

# **Sistema de Geração Eólico com Capacidade de Fault Ride Through**

**Catarina Daniela dos Santos Lemos**

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em  
**Engenharia Electrotécnica e de Computadores**

Orientadores: Professora Doutora Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto  
Professor Doutor José Fernando Alves da Silva

## **Júri**

Presidente: Professor Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro  
Orientador: Professora Doutora Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto  
Vogal: Professor Doutor Duarte de Mesquita e Sousa

**Fevereiro 2016**

## **Agradecimentos**

Agradeço à Professora Doutora Sónia Pinto, pela confiança depositada, por toda a dedicação, disponibilidade, simpatia e sobretudo por todos os conhecimentos que tão bem sabe transmitir. Agradeço igualmente ao Professor Doutor Fernando Alves da Silva por todo o conhecimento transmitido.

Agradeço a todas as pessoas que passaram pela minha vida ao longo destes anos no Instituto Superior Técnico, colegas e funcionários, mas sobretudo aos Professores que pelo seu profissionalismo procuram instruir e preparar os alunos para o futuro profissional de cada um.

Agradeço aos meus amigos por todo o apoio e companheirismo.

Por fim, agradeço aos meus pais, pilares da minha vida, a quem devo tudo o que sou.



## Resumo

A capacidade dos parques eólicos se manterem ligados à rede durante uma queda de tensão é importante para evitar perturbações em cascata, devido à falta de energia.

Atualmente, os parâmetros da rede exigem que as turbinas eólicas se mantenham ligadas durante falhas de tensão na rede. Como tal, o conceito de capacidade de “*Fault Ride Through*”, surgiu como requisito das entidades reguladoras.

O objetivo deste trabalho é propor uma nova estratégia, baseada no controlo de velocidade, e sem recurso a equipamentos externos, que permita à turbina a capacidade de “*Fault Ride Through*”.

O sistema de geração de energia é equipado com um gerador síncrono de ímanes permanentes (PMSG) e com um conversor Matricial. A extração máxima de energia (MPPT) é garantida pelo controlo de velocidade.

Adaptando o controlo de velocidade foi possível, sem recurso a equipamentos externos, manter o sistema a funcionar corretamente quando na presença de uma queda de tensão com uma profundidade de 80% durante 500 ms, e com duração total de 2s.

## Palavras-chave

Energia eólica, Máquina Síncrona de Magnetos Permanentes (PMSG), Conversor Matricial Trifásico, Quedas de Tensão, FRT, MPPT.



## **Abstract**

The ability of the wind power plant to stay connected during a voltage sag is important to avoid a cascading effect due to lack of power.

Nowadays, the grid parameters require that wind turbines stay connected during voltage dips. Due to this, Fault Ride Through has emerged as a new requirement that system operators demand to wind turbines.

The purpose of this work is to propose a new strategy for FRT capability of a wind turbine, based on speed control, without external devices.

The wind generation system it is equipped with a Power Magnet Synchronous Generator (PMSG) and with a Matrix converter. The Maximum Power Point Tracking (MPPT) has been guaranteed by speed control.

With the adjust of the speed control was possible, without external devices, keep the system operating properly in the presence of a voltage sag to a depth of 80% for 500 ms.

## **Keywords**

Wind Energy, Power Magnet Synchronous Generator, Three-Phase Matrix Converter, Voltage Sag, FRT, MPPT.

# Índice

AGRADECIMENTOS .....	1
RESUMO .....	IV
ABSTRACT .....	V
ÍNDICE .....	VI
LISTA DE FIGURAS .....	VIII
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE ABREVIATURAS .....	XII
LISTA DE VARIÁVEIS .....	XIV
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 Enquadramento e Motivação.....	1
1.2 Objectivo da Dissertação .....	6
1.3 Estrutura da Dissertação .....	6
<b>2. AEROGERADOR .....</b>	<b>9</b>
2.1 Modelo do Aerogerador .....	10
2.2 Cálculo de Potência Máxima .....	13
<b>3. GERADOR DE MAGNETOS PERMANENTES .....</b>	<b>15</b>
3.1 Constituição do Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes .....	15
3.2 Princípio de Funcionamento do Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes.....	16
3.3 Modelo do Gerador de Ímanes Permanentes.....	17
3.3.1 Modelo do Gerador em Coordenadas abc.....	17
3.3.2 Modelo do Gerador em Coordenadas $\alpha\beta$ .....	17
3.3.3 Modelo do Gerador em Coordenadas $dq$ .....	18
<b>4. CONVERSOR MATRICIAL .....</b>	<b>21</b>
4.1 Introdução .....	21
4.2 Conversor Matricial Clássico para Sistemas Trifásicos .....	22
4.3 Controlo do Conversor Matricial.....	27
4.4 Dimensionamento do Filtro de Ligação do Conversor à Rede .....	29
<b>5. CONTROLO DO SISTEMA .....</b>	<b>33</b>
5.1. Controlo do Gerador.....	34

5.2. Controlo das Correntes de Saída do Conversor.....	36
5.3. Controlo da Potência Reativa na Ligação à Rede .....	40
5.4. Controlo de velocidade da Turbina.....	43
5.5. Controlo da Turