

Assim é possível calcular a função transferência em malha fechada do sistema através da expressão (4.101).

$$\frac{\omega(s)}{\omega(s)^*} = \frac{\frac{k_{c\omega} K_e \frac{1}{k_d}}{\tau_{e\omega}}}{s^2 + \frac{1}{\tau_{e\omega}} s + \frac{k_{c\omega} K_e \frac{1}{k_d}}{\tau_{e\omega}}} \quad (4.101)$$

Obtida a função transferência em malha fechada e ao aplicar o critério ITAE de 2ª ordem (4.89) é possível calcular os ganhos das constantes proporcionais e integrais  $k_p$  e  $k_I$  (4.102).

$$\begin{cases} \frac{1}{\tau_e} = 2\xi\omega_n \\ \frac{k_{c\omega} K_e \frac{1}{k_d}}{\tau_{e\omega}} = \omega_n^2 \\ \tau_{c\omega} = R_{eq} C \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \omega_n = \frac{1}{2\tau_e \xi} \\ k_{c\omega} = \frac{1}{4\xi^2 \tau_{e\omega} K_e \frac{1}{k_d}} \\ \tau_c = R_{eq} C \end{cases} \quad (4.102)$$

$$\begin{cases} k_p = k_{c\omega} \tau_{c\omega} = \frac{C}{4\xi^2 \tau_{e\omega} K_e} = \frac{C}{2\tau_{e\omega} K_e} \\ k_I = k_{c\omega} = \frac{1}{4\xi^2 \tau_{e\omega} K_e \frac{1}{k_d}} = \frac{1}{2\tau_{e\omega} K_e \frac{1}{k_d}} \end{cases} \quad (4.103)$$

Ficam assim as expressões para o cálculo dos ganhos  $k_p$  e  $k_I$  do controlador de velocidade definidos para serem aplicadas no Capítulo 5.

# Capítulo 5

## Resultados de Simulação Numérica e Experimentais

O presente capítulo descreve o modelo da simulação numérica, a implementação laboratorial e os resultados obtidos.



## **5. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO NÚMERICA E EXPERIMENTAIS**

### **5.1. Modelo de Simulação Numérica**

Para a simulação do sistema descrito foi utilizado o software *Matlab/Simulink*, em que este permite realizar testes e ensaios em diferentes condições e exigências de funcionamento reais. Para este efeito foi usada a *toolbox SimPowerSystems*.

A simulação numérica foi elaborada com base nos modelos obtidos nos capítulos 3 e 4 e o esquema da mesma pode ser visto em 3 partes distintas, Rede – Linha – Conversor; Turbina Eólica – Máquina Elétrica – Conversor e Barramento de Tensão DC que faz o desacoplamento entre as duas partes referidas.

Embora seja possível funcionar nos dois sentidos a presente simulação numérica tem o objetivo de injetar potência na rede, com a máquina a funcionar como gerador, através do controlo dos dispositivos semicondutores que vão controlar a velocidade da máquina, as suas correntes, a tensão do barramento DC e por fim as correntes injetadas na rede.

Na Figura 5.1 encontra-se representado o esquema global da simulação numérica com o controlo das correntes do lado rede-conversor e gerador-conversor, controlo da tensão de barramento DC e controlo da velocidade da máquina.

São apresentados os resultados em regime permanente e regime dinâmico das evoluções temporais das seguintes grandezas:

- Velocidade do vento;
- Velocidade efetiva e de referência da máquina;
- Binário da máquina;
- Correntes efetivas e de referência da máquina nas coordenadas  $I_{23}$  e  $dq$ ;
- Evolução da tensão e corrente do barramento DC;
- Correntes efetivas e de referência na rede de energia elétrica nas coordenadas  $I_{23}$  e  $dq$ ;
- Tensões e correntes na rede de energia elétrica;
- Curva do coeficiente de potência da turbina em função da velocidade específica.

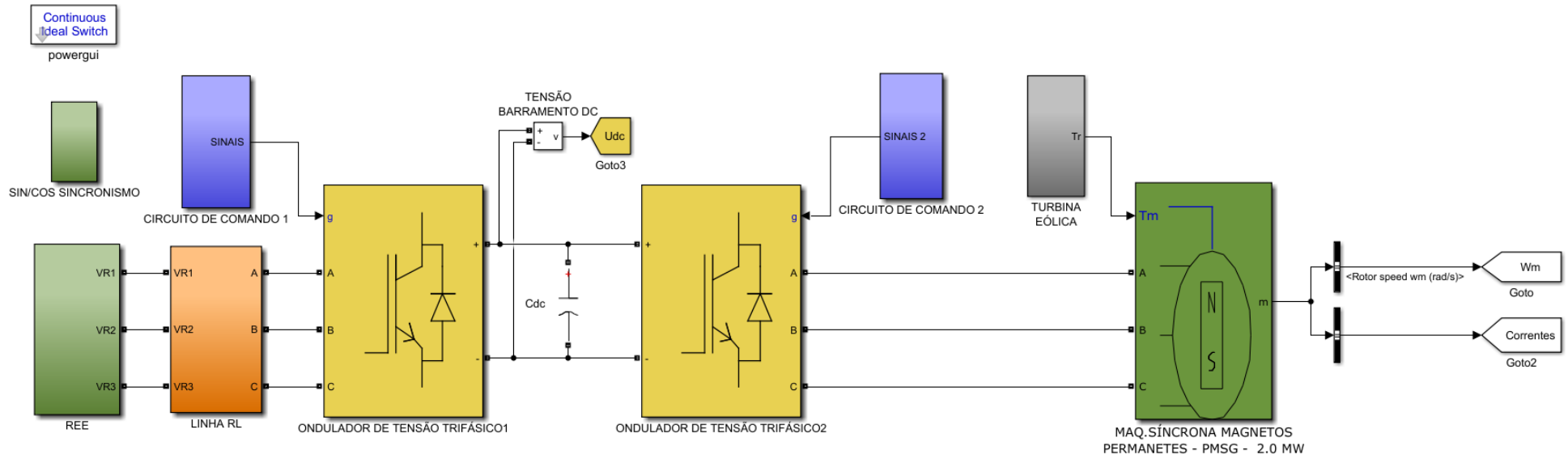


Figura 5.1 – Representação global do modelo do sistema de controlo do aerogerador.

Na Figura 5.2 e 5.3, estão representados os blocos referentes aos subsistemas da rede de energia elétrica e da linha RL, respectivamente.

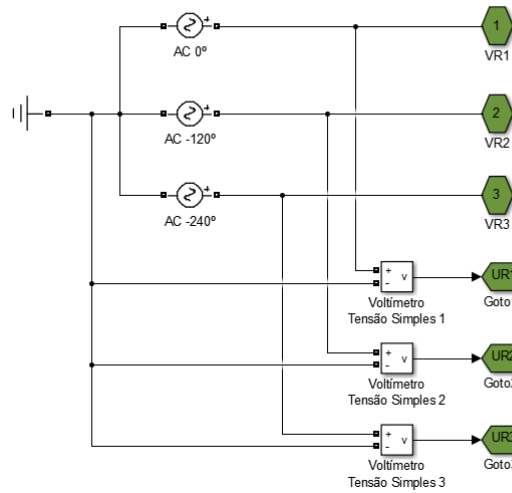


Figura 5.2 – Representação do subsistema “REE”.

O subsistema “REE” é composto por três tensões trifásicas desfasadas de  $120^\circ$  entre si com a configuração de parâmetros da Tabela 5.1. Daqui são obtidas as tensões  $U_{R1}$ ,  $U_{R2}$  e  $U_{R3}$ .

Tabela 5.1 – Parâmetros da rede de energia elétrica.

Valor de amplitude de pico ( $V_{ac}$ )	$1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 230 \text{ V}$
Frequência ( $f$ )	50 Hz
Ângulo fase 1 ( $f_{i1}$ )	$0+90^\circ$
Ângulo fase 2 ( $f_{i2}$ )	$-120+90^\circ$
Ângulo fase 3 ( $f_{i3}$ )	$-240+90^\circ$

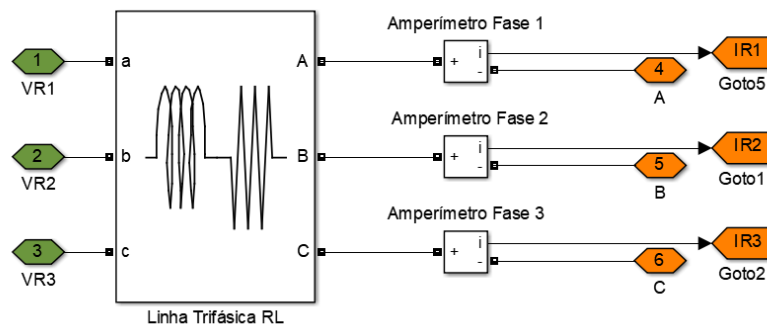


Figura 5.3 – Representação do subsistema “LINHA RL”.

O subsistema “LINHA RL” interliga a rede com o conversor e possui a configuração de parâmetros da Tabela 5.2 Daqui são obtidas as correntes efetivas na linha denominadas de  $I_{R1}$ ,  $I_{R2}$  e  $I_{R3}$ .

Tabela 5.2 – Parâmetros da linha.

Resistência da linha por fase ( $R_{linha}$ )	0,1 m $\Omega$
Indutância da linha por fase ( $L_{linha}$ )	0,3 mH

Na Figura 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7 estão representados os blocos referentes ao subsistema responsável pelo sincronismo com a rede, as equações para a transformação de grandezas  $123$  para  $\alpha\beta$  e equações para obtenção do seno e cosseno de sincronismo.

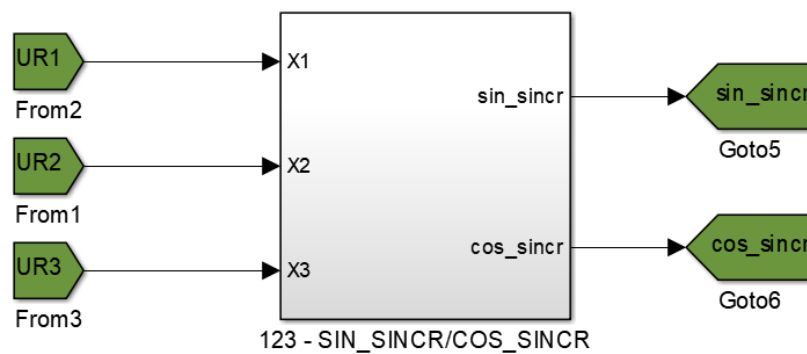


Figura 5.4 – Representação do subsistema “SIN/COS SINCRONISMO”.

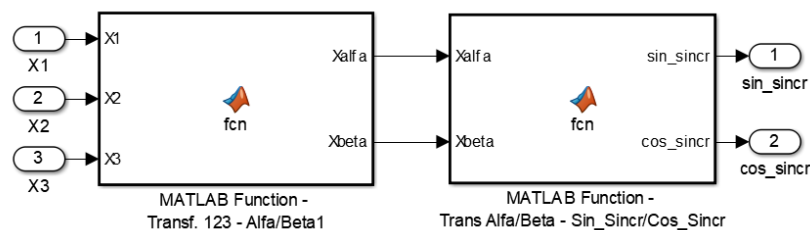


Figura 5.5 – Representação do subsistema “123-SIN\_SINCR/COS\_SINCR”.

As equações representadas na Figura 5.6 com as transformações de  $123$  para  $\alpha\beta$  podem ser consultadas no Anexo B (B.1-B.11) e no subcapítulo 4.3.

```
function [Xalfa,Xbeta]= fcn(X1,X2,X3)
Xalfa=sqrt(2/3)*(X1-0.5*X2-0.5*X3);
Xbeta=sqrt(2/3)*((sqrt(3)/2)*X2-(sqrt(3)/2)*X3);
```

Figura 5.6 – Equações da matriz de concordância da função “TRANSF. 123 – Alfa/Beta”.

As equações representadas na Figura 5.7 para a obtenção do sincronismo com a rede podem ser consultadas no subcapítulo 4.5 em (4.65).

```
function [sin_sincr,cos_sincr]= fcn(Xalfa,Xbeta)
sin_sincr = Xbeta/(sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2));
cos_sincr = Xalfa/(sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2));
```

Figura 5.7 – Equações para a obtenção do sincronismo com a REE da função “TRANSF. Alfa/Beta – Sin\_Sincr/Cos\_Sincr”.

Na Figura 5.8 estão representados os blocos referentes ao subsistema “CIRCUITO DE COMANDO 1” que controla a tensão do barramento DC e as correntes da rede. O sistema é composto por um controlador PI, “CONTROLADOR PI 1”, que tem como entrada o erro resultante da subtração da tensão do barramento DC de referência com a tensão do barramento DC efetiva. Deste resulta a corrente  $i_d$  de referência que entra no bloco de transformação de grandezas em  $dq$  para 123, “TRANSF. dq-123\_1”, juntamente com a corrente  $i_q$  de valor nulo e o seno e cosseno de sincronismo obtidos no bloco da Figura 5.4 de acordo com o subcapítulo 4.6.3. Através deste bloco são obtidas as correntes de referência em 123,  $I_{R1}^*$ ,  $I_{R2}^*$  e  $I_{R3}^*$  que entram no bloco “CONTROLADORES HISTERETICOS 1” juntamente com as correntes efetivas obtidas no bloco da Figura 5.3. O erro é comparado por histerese através de larguras de banda e são obtidos os sinais que dão ordem de abertura e fecho para os dispositivos semicondutores do bloco “ONDULADOR DE TENSÃO TRIFÁSICO 1” de acordo com o subcapítulo 4.6.2.

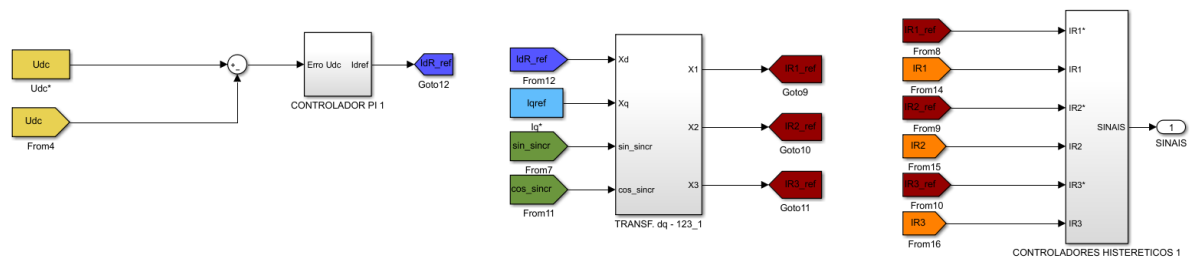


Figura 5.8 – Representação do subsistema “CIRCUITO DE COMANDO 1”.

Os blocos respeitantes ao “CONTROLADOR PI 1” estão representados na Figura 5.9.

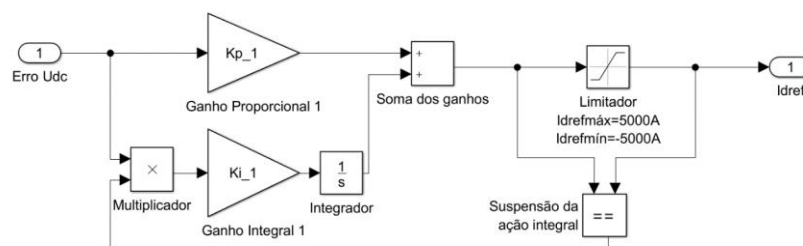


Figura 5.9 – Representação do subsistema “CONTROLADOR PI 1”.

## Capítulo 5 – Resultados de Simulação Numérica e Experimentais

Este controlador é responsável pelo controlo de tensão do barramento DC. A tensão  $U_{dc}^*$  de referência é subtraída a tensão  $U_{dc}$  gerando o erro desta tensão. O erro passa pelo controlador PI, onde se faz o controlo da tensão, gerando uma corrente segundo o eixo direto de referência.

O bloco “Limitador” contido no PI limita os valores máximo e mínimo de amplitude da corrente  $i_d$  de referência.

O bloco “Suspensão da ação integral” suspende a componente integral quando o valor da soma dos ganhos é superior aos limites superior e inferior da corrente  $i_d$  de referência.

O controlador possui os parâmetros definidos nas Tabelas 5.3 e 5.4.

Tabela 5.3 – Parâmetros gerais dos circuitos de comando 1.

Abertura das janelas de histerese ( $AJ$ )	150
Valor do limite positivo dos saturadores ( $limSatPosI$ )	5000
Valor do limite negativo dos saturadores ( $limSatNegI$ )	-5000

Tabela 5.4 – Parâmetros do circuito de comando rede – conversor.

Ganho proporcional do PI ( $K_{p\_I}$ )	5
Ganho integral do PI ( $K_{i\_I}$ )	200

Na Figura 5.10 estão representados os blocos referentes ao subsistema responsável pela transformação das correntes  $i_d^*$  e  $i_q^*$  de referência para  $I_{R1}^*$ ,  $I_{R2}^*$  e  $I_{R3}^*$  de referência.

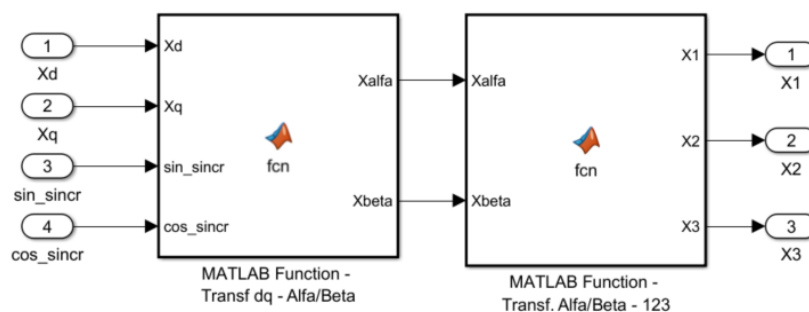


Figura 5.10 – Representação do subsistema “TRANSF. dq – 123\_1”.

As equações representadas na Figura 5.11 possuem as equações com as transformações de  $dq$  para  $\alpha\beta$  que são representadas pelo inverso das transformações apresentadas no Anexo C (C.1-C.3) e no subcapítulo 4.4.

```
function [Xalfa, Xbeta]= fcn(Xd, Xq, sin_sincr, cos_sincr)
Xalfa=Xd*cos_sincr-Xq*sin_sincr;
Xbeta=Xd*sin_sincr+Xq*cos_sincr;
```

Figura 5.11 – Equações para a transformação  $dq - \alpha\beta$  da função “Transf.  $dq - \text{Alfa/Beta}$ ”.

As equações representadas na Figura 5.12 possuem as equações com as transformações de  $\alpha\beta$  para  $123$  que são representadas pelo inverso das transformações apresentadas no Anexo B (B.1-B.11) e no subcapítulo 4.3.

```
function [X1, X2, X3]= fcn(Xalfa, Xbeta)
Xgama=0;
X1=sqrt(2/3)*(Xalfa+(Xgama*1/sqrt(2)));
X2=sqrt(2/3)*(-Xalfa/2+(Xbeta*sqrt(3)/2)+(Xgama*1/sqrt(2)));
X3=sqrt(2/3)*(-Xalfa/2-(Xbeta*sqrt(3)/2)+(Xgama*1/sqrt(2)));
```

Figura 5.12 – Equações para a transformação  $\alpha\beta - 123$  da função “Transf. Alfa/Beta-123”.

Na Figura 5.13 estão representados os blocos referentes ao subsistema responsável pelo controlo de correntes na rede, ou seja, os controladores histeréticos.

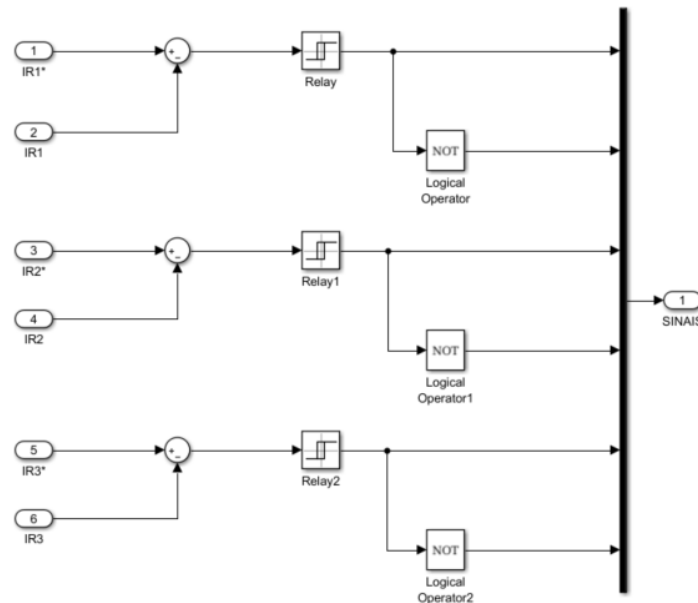


Figura 5.13 – Representação do subsistema “CONTROLADORES HISTERÉTICOS 1”.

Na Figura 5.14 está representado o bloco “Relay” que compara a corrente efetiva com a corrente de referência dentro de uma janela de histerese com valor de  $AJ/2$  de acordo com o subcapítulo 4.6.2. Este bloco define o sentido da corrente sendo “Output when on” correspondente à função  $f=0$  e “Output when off” à função  $f=1$  ou seja o sentido das correntes está a entrar no conversor de potência.

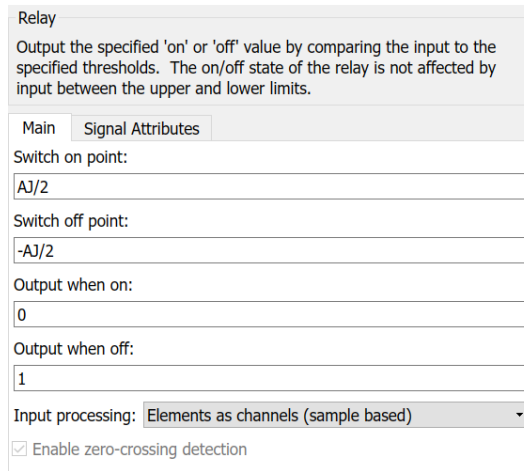


Figura 5.14 – Parâmetros do bloco “Relay” do lado rede-conversor.

Na Figura 5.15 está representada a configuração dos onduladores de tensão trifásicos, sendo escolhidos conversores de 3 braços com IGBT.

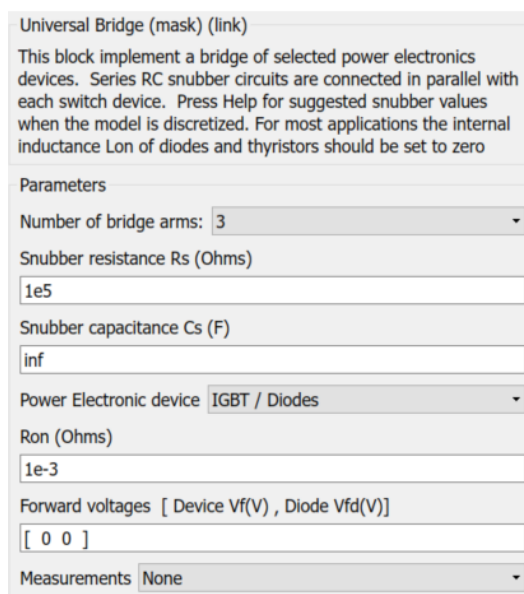


Figura 5.15 – Parâmetros dos onduladores de tensão trifásicos.

Na Figura 5.16 está representada a configuração do barramento DC, sendo um condensador com os parâmetros da Tabela 5.5

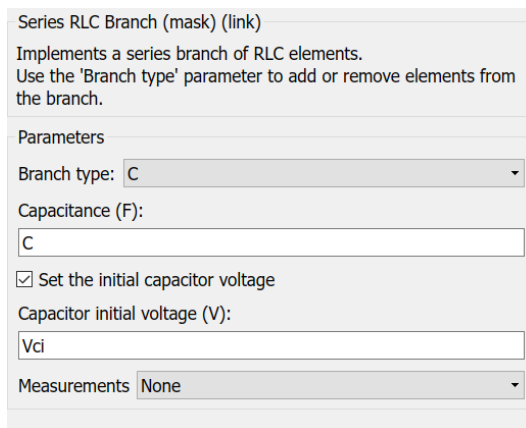


Figura 5.16 – Parâmetros elétricos do condensador do barramento DC.

Tabela 5.5 – Valores dos parâmetros elétricos do condensador.

Capacidade (C)	10 mF
Tensão inicial do condensador ( $V_{ci}$ )	1035 V

Na Figura 5.17 estão representados os blocos referentes ao subsistema do “CIRCUITO DE COMANDO 2” que controla a velocidade e correntes da máquina. O sistema é composto por um controlador PI, “CONTROLADOR PI 2”, que tem como entrada o erro resultante da subtração o valor da velocidade de referência com a velocidade efetiva da máquina. Deste resulta a corrente  $i_q$  de referência que entra no bloco de transformação de grandezas em  $dq$  para  $I23$ , “TRANSF.  $dq$ - $I23$ \_2”, juntamente com a corrente  $i_d$  de valor nulo e o ângulo  $\theta$  obtido através da integração da velocidade da máquina e respetiva multiplicação pelo número de par de polos de acordo com o modelo do subcapítulo 3.2 e 4.6.4. Através deste bloco são obtidas as correntes de referência em  $I23$ ,  $I_{G1}^*$ ,  $I_{G2}^*$  e  $I_{G3}^*$  que entram no bloco “CONTROLADORES HISTERETICOS 2” juntamente com as correntes efetivas obtidas na máquina obtidas na Figura 5.1. O erro é comparado por histerese através de larguras de banda e são obtidos os sinais que dão ordem de abertura e fecho para os dispositivos semicondutores do bloco “ONDULADOR DE TENSÃO TRIFÁSICO 2” de acordo com o subcapítulo 4.6.2.

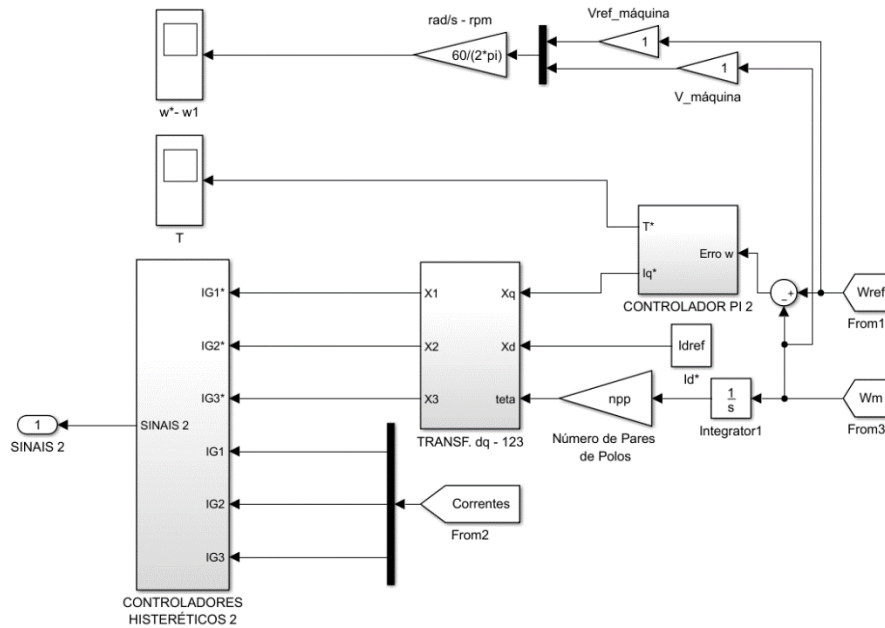


Figura 5.17 – Representação do subsistema “CIRCUITO DE COMANDO 2”.

Os blocos respeitantes ao “CONTROLADOR PI 2” estão representados na Figura 5.18.

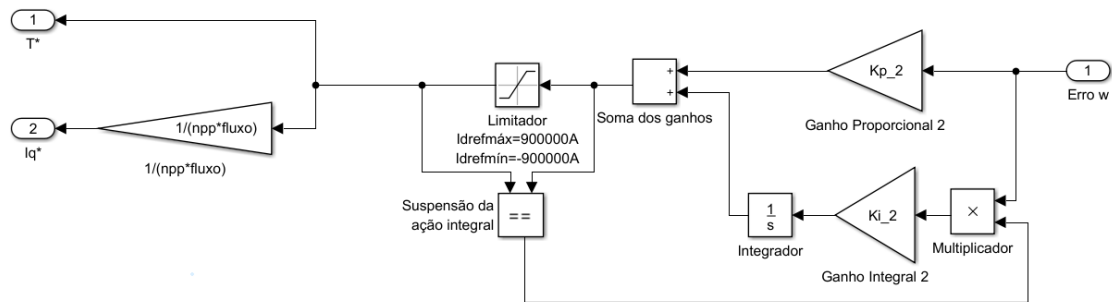


Figura 5.18 – Representação do subsistema “CONTROLADOR PI 2”.

Este controlador é responsável pelo controlo de velocidade da máquina. A velocidade  $\omega_{ref}$  é subtraída a velocidade efetiva  $\omega$  gerando o erro de velocidade. O erro passa pelo controlador PI, onde se faz o controlo de velocidade, gerando uma corrente segundo o eixo quadratura de referência.

O bloco “Limitador” contido no PI limita os valores máximo e mínimo de amplitude da corrente  $i_q$  de referência.

O bloco “Suspensão da ação integral” suspende a componente integral quando o valor da soma dos ganhos é superior aos limites superior e inferior da corrente  $i_q$  de referência.

## Capítulo 5 – Resultados de Simulação Numérica e Experimentais

O controlador possui os parâmetros definidos nas Tabelas 5.6 e 5.7.

Tabela 5.6 – Parâmetros gerais dos circuitos de comando 2.

Abertura das janelas de histerese ( $AJ$ )	150
Valor do limite positivo dos saturadores ( $limSatPos2$ )	900.000
Valor do limite negativo dos saturadores ( $limSatNeg2$ )	-900.000

Tabela 5.7 – Parâmetros do circuito de comando gerador – conversor.

Ganho proporcional do PI ( $K_{p\_2}$ )	200.000
Ganho integral do PI ( $K_{i\_2}$ )	30.000.000

Na Figura 5.19 estão representados os blocos referentes ao subsistema responsável pela transformação das correntes  $i_d$  e  $i_q$  de referência para  $I_{G1}^*$ ,  $I_{G2}^*$  e  $I_{G3}^*$  de referência.

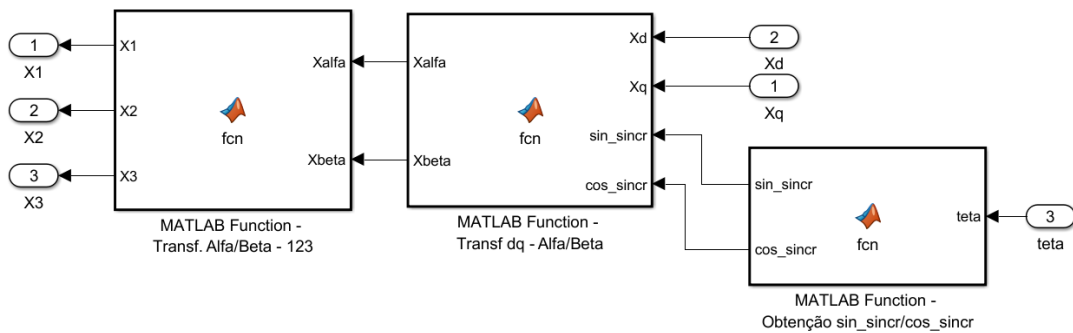


Figura 5.19 – Representação do subsistema “TRANSF. dq -123”.

Na Figura 5.20 estão representadas as equações para a obtenção do seno e cosseno de  $\theta$  usadas no bloco da função *Matlab* “Obtenção  $sin\_sincr/cos\_sincr$ ”.

```
function [sin_sincr, cos_sincr]= fcn(teta)
sin_sincr=sin(teta);
cos_sincr=cos(teta);
```

Figura 5.20 – Equações para a obtenção do seno e cosseno do ângulo  $\theta$ .

Os restantes blocos da Figura 5.19 utilizam as mesmas equações representadas na Figura 5.11 e 5.12.

Na Figura 5.21 estão representados os blocos referentes ao subsistema responsável pelo controlo das correntes na rede, ou seja, os controladores histeréticos.

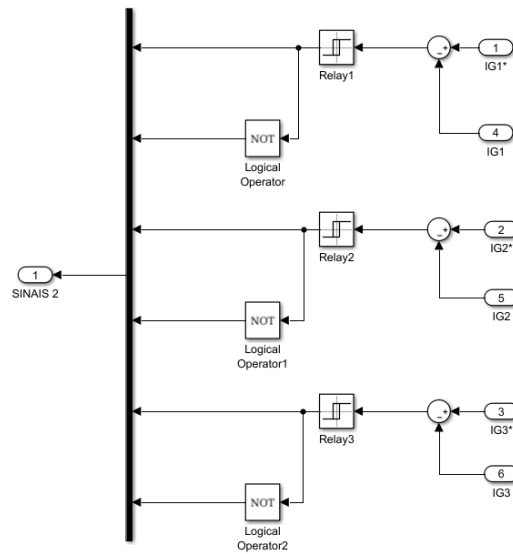


Figura 5.21 – Representação do subsistema “CONTROLADORES HISTERÉTICOS 2”.

Na Figura 5.22 está representado o bloco “Relay” que compara a corrente efetiva com a corrente de referência dentro de uma janela de histerese com valor de  $AJ/2$  de acordo com o subcapítulo 4.6.2. Este bloco define o sentido da corrente sendo “Output when on” correspondente à função  $f=1$  e “Output when off” à função  $f=0$  ou seja o sentido das correntes a sair do conversor de potência.

Relay	
Output the specified 'on' or 'off' value by comparing the input to the specified thresholds. The on/off state of the relay is not affected by input between the upper and lower limits.	
Main	Signal Attributes
Switch on point:	<input type="text" value="AJ/2"/>
Switch off point:	<input type="text" value="-AJ/2"/>
Output when on:	<input type="text" value="1"/>
Output when off:	<input type="text" value="0"/>
Input processing:	Elements as channels (sample based)
<input checked="" type="checkbox"/> Enable zero-crossing detection	

Figura 5.22 – Parâmetros do bloco “Relay” do lado gerador-conversor.

Na Figura 5.23 está representado o subsistema “TURBINA EÓLICA” que tem como entradas a velocidade do vento, a área da turbina, o raio da turbina, o ângulo de variação de passo (pitch) e a velocidade da máquina. Os parâmetros de entrada encontram-se na Tabela 5.8.

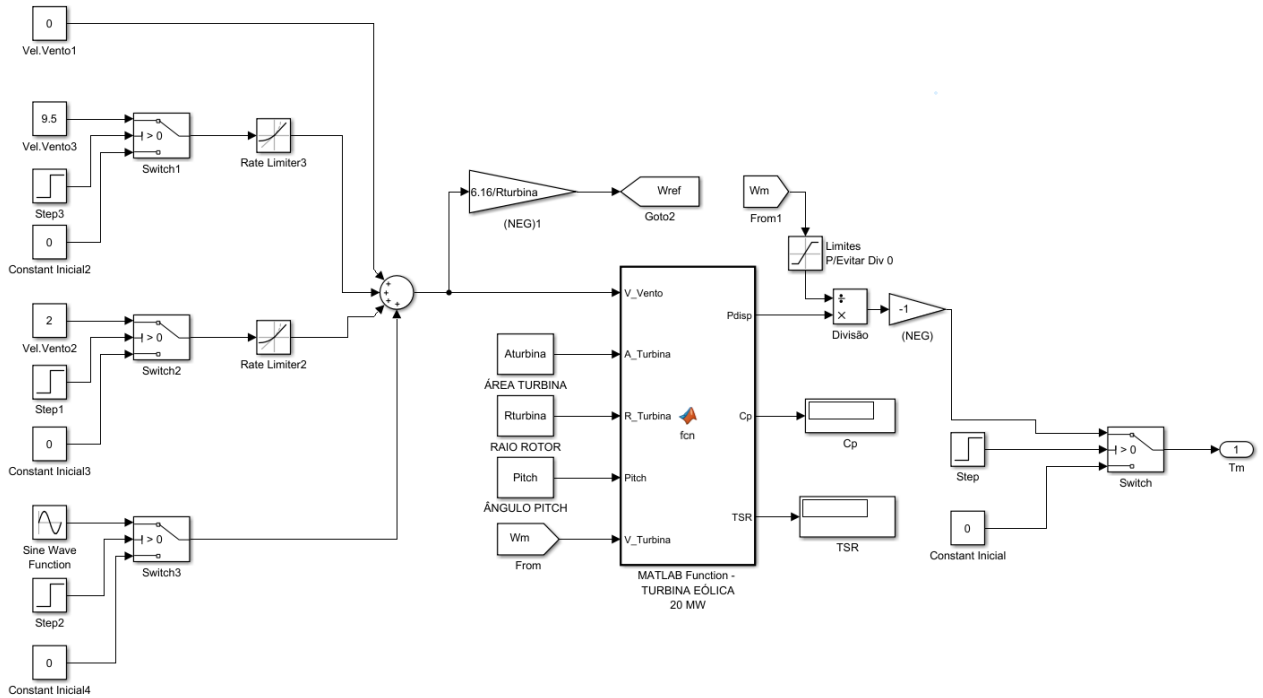


Figura 5.23 – Representação do subsistema “TURBINA EÓLICA”.

Tabela 5.8 – Parâmetros da turbina eólica.

Raio da turbina ( $R_{turbina}$ )	34 m
Área de varrimento da turbina ( $A_{turbina}$ )	3631 m <sup>2</sup>
Ângulo pitch ( $Pitch$ )	1 °
Velocidade específica no ponto ótimo ( $TSR$ )	6,16

É neste subsistema que se gera a velocidade de referência da máquina com base na expressão da velocidade específica (2.10). presente no subcapítulo 2.44.

$$\lambda = \frac{V_{turbina}}{V_{vento}} = \frac{\omega_{ref} r}{V_{vento}} \quad (5.1)$$

Reescrevendo tem-se (5.2).

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda^*}{r} V_{vento} \quad (5.2)$$

Fixando o valor da velocidade específica  $\lambda$  (6,16) é garantido que a turbina funciona no seu ponto ótimo independentemente da velocidade do vento, considerando a curva de potência invariante no tempo.

A simulação começa com uma velocidade de vento de 9,5m/s que corresponde a cerca de metade do binário nominal da máquina. Em  $t=3s$  é adicionada à velocidade de

vento 2m/s e em  $t=7s$  é adicionado uma onda seno com amplitude de 1,5 e com frequência de 1Hz que representa uma variação de vento em que na sua amplitude máxima a máquina trabalha no seu binário nominal.

Na Figura 5.24 está representada as equações da função “TURBINA EÓLICA 20MW” com as equações do subcapítulo 3.1.3.

```
function [Pextr, Cp, TSR] = fcn(V_Vento, A_Turbina, R_Turbina, Pitch, V_Turbina)

Mesp_Ar=1.225;
TSR=(V_Turbina*R_Turbina)/V_Vento;

TSR_i=1/((1/(TSR+0.08*Pitch))-(0.035/((Pitch^3)+1)));

Cp=0.22*((116/TSR_i)-(0.4*Pitch)-5)*exp(-12.5/TSR_i);

if Cp<1e-6
    Cp=1e-6;
end

Pextr=(1/2)*Mesp_Ar*A_Turbina*(V_Vento)^3*Cp;
```

Figura 5.24 – Equações do modelo “TURBINA EÓLICA 2MW”.

Na Figura 5.25 e 5.26 está representada a configuração e parâmetros utilizados na máquina síncrona de magnetos permanentes Ao realizar uma pesquisa, optou-se por utilizar os parâmetros da dissertação [43]. Estes encontram-se apresentados na Tabela 5.9.

Configuration	Parameters	Advanced
Number of phases:		
3		
Back EMF waveform:		
Sinusoidal		
Rotor type:		
Salient-pole		
Mechanical input:		
Torque Tm		
Preset model:		
No		
Measurement output		
<input type="checkbox"/> Use signal names to identify bus labels		

Figura 5.25 – Configuração da máquina síncrona de magnetos permanentes.

Configuration	Parameters	Advanced
Stator phase resistance Rs (ohm):	R	
Inductances [ Ld(H) Lq(H) ]:	[Ld, Lq]	
Machine constant		
Specify: Flux linkage established by magnets (Vs)		
Flux linkage:	fluxo	
Inertia, viscous damping, pole pairs, static friction [ J(kg.m <sup>2</sup> ) F(N.m.s) p() Tf(N.m) ]:	[J, Kd, npp, 0]	
Initial conditions [ w(rad/s) thetam(deg) ia,ib(A) ]:	[0,0,0,0]	

Figura 5.26 – Parâmetros da máquina síncrona de magnetos permanentes.

## Capítulo 5 – Resultados de Simulação Numérica e Experimentais

Tabela 5.9 – Parâmetros elétricos e mecânicos da máquina síncrona de magnetos permanentes.

Tipo de gerador	PMSG 3~ – Rotor Polos Lisos
Tensão nominal ( $U_N$ )	690 V
Potência nominal ( $P_N$ )	2,0 MW
Potência aparente nominal ( $S_N$ )	2,242 MVA
Frequência nominal ( $f_N$ )	9,75 Hz
Fator de potência ( $FP$ )	0,892
Velocidade nominal ( $N_N$ )	22,5 rpm
Número de par de polos ( $npp$ )	26
Binário nominal ( $T_N$ )	700 kNm
Fluxo rotórico nominal ( $fluxo$ )	5,826 Wb
Resistência do enrolamento do estator ( $R$ )	0,821 m $\Omega$
Indutância síncrona no eixo $d$ ( $L_d$ )	1,573 mH
Indutância síncrona no eixo $q$ ( $L_q$ )	1,573 mH
Momento de inércia ( $J$ )	1200 Kg $m^2$
Atrito viscoso ( $K_d$ )	206,62 Nms

Na Tabela 5.10 estão representados outros parâmetros utilizados na simulação numérica, nomeadamente o valor da tensão no barramento DC e as correntes de referência no eixo de quadratura e direto para os lados rede-conversor e gerador-conversor respetivamente.

Tabela 5.10 – Parâmetros da simulação numérica.

Tensão do barramento DC ( $U_{dc}$ )	1100 V
Corrente no eixo $q$ (Rede – Conversor) ( $I_{qref}$ )	0 A
Corrente no eixo $d$ (Gerador – Conversor) ( $I_{dref}$ )	0 A

## 5.2. Resultados da Simulação Numérica

Na Figura 5.27 está representada a variação da velocidade de vento. De  $t=0$ s até  $t\approx 2$ s a velocidade do vento varia de uma forma linear de  $0\text{m/s}$  a  $9,5\text{m/s}$ , mantendo-se neste valor até  $t=3$ s. De  $t=3$ s a  $t\approx 3,4$ s a velocidade do vento varia de uma forma linear de  $9,5\text{m/s}$  a  $11,5\text{m/s}$ , mantendo-se constante neste valor até  $t=7$  s. De  $t=7$ s a  $t=10$ s a velocidade varia de forma sinusoidal tendo uma velocidade mínima de  $10\text{m/s}$  e máxima de  $12\text{m/s}$ .

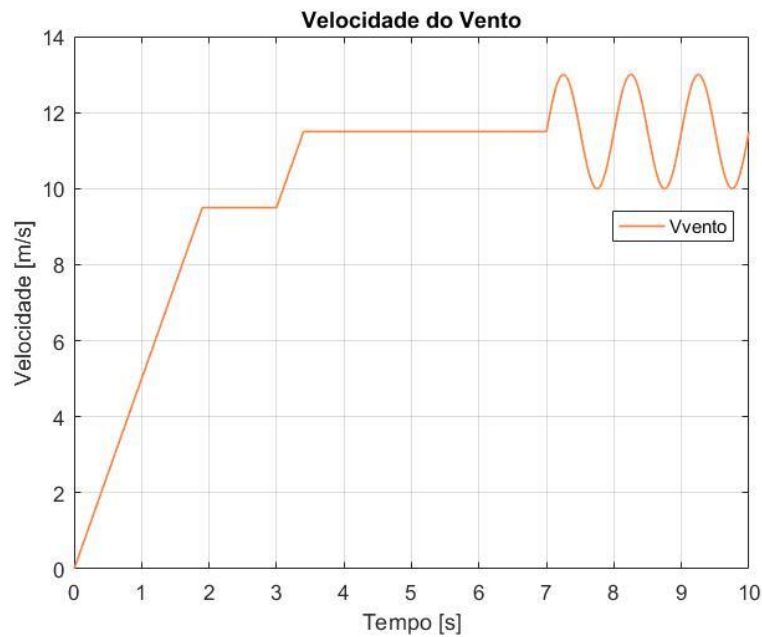


Figura 5.27 – Variação da velocidade do vento.

Na Figura 5.28 está representada a variação da velocidade de referência e efetiva da máquina elétrica. A máquina segue as variações da velocidade de vento pois a velocidade de referência é imposta pela velocidade do vento através da expressão (5.2) e da Figura 5.23. De  $t=0$ s até  $t\approx 2$ s a velocidade máquina varia de varia de uma forma linear de  $0\text{rpm}$  a  $16\text{rpm}$ , mantendo-se neste valor até  $t=3$ s. De  $t=3$ s a  $t\approx 3,4$ s a velocidade da máquina varia de  $16\text{rpm}$  a  $20\text{rpm}$ , mantendo-se contante neste valor até  $t=7$ s. De  $t=7$ s a  $t=10$ s a velocidade varia de forma sinusoidal tendo uma velocidade mínima de  $17\text{rpm}$  e máxima de  $22,5\text{rpm}$ .

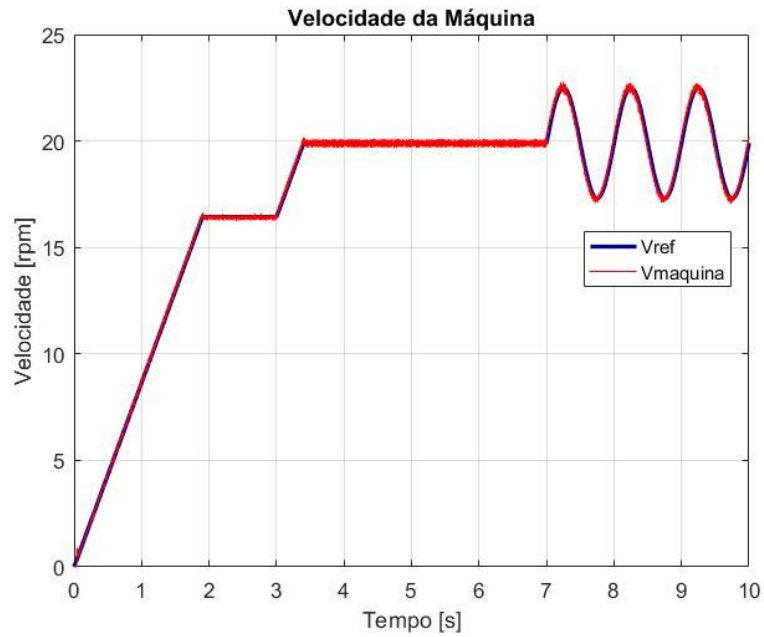


Figura 5.28 – Variação da velocidade de referência e efetiva da máquina.

Na Figura 5.29 encontra-se representado o binário da máquina que segue a variação de velocidade da própria máquina. De  $t=0s$  até  $t=3s$  observa-se um binário resistivo de valor negativo que varia de  $0Nm$  a  $-370kNm$ . De  $t=3s$  a  $t=7s$  o binário evolui para  $-540kNm$ . De  $t=7s$  a  $t=10s$  o binário varia de forma sinusoidal tendo um valor mínimo de  $-400kNm$  e um valor máximo  $-700kNm$  (binário nominal da máquina).

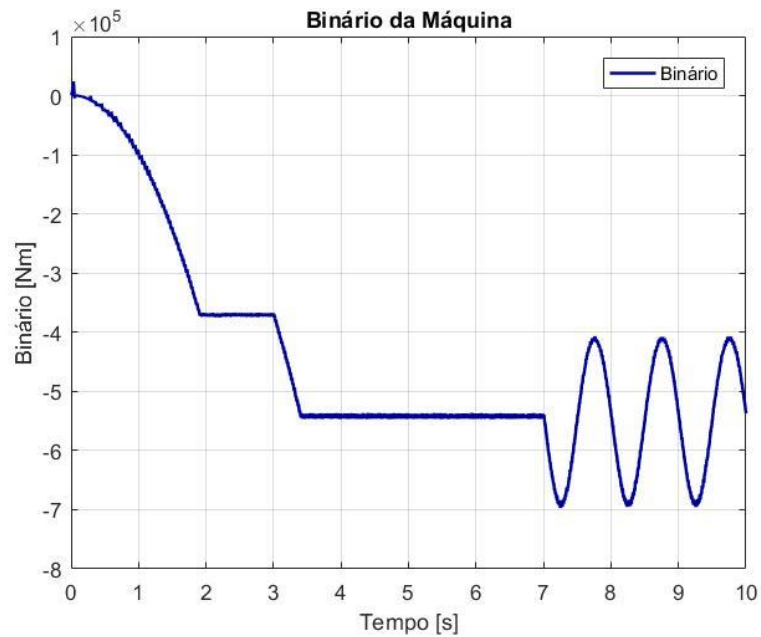


Figura 5.29 – Variação do binário da máquina.

Nas Figuras 5.30, 5.31 e 5.32 encontram-se representadas as correntes efetivas e de referência da máquina de  $t=1,5s$  a  $t=2,5s$ , de  $t=2,5s$  a  $t=3,5s$  e de  $t=7s$  a  $t=7,8s$  respetivamente. Na Figura 5.30 é possível observar o controlo de corrente e respetiva evolução da amplitude das correntes de 1000A para 1300A. Na Figura 5.31 observa-se que a amplitude das correntes evolui de 1300A para 2000A. Na Figura 5.32 observa-se um ciclo completo da variação sinusoidal e verifica-se uma variação de amplitude nas correntes entre 1300A e 2500A.

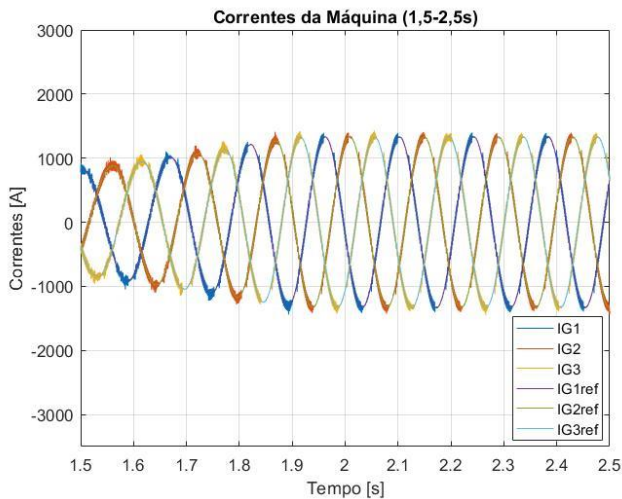


Figura 5.30 – Evolução das correntes de referência e efetivas da máquina (1,5s–2,5s).

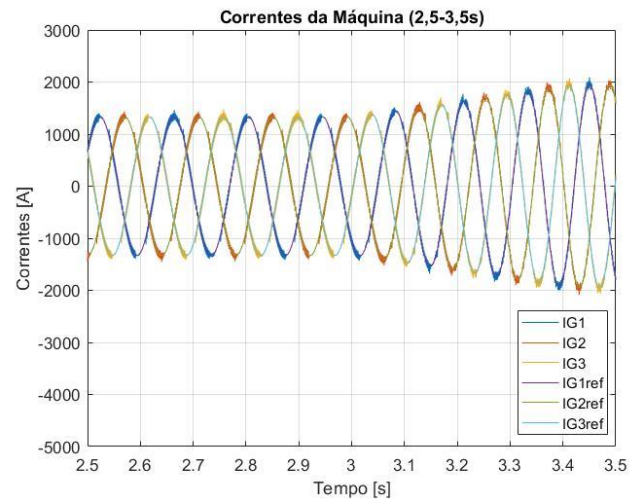


Figura 5.31 – Evolução das correntes de referência e efetivas da máquina (2,5s–3,5s).

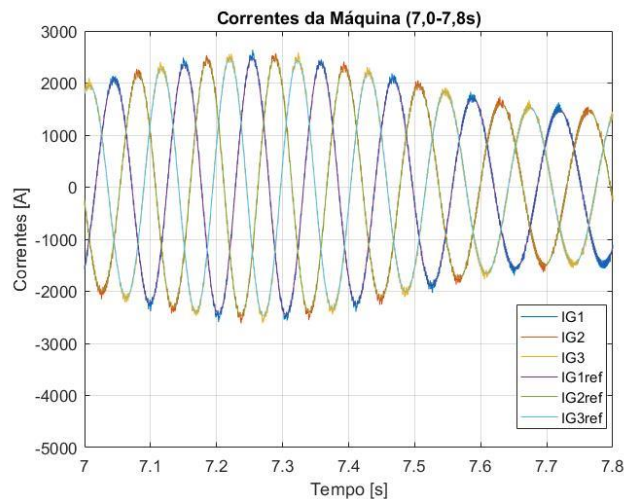


Figura 5.32 – Evolução das correntes de referência e efetivas da máquina (7,0 s–7,8 s).

A Figura 5.33 apresenta as correntes  $i_q$  e  $i_d$  efetivas e de referência da máquina. A corrente  $i_d$  de referência é nula e a corrente efetiva é aproximadamente nula devido ao controladores histeréticos apresentarem um valor de erro não nulo (conversão não linear). O valor da corrente  $i_q$  de referência é obtido através do controlo de velocidade ao dividir a

saída do controlador (binário) por o número de par de polos multiplicado pelo valor de amplitude de fluxo de excitação da máquina.

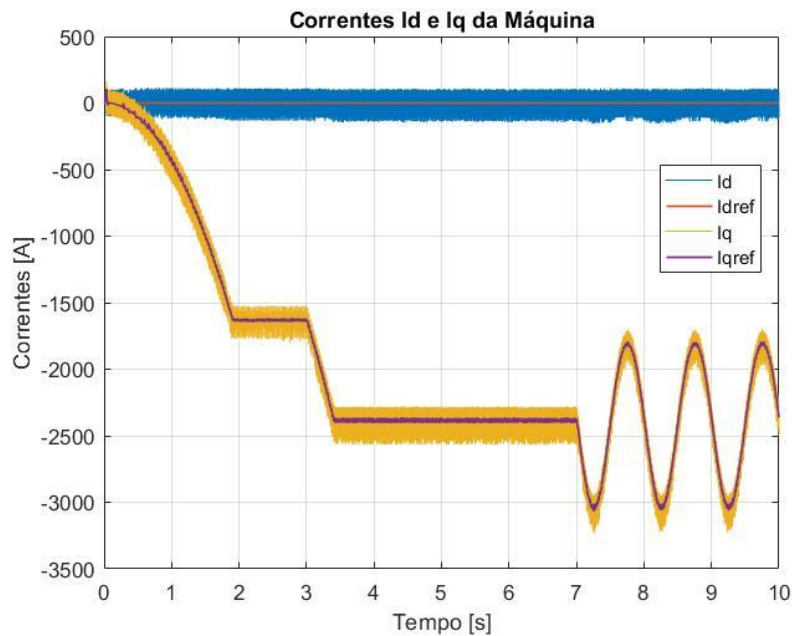


Figura 5.33 – Evolução das correntes  $i_d$  e  $i_q$  de referência e efetivas do lado gerador-conversor.

A Figura 5.34 mostra a evolução temporal da tensão do barramento DC. Verifica-se que a variação da tensão está entre  $\pm 10\%$ .

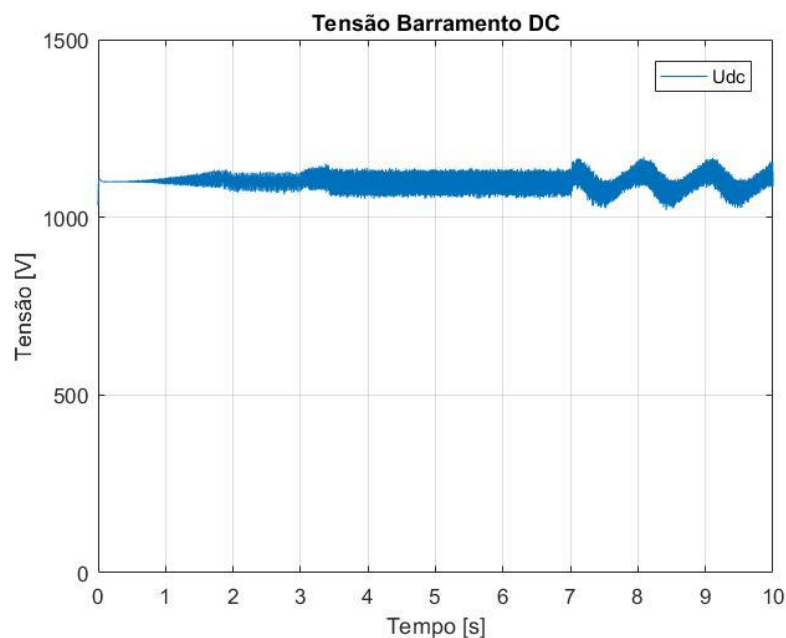


Figura 5.34 – Evolução da tensão do barramento DC.

A Figura 5.35 mostra a evolução temporal da corrente no barramento DC e verifica-se que o valor médio da corrente é negativo.

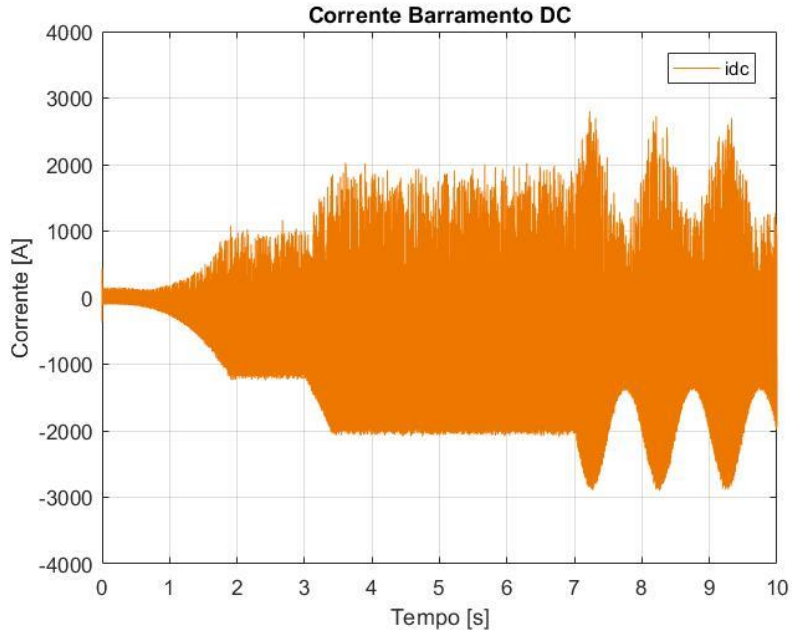


Figura 5.35 – Evolução da corrente no barramento DC.

Nas Figuras 5.36, 5.37, 5.38, 5.39 e 5.40 encontram-se representadas as correntes efetivas e de referência da rede de  $t=1,5s$  a  $t=1,55s$ , de  $t=2,5s$  a  $t=2,55s$ , de  $t=5s$  a  $t=5,55s$ , de  $t=7,2s$  a  $7,25s$  e de  $t=7,7$  a  $t=7,75s$  respetivamente. Nestas Figuras é possível observar o controlo de corrente para dois períodos na frequência de 50Hz (0,4ms) e respetivos valores de amplitude de 500A, 1000A, 2000A e de 2400A respetivamente.

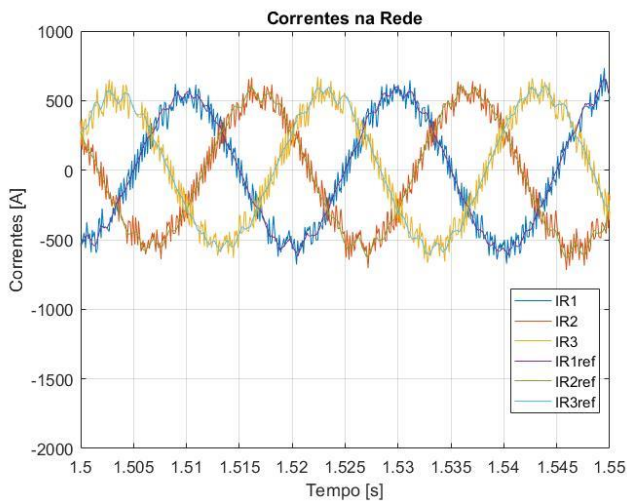


Figura 5.36 – Evolução das correntes na rede (1,5s–1,55s).

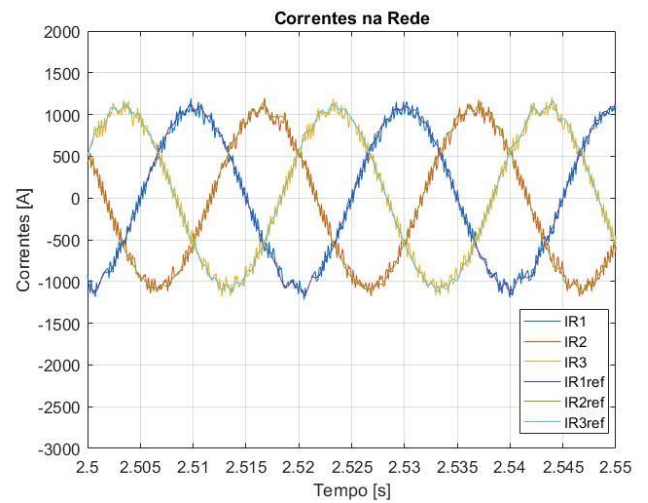


Figura 5.37 – Evolução das correntes na rede (2,5s–2,55s).

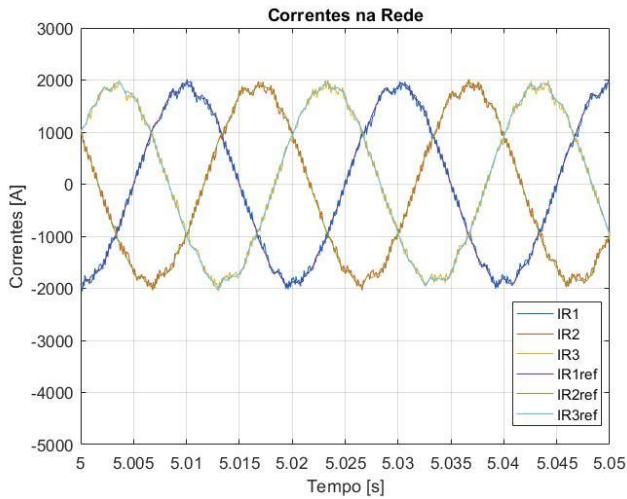


Figura 5.38 – Evolução das correntes na rede (5,0s–5,05s).

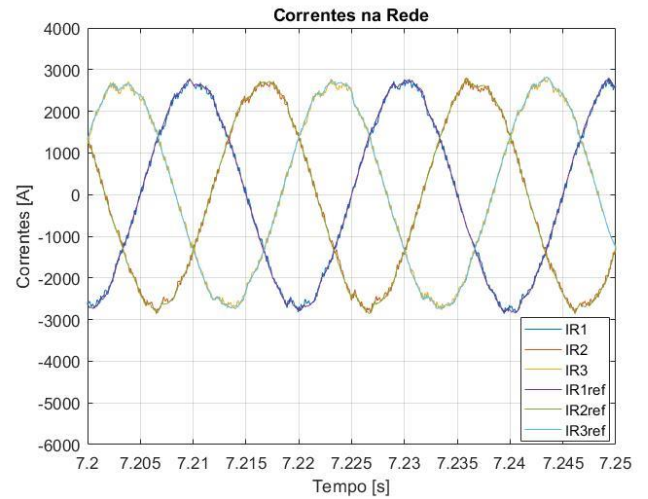


Figura 5.39 – Evolução das correntes na rede (7,2s–7,25s).

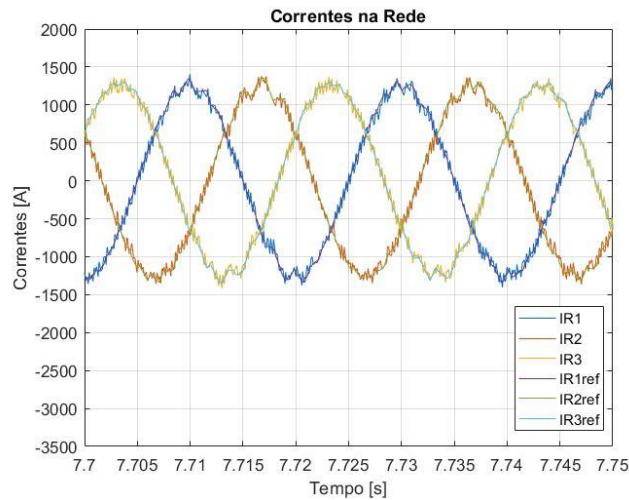


Figura 5.40 – Evolução das correntes na rede (7,7s–7,75s).

Nas Figuras 5.41, 5.42, 5.43, 5.44 e 5.45 encontram-se representadas as evoluções da tensão simples na fase 1 e corrente efetiva na fase 1 da rede para de  $t=1,5s$  a  $t=1,55s$ , de  $t=2,5s$  a  $t=2,55s$ , de  $t=5s$  a  $t=5,55s$ , de  $t=7,2s$  a  $7,25s$  e de  $t=7,7$  a  $t=7,75s$  respetivamente. Nestas Figuras é possível observar que a corrente na fase 1 está em oposição de fase com a tensão simples devido ao sentido das correntes imposto (correntes da rede a entrar no conversor).

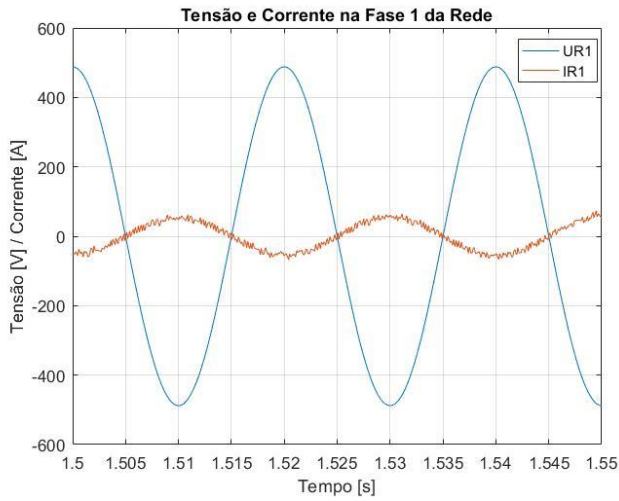


Figura 5.41 – Evolução da tensão simples  $u_{GR1}$  e da corrente  $i_{SR1}$  na fase 1 da rede (1,5s–1,55s).

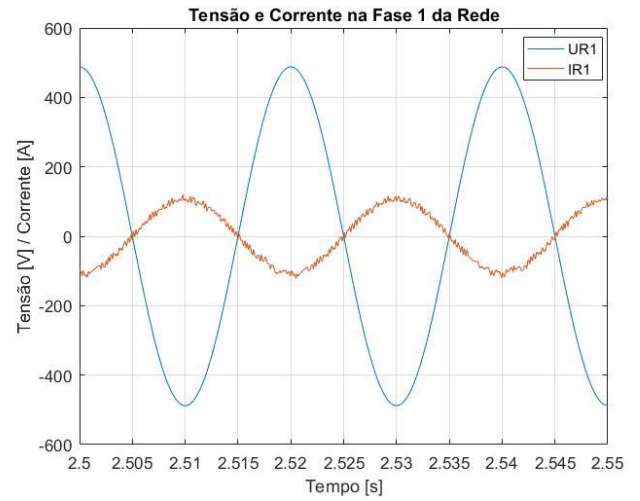


Figura 5.42 – Evolução da tensão simples  $u_{GR1}$  e da corrente  $i_{SR1}$  na fase 1 da rede (2,5s–2,55s).

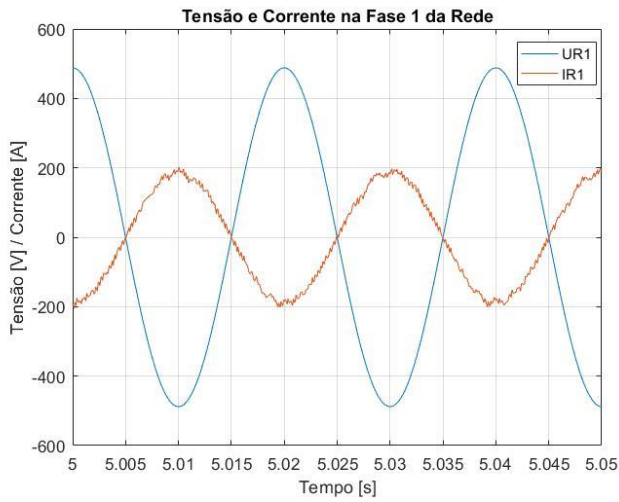


Figura 5.43 – Evolução da tensão simples  $u_{GR1}$  e da corrente  $i_{SR1}$  na fase 1 da rede (5,0 s–5,55s).

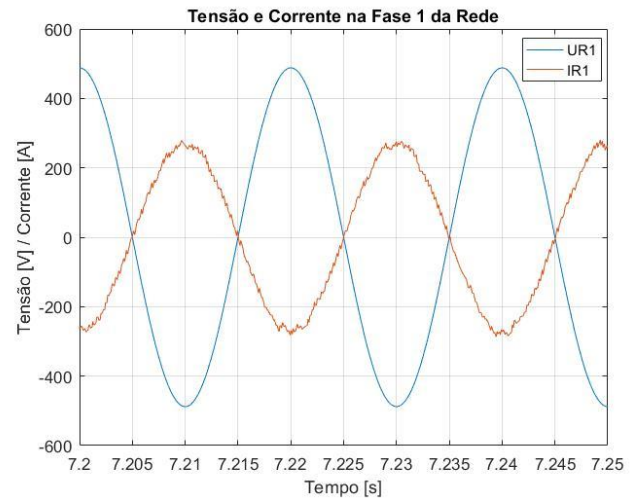


Figura 5.44 – Evolução da tensão simples  $u_{GR1}$  e da corrente  $i_{SR1}$  na fase 1 da rede (7,2s–7,25s).

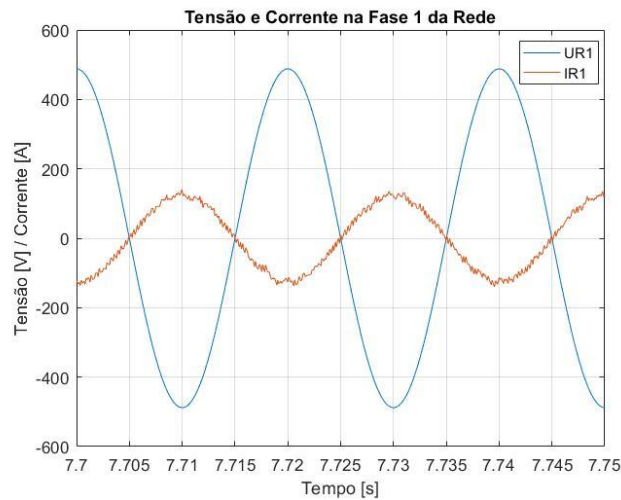


Figura 5.45 – Evolução da tensão simples  $u_{GR1}$  e da corrente  $i_{SR1}$  na fase 1 da rede (7,7s–7,75s).

A Figura 5.46 apresenta as correntes  $i_d$  e  $i_q$  efetivas e de referência da rede. A corrente  $i_q$  de referência é nula e a corrente efetiva é aproximadamente nula devido aos controladores histeréticos apresentarem um valor de erro não nulo (conversão não linear). O valor da corrente  $i_d$  de referência é obtido através do controlo de tensão conforme demonstrado nas Figuras 5.8 e 5.9.

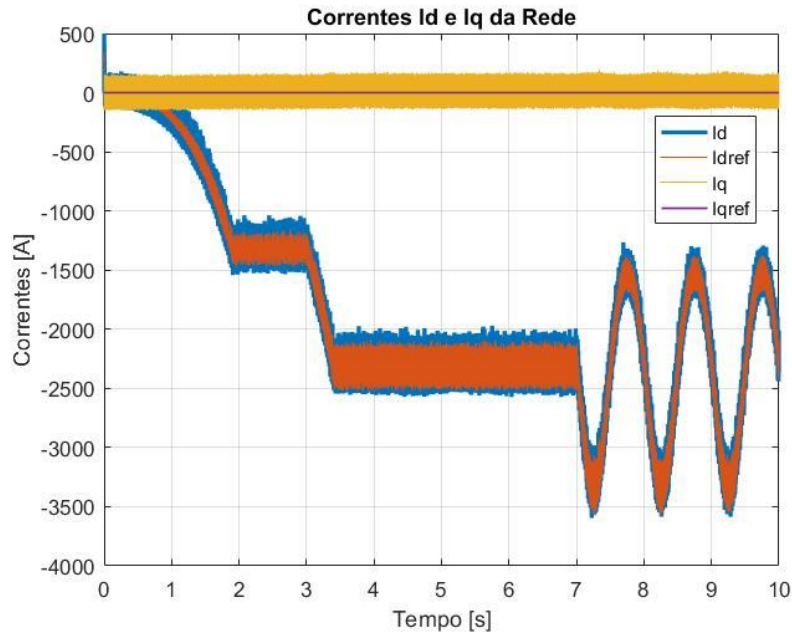


Figura 5.46 – Evolução das correntes  $i_d$  e  $i_q$  de referências e efetivas do lado rede-conversor.

Na Figura 5.47 encontra-se representado a curva de potência da turbina eólica obtida. Verifica-se que tem um coeficiente de potência máximo de 0,42 para uma TSR de 6,16. Ou seja a fração máxima da energia contida no vento que pode ser extraída e aproveitada pela turbina é de 42%. Ao longo de toda a simulação numérica, os valores de  $C_p$  concentram-se entre 0,41 e 0,42 conforme demonstrado na Figura 5.48.

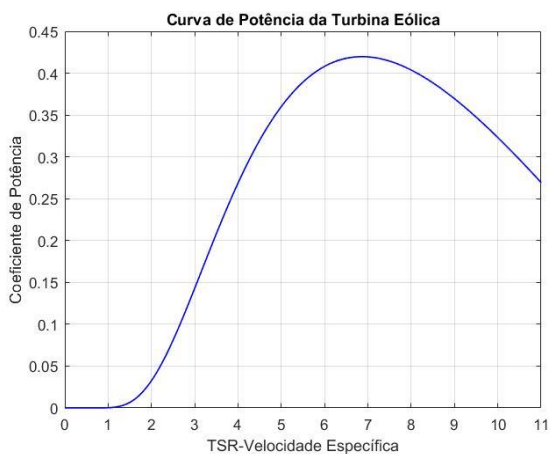


Figura 5.47 – Curva de potência em função da velocidade específica

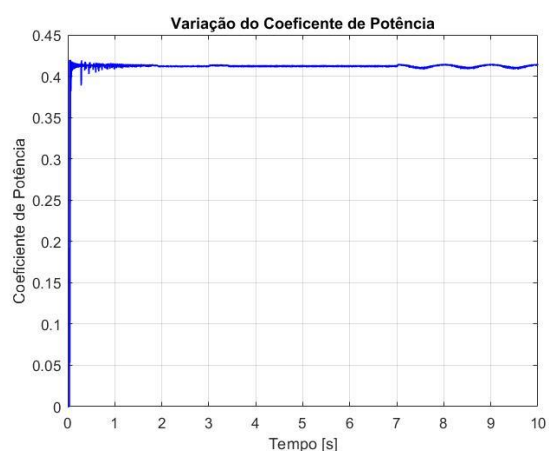


Figura 5.48 – Valores do coeficiente de potência em função do tempo.

### 5.3. Implementação Laboratorial

Foi implementado um protótipo experimental a uma escala de potência reduzida tendo em conta as condições laboratoriais, utilizando um conversor AC/DC do lado rede-conversor para o controlo da tensão do barramento DC e correntes injetadas na rede. Do lado gerador-conversor foi utilizado um retificador trifásico não controlado de acordo com o esquema da Figura 5.49.

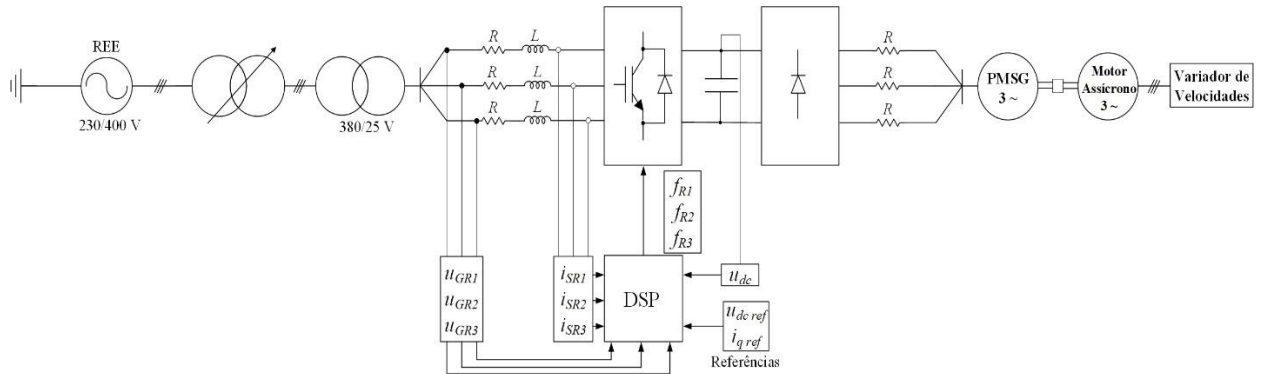


Figura 5.49 – Esquema global da implementação laboratorial.

Foi utilizado um variador de velocidades da marca *SEW-Eurodrive* que acionou um motor assíncrono ao qual estava acoplado o gerador síncrono de magnetos permanentes com as características presentes na Tabela 5.11 e no Anexo D.



Figura 5.50 – Variador de velocidade e acoplamento do motor assíncrono com o gerador síncrono de magnetos permanentes.

## Capítulo 5 – Resultados de Simulação Numérica e Experimentais

Tabela 5.11 – Parâmetros elétricos e mecânicos da máquina síncrona de magnetos permanentes usada na implementação laboratorial.

Tipo de gerador	PMSG 3~ – Rotor Polos Lisos
Corrente Máxima ( $I_{máx}$ )	7,5 A
Tensão Máxima ( $U_{máx}$ )	400 V
Frequência Máxima ( $f_{máx}$ )	100 Hz
Fator de potência ( $FP$ )	$\approx 1$
Velocidade nominal ( $N_N$ )	2000 rpm
Número de par de polos ( $n_{pp}$ )	6
Binário nominal ( $T_N$ )	5 Nm
Resistência do enrolamento do estator ( $R$ )	4,44 $\Omega$ (20°C)
Indutância ( $L$ )	35,4 mH
Momento de inércia ( $J$ )	6,27 kgcm <sup>2</sup>

À saída do gerador implementou-se um retificador trifásico em ponte o qual ligou a um condensador com as características da Tabela 5.12.

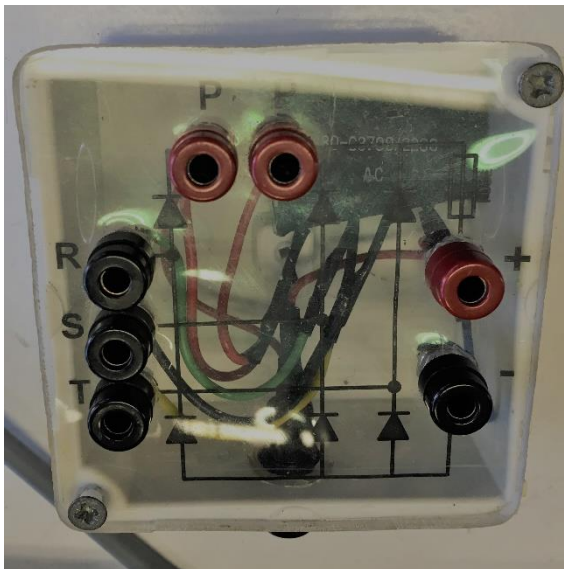


Figura 5.51 – Retificador trifásico em ponte.



Figura 5.52 – Condensador.

Tabela 5.12 – Parâmetros elétricos do condensador usado na implementação laboratorial.

Capacidade ( $C$ )	470 $\mu\text{F}$
Tensão Máxima ( $U_{cmáx}$ )	450 V

Ao condensador ligou-se um inversor de tensão constituído pelo módulo de potência e pelo módulo de comando. O módulo de potência encontra-se representado na Figura 5.53. O módulo de comando é constituído pelo controlador digital de sinal do fabricante *dSPACE*, que faz a interface entre as grandezas elétricas e o modelo elaborado no *software Matlab/Simulink* que se encontra presente no Anexo E. Neste apresenta-se o algoritmo de controlo utilizando blocos específicos para o *DSP* disponíveis na *toolbox dSPACE RT1104*, que possui portas digitais (DS 1104SL) destinadas a gerar os sinais de comando para o conversor, conversores AD (DS1104ADC e DS1104MUX) e conversores DA (DS1104DAC) para a visualização das grandezas elétricas no osciloscópio.

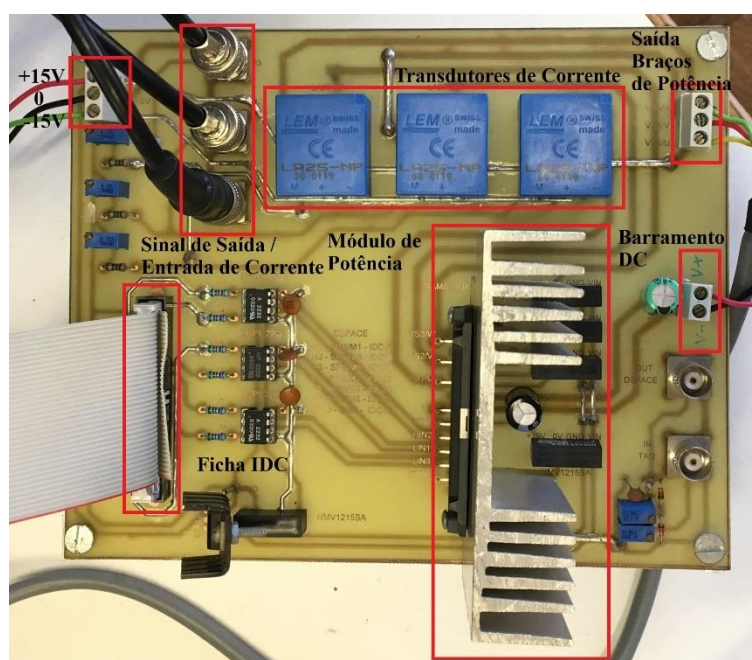


Figura 5.53 – Módulo de potência do conversor AC/DC.

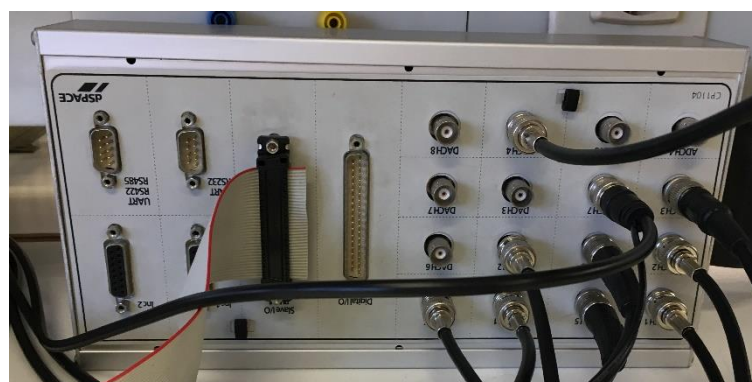


Figura 5.54 – Controlador digital de sinal *dSPACE*.

As características do conversor do protótipo experimental encontram-se identificados nas Tabelas F.1, F.2 e F.3 do Anexo F.

De modo a que a interligação com a rede não se realizasse de forma abrupta, utilizou-se um autotransformador trifásico da marca *METREL*, modelo HTN 0903. Este possibilita a regulação da tensão de saída entre os 0 e 450V com uma corrente máxima por fase de 13A.



Figura 5.55 – Autotransformador trifásico.

Ao autotransformador ligou-se um transformador trifásico, marca *JTS* modelo 38241KJR com uma relação de transformação de 380/25V e ao secundário deste ligou-se uma indutância por fase de 4mH, da marca *Oficel*. Foi ainda utilizado um segundo transformador trifásico para a amostragem das tensões da rede a fim de controlar o conversor.

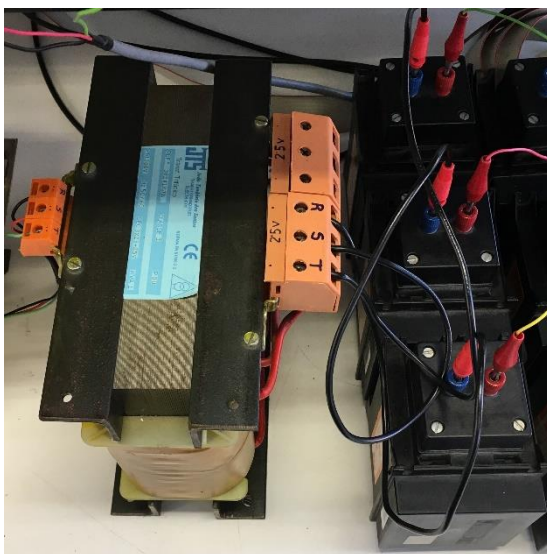


Figura 5.56 – Transformador de interligação com a REE e indutâncias.



Figura 5.57 – Transformador para obtenção das amostragens das tensões da rede.

## Capítulo 5 – Resultados de Simulação Numérica e Experimentais

Para a alimentação do conversor, foi utilizada uma fonte de alimentação, da marca METRIX, modelo AX 323. Relativamente à visualização gráfica das grandezas a retirar, foi utilizado um osciloscópio digital da *Tektronix* TDS 2014.



Figura 5.58 – Fonte de alimentação.

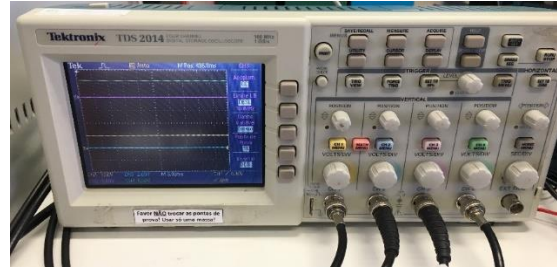


Figura 5.59 – Osciloscópio digital.

Para leitura da tensão do barramento DC foi utilizada uma sonda de tensão ativa, da marca *TESTEC* modelo TT-SI 9001.



Figura 5.60 – Sonda de tensão diferencial.

## 5.4. Comparação entre Resultados de Simulação e Experimentais

Após a implementação laboratorial, foram realizados ensaios para análise do regime dinâmico e permanente do sistema. As Tabelas 5.13 e 5.14 demonstram os parâmetros utilizados em ambas as análises. A validação da implementação foi realizada elaborando uma nova simulação numérica no software *Matlab/Simulink* de acordo com a Figura 5.49, esta encontra-se representada no Anexo G.

### 5.4.1. Ensaios em Regime Dinâmico

Tabela 5.13 – Parâmetros dos ensaios em regime dinâmico.

Parâmetros utilizados						
$u_{REE}$	$R$	$L$	$u_{dc}^*$	$i_d$	$i_q$	$N_{maq}$
400V:25V	0,1mΩ	4mH	50V $\uparrow$ 60V 60V $\downarrow$ 50V	PI	0	355rpm

Na Figura 5.61 encontram-se representados os valores das tensões de referência e efetivas do barramento DC bem como as correntes  $i_d$  de referência e efetiva. Com a máquina a rodar à velocidade de 355rpm e componente reativa nula ( $i_q=0$ ), foi aplicada uma variação no valor de tensão de 50V para 60V observando-se uma diminuição no valor da corrente  $i_d$ . Na Figura 5.62 encontram-se representadas as mesmas grandezas nas mesmas condições, mas foi aplicada uma variação no valor de tensão de 60V para 50V observando-se um aumento no valor da corrente  $i_d$ . Em ambos o caso se verificou o controle de tensão  $u_{dc}$  e de correntes na rede, ao controlar  $i_d$ .

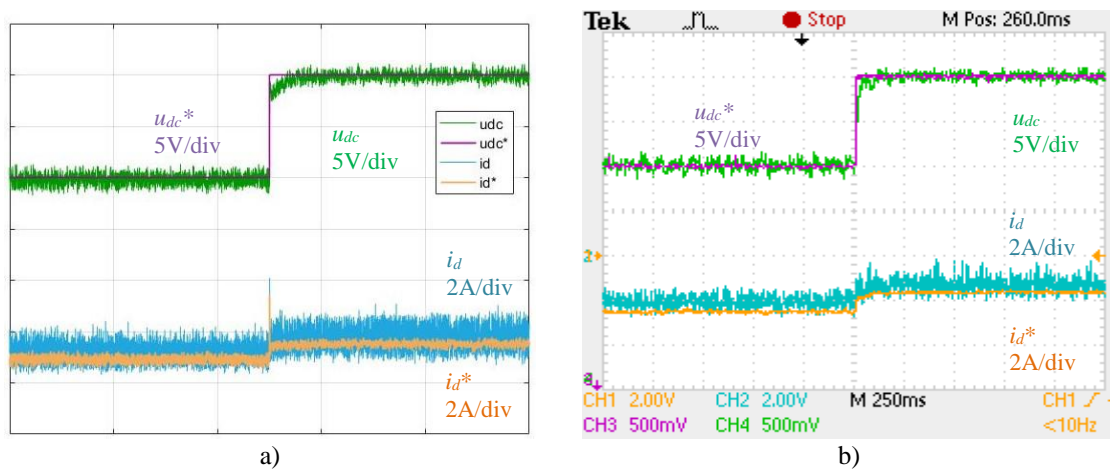


Figura 5.61 – Variação da tensão  $u_{dc}$  ( $u_{dc}=50V \gg u_{dc}=60V$ ) e variação das correntes  $i_d$  de referência e efetiva a) Simulação b) Experimental.

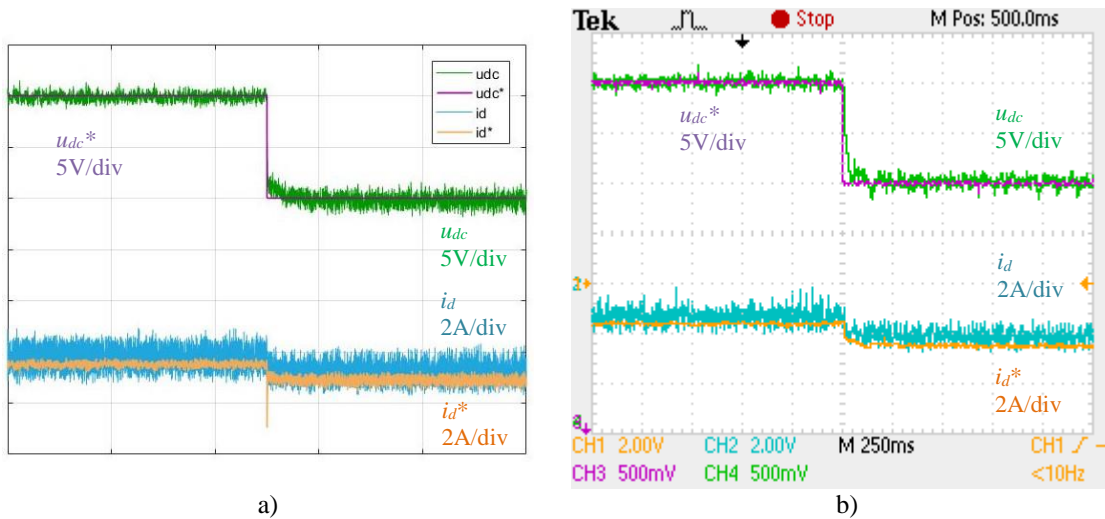


Figura 5.62 – Variação da tensão  $u_{dc}$  ( $u_{dc}=60V \gg u_{dc}=50V$ ) e variação das correntes  $i_d$  de referência e efetiva a) Simulação b) Experimental.

### 5.4.2. Ensaios em Regime Permanente

Tabela 5.14 – Parâmetros dos ensaios em regime permanente.

Parâmetros utilizados						
$u_{REE}$	$R$	$L$	$u_{dc}^*$	$i_d$	$i_q$	$N_{maq}$
400V:25V	0,1m $\Omega$	4mH	50V	PI	0 / -3A / 3A	355rpm

Na Figura 5.63 encontram-se representadas a tensão de referência e efetiva do barramento DC bem como a corrente de referência e efetiva da fase 1 com um valor de  $u_{dc}$  constante de 50V. Verifica-se o controle de tensão  $u_{dc}$  e das correntes injetadas na rede. Na Figura 5.64 encontra-se representado o valor da tensão efetiva do barramento DC bem como as correntes de referências e efetivas da fase 1, 2 e 3 nas mesmas condições. Verifica-se também o controle de tensão  $u_{dc}$  e das correntes injetadas na rede.

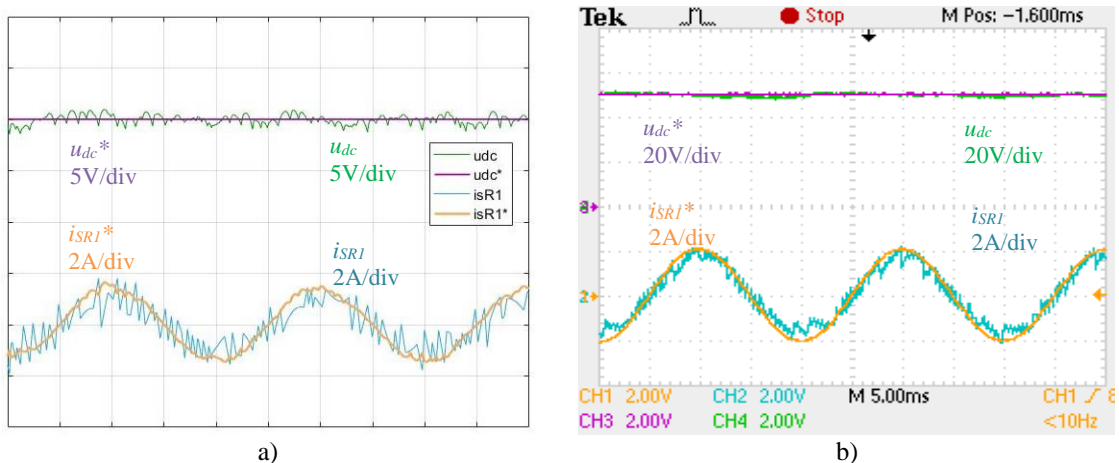


Figura 5.63 – Valor da tensão de referência  $u_{dc}$  e variação da corrente de referência e efetiva na fase 1 a) Simulação b) Experimental.

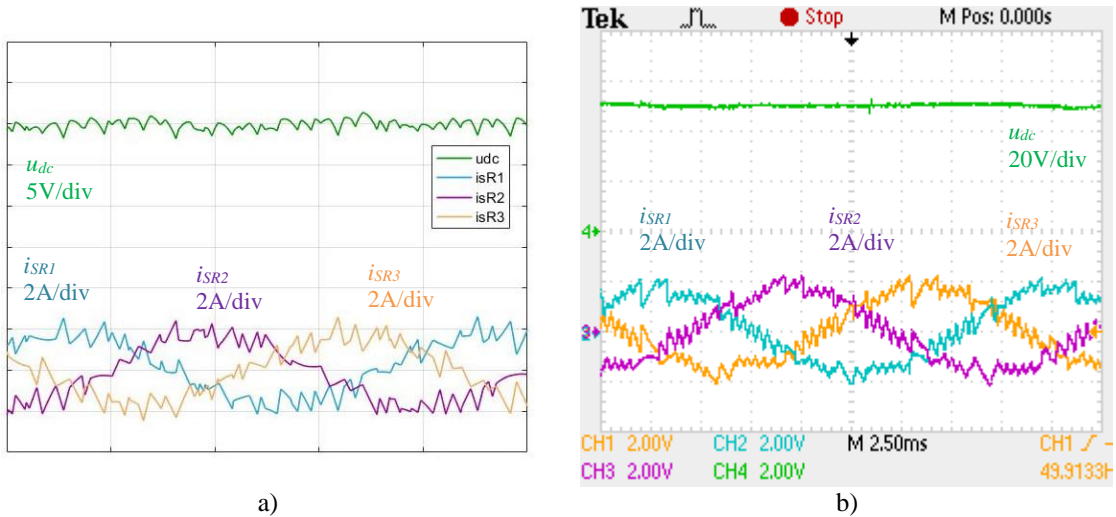


Figura 5.64 – Valor da tensão efetiva  $u_{dc}$  e variação das correntes nas fases 1, 2 e 3  
a) Simulação b) Experimental.

Na Figura 5.65 encontra-se representado o valor da tensão efetiva do barramento DC bem como o valor de tensão e corrente efetiva na fase 1. Verifica-se que a corrente da fase 1 encontra-se em oposição de fase com a tensão da rede, devido ao sentido das correntes escolhido, obtendo-se um valor de potência média negativo e respetiva injeção de potência na rede.

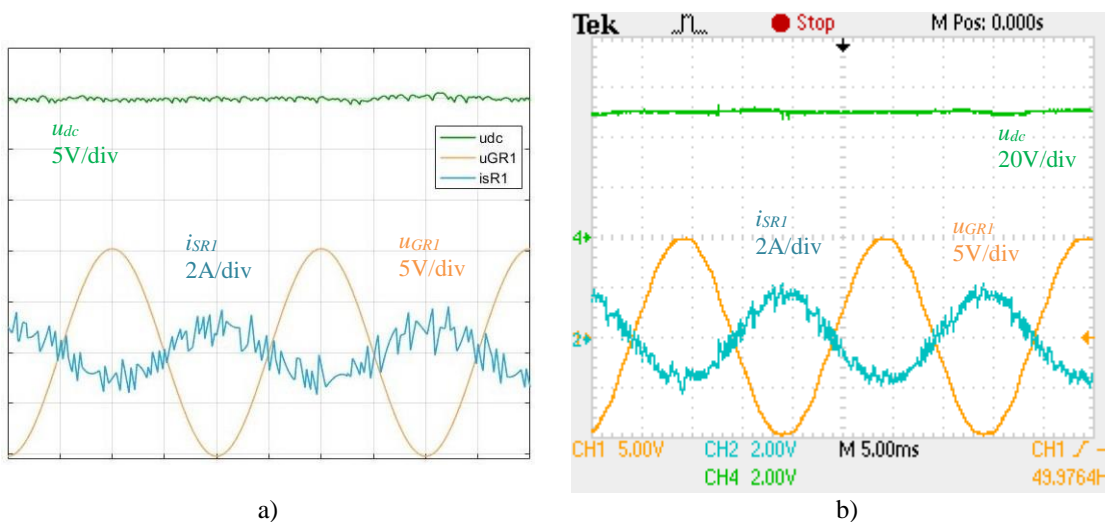


Figura 5.65 – Valor da tensão efetiva  $u_{dc}$  e variações do valor da tensão e da corrente na fase 1  
a) Simulação b) Experimental.

Na Figuras 5.66 e 5.67 encontram-se representadas as mesmas grandezas da Figura 5.65 com exceção do valor da corrente  $i_q$  de valor -3A e 3A respetivamente. Verifica-se injeção de potência reativa e atraso da corrente quando a corrente  $i_q$  toma valores negativos e avanço da corrente quando a corrente  $i_q$  toma valores positivos.

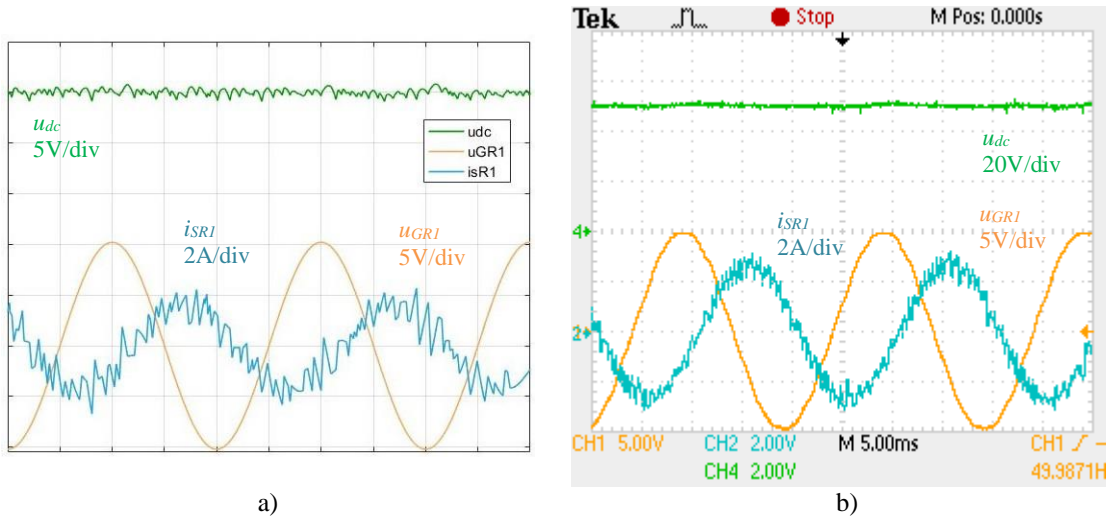


Figura 5.66 – Valor da tensão efetiva  $u_{dc}$  e variações do valor da tensão e da corrente na fase 1 (em atraso) – a) Simulação b) Experimental.

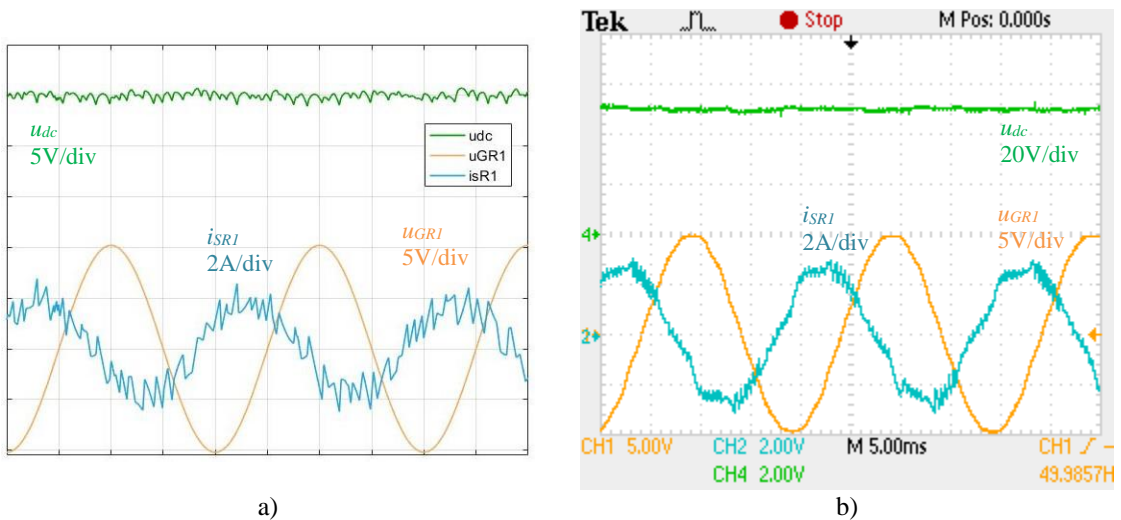


Figura 5.67 – Valor da tensão efetiva  $u_{dc}$  e variações do valor da tensão e da corrente na fase 1 (em avanço) – a) Simulação b) Experimental.

Na Figura 5.68 encontra-se o espectro de frequência da corrente na fase 1 com 50Hz/div onde se observa o valor da primeira harmónica da rede (50Hz). Na Figura 5.69 encontra-se o espectro de frequência da corrente na fase 1 com 1,25kHz/div, onde é possível observar o valor da primeira harmónica da rede (50Hz) no instante inicial do espectro e valor harmónico em 2,5kHz e entre 3,75/4kHz valores estes que se devem à frequência de comutação dos dispositivos semicondutores do conversor.

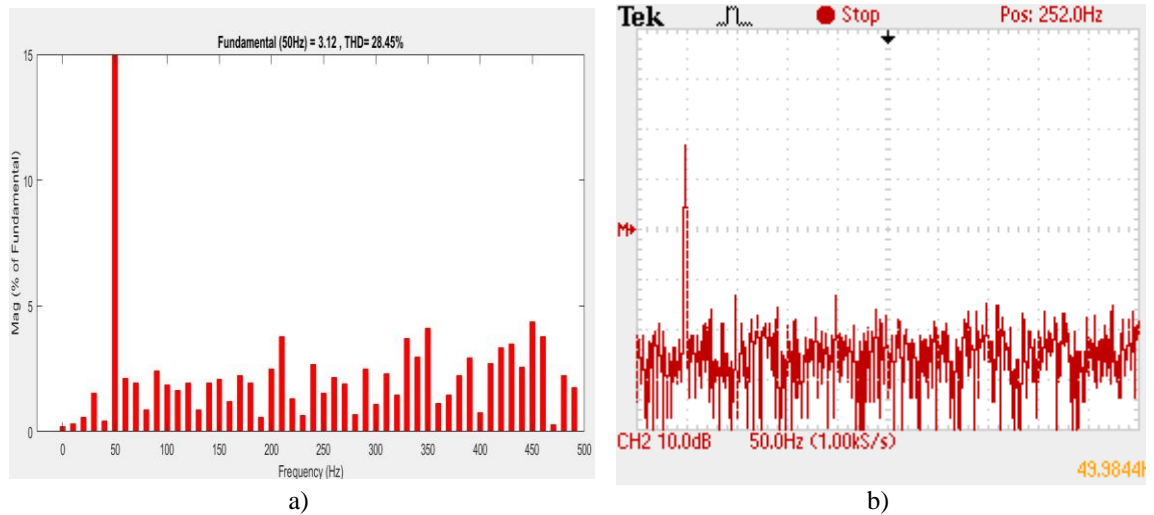


Figura 5.68 – Espectro de frequência da corrente na fase 1 a 50Hz/div a) Simulação b) Experimental.

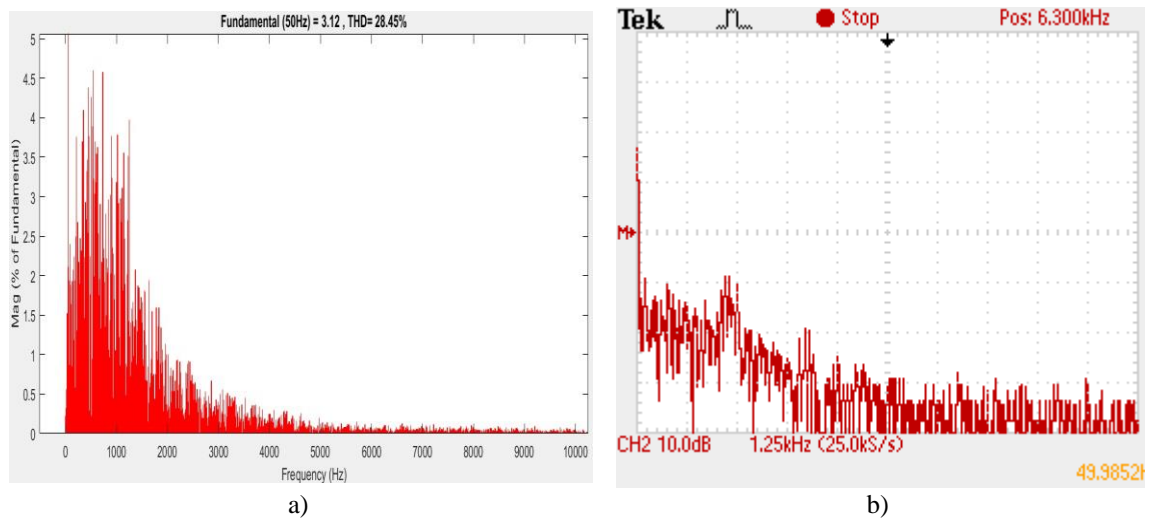


Figura 5.69 – Espectro de frequência da corrente na fase 1 a 1,25kHz/div a) Simulação b) Experimental.



# **Capítulo 6**

## **Conclusões**

O presente capítulo apresenta as conclusões gerais da presente dissertação bem como as perspectivas de desenvolvimentos futuros que possam vir a ser elaborados.



## 6. CONCLUSÕES

### 6.1. Conclusões Gerais

Os objetivos propostos nesta dissertação foram atingidos com o estudo teórico, simulação numérica e validação experimental de um sistema de controlo de um aerogerador através da conversão de energia. Para a obtenção deste sistema foram utilizados dois onduladores de tensões trifásicos bidirecionais em potência, como conversores de interligação com rede de energia elétrica e máquina elétrica (conversão dual ou conversão *back-to-back*).

A simulação numérica pode funcionar nos dois sentidos, embora esta tenha tido como objetivo a injeção de potência na rede de energia elétrica. Foram implementados diversos subsistemas em *Matlab/Simulink* utilizando a *toolbox SimPowerSystems* de acordo com os modelos da turbina eólica, máquina síncrona de magnetos permanentes, dos conversores de potência e respetivos métodos de controlo. Foram utilizados controladores do tipo PI para controlar a velocidade da máquina e tensão do barramento DC atuando nas componentes de eixo em quadratura e eixo direto respetivamente. Para o controlo de corrente de ambos os lados foram utilizados controladores histeréticos. Tendo sido efetuadas transformações de referenciais e obtenção do sincronismo com a rede de energia elétrica.

A implementação laboratorial permitiu o controlo da corrente injetada na rede de energia elétrica e controlo da tensão do barramento DC, com o gerador a rodar a velocidade constante. Intervindo na malha de controlo de corrente foi possível atuar na componente reativa, atrasando ou avançando a corrente em relação à tensão da rede. Verificou-se a resposta do sistema a escalões variando os valores da corrente no eixo direto e em quadratura bem como na tensão do barramento DC.

Por limitações físicas do laboratório implementou-se um protótipo experimental a uma escala de potência reduzida que demonstrou resultados positivos e semelhantes do lado rede-conversor, diferindo apenas nos valores de amplitude das grandezas elétricas.

## 6.2. Desenvolvimentos Futuros

Neste subcapítulo, descrevem-se alguns tópicos que podem vir a ser úteis para outros trabalhos a ser desenvolvidos tendo como base esta dissertação:

- A utilização de outras topologias de produção de energia eólica como a do gerador duplamente alimentado (DFIG), gerador de indução de rotor bobinado (IG) ou gerador síncrono de rotor bobinado (EESG);
- A utilização de outros tipos de conversores como os conversores multiníveis ou matriciais;
- A utilização de outro tipo de controladores como por exemplo os controladores preditivos;
- Implementação de um sistema de armazenamento local como uma bateria ou interligação com uma pilha de combustível, quando não haja necessidade de injeção de potência na rede;
- Implementação de um algoritmo de busca de ponto de potência máximo (MPPT) usado para determinação da velocidade ótima do rotor para um determinado valor de velocidade de vento por forma a extrair a potência máxima;
- Implementação de outros microcontroladores ao modelo desenvolvido como, por exemplo os FPGA, em alternativa ao *dSPACE* para gerar os sinais de disparo dos semicondutores;
- Implementação experimental com dois conversores possibilitando o controlo da velocidade da máquina.

# **Referências Bibliográficas**

## REFERÊNCIAS

- [1] – Abhishiktha Tummala; Ratna Kishore Velamati; Dipankur Kumar Sinha; V. Indraj; V. Hari Krishna, “*A review on small wind turbines*” in ScienceDirect, 2015.
- [2] – Agnė Bertašienė; Brian Azzopardi, “*Synergies of Wind Turbine control techniques*” in ScienceDirect, 2015.
- [3] – “*History of Wind Energy*”, Wind Energy Foundation, 2016.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history>
- [4] – Fiorentino, Anna Maria, “*A free and inexhaustible source*”, Aeolian Energy, 2008.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.catpress.com/bplanet9/eeolica.htm>
- [5] – “Sail Power”, Sail Windmill in Doomsteaddiner.net, 2013.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.doomsteaddiner.net/forum/index.php?topic=1413.30>
- [6] – “Energia Eólica Princípios e Tecnologias”, CEPTEL, 2008.
- [7] – Hardy, Chris, “*Renewable Energy and role of Marykirk’s James Blyth*”, TheCourier.co.uk.  
Consultado a 14/01/2018.  
<https://web.archive.org/web/20100710100046/http://www.thecourier.co.uk/Community/Heritage-and-History/article/2332/renewable-energy-and-role-of-marykirk-s-james-blyth.html>
- [8] – Richardson, Jake, “*America’s First Wind Turbine Generated Electricity In 1888*”, Clean Technica, 2014.  
Consultado a 14/01/2018.  
<https://cleantechnica.com/2014/06/22/americas-first-wind-turbine-generated-electricity-1888/>
- [9] – “*The Wind Energy Pioneer – Poul la Cour*”, Danish Wind Industry Association, 2003.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.windpower.org/en>
- [10] – “*Wind Turbine History*”, Centurion Energy, 2013.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://centurionenergy.net/wind-turbine-history>

## Referências

- [11] – Hau, Erich, “*Wind Turbines – Fundamentals, Technologies, Application, Economics*”, Springer, 2006, ISBN-10 3-540-24240-6.
- [12] – Antunes, Francisco José Pires, “Desenvolvimento actual e perspectivas futuras da energia eólica offshore em Portugal”, Dissertação de Mestrado em Engenharia das Energias Renováveis, FCT-UNL, 2016.
- [13] – “*European Turbine makes 1975 – 1985 – WTS-75*”, Winds Of Change, 2018.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.windsofchange.dk/WOC-eurturb.php>
- [14] – “*The WTS-3 & 4 Wind Turbines*”, The Wind Turbine Company, 2013.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.windturbinecompany.com/our-lineage.html>
- [15] – Castro, Rui, “Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini Hídrica”, IST Press, 2012, ISBN 978-972-8469-01-6.
- [16] – Shanan, Zachary, “*History of Wind Turbines*”, Renewable Energy World, 2014.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2014/11/history-of-wind-turbines.html>
- [17] – Gipe, Paul, “*San Gorgonio Pass and the “Abandoned Wind Turbines” Near Palm Springs, California—an Update*”, Large Wind Turbines on wind-works.org.  
Consultado a 14/01/2018.  
[http://www.windworks.org/cms/index.php?id=85&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=2804&cHash=ceac96f5cb7597fd41366e9b4ceeca04](http://www.windworks.org/cms/index.php?id=85&tx_ttnews%5Btt_news%5D=2804&cHash=ceac96f5cb7597fd41366e9b4ceeca04)
- [18] – “*Offshore Wind Turbines – Ebeltoft the first semi-offshore windfarm*”, University of Strathclyde – Power from the wind.  
Consultado a 14/01/2018.  
[http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web\\_sites/98-9/offshore/wind/windintr.htm](http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/98-9/offshore/wind/windintr.htm)
- [19] – “Parque Eólico do Cabeço do Carvalho”, Parques eólicos, Electricidade da Madeira, 2015.  
Consultado a 14/01/2018.  
<https://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-elétrico/produção/parques-eólicos/parque-eólico-do-cabeço-do-carvalho/>
- [20] – “Parque Eólico de Sines”, Portal das Energias Renováveis, 2018  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://energiasrenovaveis.com/>

## Referências

- [21] – “*Humber Gateway Offshore Wind Farm*”, 4Coffshore, 2016.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.4coffshore.com/windfarms/humber-gateway-united-kingdom-uk10.html>
- [22] – Duddu, Praveen, “*Top 10 biggest wind farms*”, Power Technology, 2013.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.power-technology.com/features/feature-biggest-wind-farms-in-the-world-texas/>
- [23] – “*Renewables 2017, Global Status Report*”, REN21, 2017.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [24] – “Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental”, APREN, 2017.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>
- [25] – “*Where does Wind Energy come From?*”, Danish Wind Industry Association, 2003  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://www.windpower.org/en>
- [26] – Urbano, Lensyl, “*Global Atmospheric Circulation and Biomes*”, Montessori Muddle, 2012.  
Consultado a 14/01/2018.  
<http://montessorimuddle.org/2011/04/21/global-atmospheric-circulation-and-biomes/>
- [27] – Camus, Cristina, “Energia eólica, Resumo de apoio a Energias Renováveis”, ISEL, 2007.
- [28] – Nunes, Fernando M. D. Oliveira, “Folhas de apoio de Fontes de Energias Renováveis”, ISEL, 2015.
- [29] – Araújo, João; Monteiro, Ana Catarina, “Trabalho de Avaliação Técnico Económica de um Empreendimento de Geração de Energia Eólica”, Trabalho Prático da Unidade Curricular Energias Renováveis, do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica do ISEL, 2015.
- [30] – Ferreira, Abel António de Azevedo, “Sistema de produção de energia eólica”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, 2011.

## Referências

- [31] – “*The Inside of a Wind Turbine*”, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2017.  
Consultado a 14/01/2018.  
<https://energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine-0>
- [32] – Baroudi, Jamal A.; Dinavahi, Venkata; Knight, Andrew M.; “*A review of power converter topologies for wind generators*”, in ScienceDirect, 2007.
- [33] – J.G.Slootweg, H. Polinder, W.L.Kling, “*Dynamic Modeling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls*”, 2001.
- [34] – Kaltshmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas; “*Renewable Energy, Technology, Economics and Environment*”, Springer, 2007, ISBN 978-3-540-70947-3.
- [35] – Melício, Rui; Mendes, Victor, “*Doubly Fed Induction Generator Systems For Variable Speed Wind Turbine*”, ISEL, 2005.
- [36] – E141-ENERCON, 2018.  
Consultado a 14/01/2018.  
<https://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-141-ep4/>
- [37] – Palma, João, “*Accionamentos Electromecânicos de Velocidade Variável*”, Fundação Calouste Gulbenkian, 1999, ISBN 972-31-0839-9.
- [38] – Gamboa, Paulo; Chaves, Miguel, “*Obtenção do modelo dinâmico da parte electromagnética de uma máquina síncrona de magnetos permanentes*”, Documento de apoio, ISEL, 2015.
- [39] – Lopes, Flávio Jorge dos Santos, “*Utilização de Baterias de Iões de Lítio em Sistemas de Armazenamento de Energia*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, ISEL, 2016.
- [40] – Chaves, Miguel; Gambôa Paulo, Lopes, “*Conversor AC/DC e DC-AC Trifásico Totalmente Controlado – Tópicos Sobre Modelação*”, Documentação de apoio a conversores eletrónicos de potência, ISEL, 2016.
- [41] – Chaves, Miguel; Gambôa Paulo, Lopes, “*Cálculo de Potências – Sistema Monofásico e Sistema Trifásico*”, Documentação de apoio no balanço de potências e sincronismo com a rede para sistemas monofásicos e trifásicos, ISEL, 2016.
- [42] – Duarte, Jorge Miguel Rodrigues, “*Retificador Trifásico Controlado com Fator de Potência Quase Unitário*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, ISEL, 2015.

## Referências

- [43] – Huang Nantao, “*Simulation of Power Control of a Wind Turbine Permanent Magnet Synchronous Generator System*”, *Master Thesis, Marquette University*, 2013
- [44] – Silva, J.Fernando A., “*Electrónica Industrial Semicondutores e Conversores de Potência*”, Fundação Calouste Gulbenkian, 2013, ISBN 978-972-31-1499-7.
- [45] – Kazmierkowski, Marian P; Malesani, Luigi, “*Current control techniques for three phase voltage source PWM converters :a survey*”, IEEE, 1998.

# **Anexos**

# ANEXOS

## Anexo A – Dados Técnicos da Turbina E-141 EP4



THE ENERCON 4 MW PLATFORM

**E-141 EP4** **4.2 MW**

Smart. Efficient. Silent.

  [enercon.de/e141-ep4](http://enercon.de/e141-ep4) 

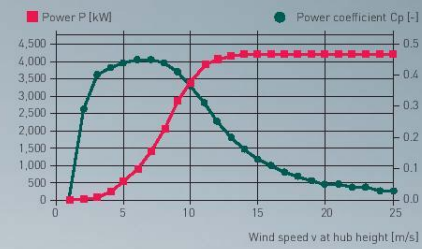
 **ENERCON**  
ENERGY FOR THE WORLD

# E-141 EP4\_ 4.2 MW

## New ENERCON specialist in 4 MW platform for inland sites

With their new E-141 EP4 / 4 200 kW turbine, ENERCON is offering a customized solution in the 4 MW segment for low wind inland sites. Tall towers and a larger rotor diameter allow for increased annual revenue and low sound power levels.

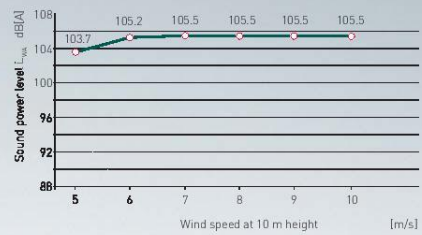
Calculated power curve E-141 EP4 / 4.2 MW



### Technical details

- Rated power: 4 200 kW
- Rotor diameter: 141 m
- Hub height: 129 / 159 m
- Wind class (IEC): IEC/EN IIIA
- Rotational speed: variable, 4 - 10.6 rpm
- Cut-out wind speed: 28 - 34 m/s

Sound power level E-141 EP4 / 4.2 MW - 129 m hub height



### Nacelle

- Modular nacelle design to reduce production, transport and assembly time
- Use of premium quality cast components
- Simplified logistics due to the use of standard containers

### Generator

- Maximum running smoothness, minimised sound emission and maximum efficiency
- 2-part generator design optimized for production and logistics
- Advanced cooling concept with 35% less energy loss in cooling system
- No use of rare earth elements

### Rotor blade

- Innovative aerodynamic design for maximum yield in the low wind range
- Significant reduction of sound emissions by using Trailing Edge Serrations (TES)
- 2-part blade design optimized for production and logistics
- Significant increase in yield at cold climate sites
- Excellent lightning protection system
- Yield optimized flat-back profile
- Minimal structural loads

4 MW PLATFORM



E-141 EP4  
Ø 141 m  
IEC IIIa



E-126 EP4  
Ø 126 m  
IEC IIa

## Anexo B – Transformação de Coordenadas $123$ para $\alpha\beta$

Considerando a Figura B.1.

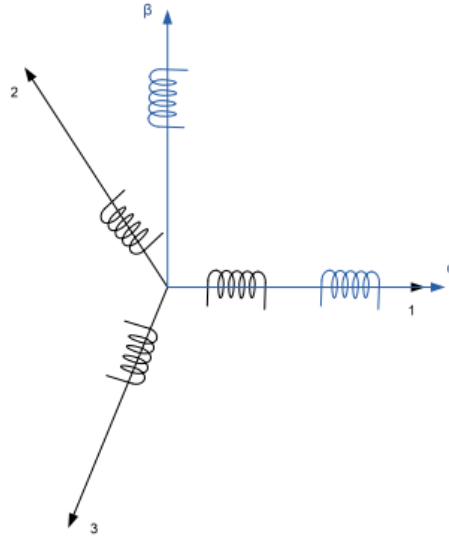


Figura B.1 – Posição relativa entre os referenciais  $123$  e  $\alpha\beta$ .

$$X_{123} = (x_1, x_2, x_3) \quad \text{B.1}$$

$$X'_{\alpha\beta} = (x'_\alpha, x'_\beta) \quad \text{B.2}$$

A equação (B.3) reflete a projeção das componentes do vetor  $x$  em coordenadas  $123$  nos eixos do referencial  $\alpha\beta$ .

$$\begin{cases} x'_\alpha = x_1 - x_2 \cos(60^\circ) - x_3 \cos(60^\circ) = x_1 - \frac{1}{2}x_2 - \frac{1}{2}x_3 \\ x'_\beta = x_2 \sin(60^\circ) - x_3 \sin(60^\circ) = \frac{\sqrt{3}}{2}x_2 - \frac{\sqrt{3}}{2}x_3 \end{cases} \quad \text{B.3}$$

Para transformar tensões e correntes, a potência calculada utilizando as grandezas em ambos os referenciais têm de ser iguais.

$$p_{123} = u_1 i_1 + u_2 i_2 + u_3 i_3 \quad \text{B.4}$$

$$\begin{aligned} p'_{\alpha\beta} &= u'_\alpha i'_\alpha + u'_\beta i'_\beta \\ &= \left( u_1 - \frac{1}{2}u_2 - \frac{1}{2}u_3 \right) \left( i_1 - \frac{1}{2}i_2 - \frac{1}{2}i_3 \right) \end{aligned} \quad \text{B.5}$$

Anexos

$$\begin{aligned}
 & + \left( \frac{\sqrt{3}}{2} u_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} u_3 \right) \left( \frac{\sqrt{3}}{2} i_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} i_3 \right) \\
 & = \frac{3}{2} (u_1 i_1 + u_2 i_2 + u_3 i_3) = \sqrt{\frac{3}{2}} \sqrt{\frac{3}{2}} (u_1 i_1 + u_2 i_2 + u_3 i_3)
 \end{aligned}$$

A fim de garantir a igualdade de potência em (B.5) é necessário incluir um fator  $\sqrt{\frac{2}{3}}$  na transformação conforme a expressão (B.6).

$$\begin{cases} x_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( x_1 - \frac{1}{2} x_2 - \frac{1}{2} x_3 \right) \\ x_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( \frac{\sqrt{3}}{2} x_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} x_3 \right) \end{cases} \quad \text{B.6}$$

Define-se a matriz de transformação *concordia*  $C$ , onde se inclui uma terceira coluna relativa à componente homopolar (por exemplo a corrente do neutro no caso de conversão de correntes)  $k (x_{1+} x_{2+} x_3)$  onde  $k = \sqrt{\frac{1}{2}}$  de modo a  $C^{-1} = C^T$  e  $CC^{-1} = I$ , conforme (B.7)-(B.11).

$$X_{123} = CX_{\alpha\beta 0} \quad \text{B.7}$$

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/\sqrt{2} \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 & -1/\sqrt{2} \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 & -1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad \text{B.8}$$

$$C^{-1} = C^T \quad \text{B.9}$$

$$X_{\alpha\beta 0} = C^T X_{123} \quad \text{B.10}$$

$$C^T = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad \text{B.11}$$

### Anexo C – Transformação de Coordenadas $\alpha\beta$ para $dq0$

Para calcular a matriz de rotação, que permite passar do referencial bifásico estático equivalente,  $\alpha\beta$ , para o referencial bifásico equivalente girante,  $dq0$ , considera-se um ângulo de defasamento entre referenciais  $\theta$ , conforme a Figura C.1.

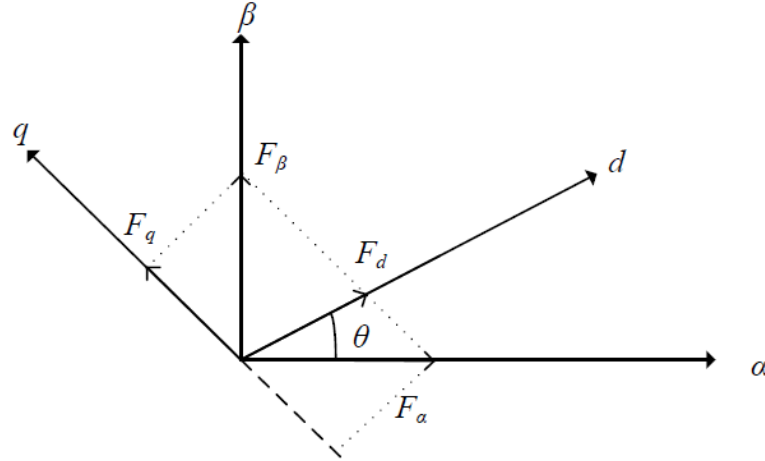


Figura C.1 – Referencial girante e estacionário.

Da Figura C.1, conclui-se (C.1).

$$\begin{cases} F_d = F_{d\alpha} + F_{d\beta} \\ F_q = F_{q\alpha} + F_{q\beta} \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} F_d = F_\alpha \cos \theta + F_\beta \sin \theta \\ F_q = -F_\alpha \sin \theta + F_\beta \cos \theta \end{cases} \quad \text{C.1}$$

Passando (C.1) para a forma matricial, adicionando componente homopolar obtém-se (C.2).

$$\begin{bmatrix} F_d \\ F_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_\alpha \\ F_\beta \end{bmatrix} \equiv \begin{bmatrix} F_d \\ F_q \\ F_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_\alpha \\ F_\beta \\ F_0 \end{bmatrix} \quad \text{C.2}$$

Aplicando a mesma lógica de (C.2), é possível definir a matriz de rotação ou matriz de transformação de Park  $[P]$ , obtendo-se (C.3).

$$P(\theta)^T = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \Leftrightarrow P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 0 \\ \sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{C.3}$$

## Anexo D – Parâmetros da Máquina Síncrona do Laboratório

### Informação de produto



### Designação de catálogo

DFY71ML/TH

### Dados do produto

Número de série	: 01.3371124501.0001.02
Posição de montagem	: B5
Posição de montagem / IM	: B5
Pos. da caixa de terminais	: 270 / normal
Cor	: RAL 9005 Preto escuro
Ponta do veio de saída	: 19x40 mm
Flange	: 105 mm comprimento da aresta
Velocidade nominal nN [rpm]	: 2000
Binário estático M0 [Nm]	: 5,00
IO Corrente em imobilização [A]	: 2,50
max. permiss. current [A]	: 7,50
Fator de duração do ciclo	: S1
Tensão motor [V] / tipo conn.	: 400
Frequ. max. permitida [Hz]	: 100
Esquema de ligações	: DT11
Cl. temp. / Ind. protec. [IP]	: F / 65
Adicional proteção motor	: TH termostato
Lista de peças	: 08703890
Plaquetas (p/unid.)	: 1 jogo de plaqueta
Chapa de características	: Inglês
Código material 1 plaqueta	: 01846736.12
Instruções de operação Idioma A/o td	: E
Instruções de operação N°	: 09199519
Lista peças/idioma/quantidade	: Português

The present product information does not represent a quotation in legal terms. Technical data must be confirmed in a final technical verification. This verification is performed when creating the quotation/order. A legally binding contract requires an order issued by the ordering party and an order confirmation issued by SEW-EURODRIVE GmbH & Co KG.

1 / 1

Anexo E – Código para Ensaio Experimental

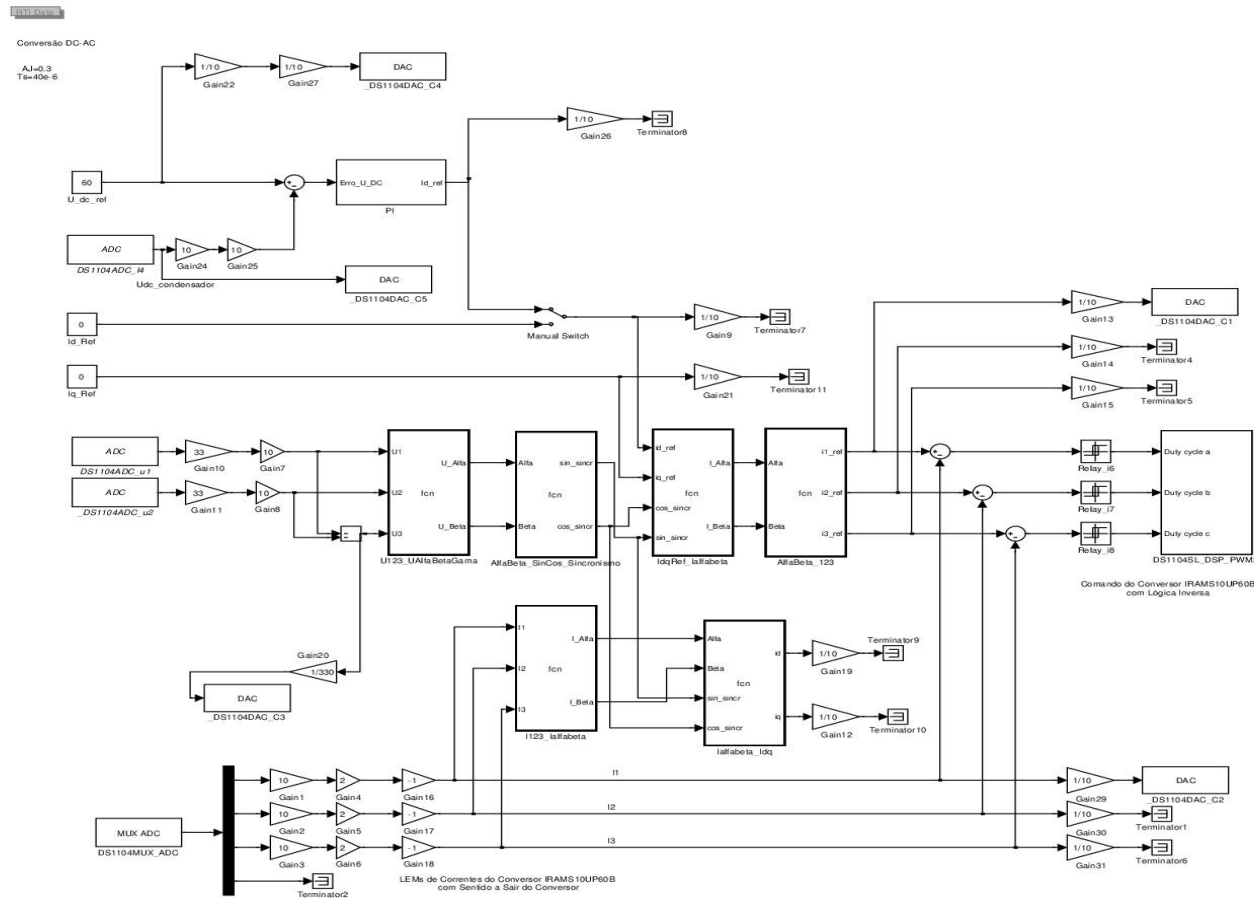


Figura E.1 – Simulação experimental elaborada em *Matlab/Simulink*.

## Anexo F – Características do Conversor AC/DC

Tabela F.1 – Características do módulo integrado de potência.

Modelo	IRAMS10UP60B
Tensão Máxima ( $U_{cemáx}$ )	600 V
Corrente Máxima ( $I_{máx}$ )	10 A
Frequência de comutação máxima	20 kHz

Tabela F.2 – Características do módulo de aquisição de sinal.

Gama de tensão suportada pelo DSP	-10V a 10V
-----------------------------------	------------

Tabela F.3 – Características do transdutor de corrente.

Modelo	LA 25-NP da LEM
Tensão de isolamento	2,5 kV
Corrente nominal no primário	12 A
Resistência no primário	1,1 m $\Omega$
Indutância no primário	0,09 $\mu$ H
Relação transformação	2/1000
Corrente nominal no secundário	24 mA
Tensão saída do secundário	10 V
Temperatura máxima	70°C com $\Delta = \pm 25^\circ\text{C}$
Alimentação	$\pm 15$ V
Resistência de medida	416,6 $\Omega$

Anexo G – Simulação Numérica para Validação da Implementação Laboratorial

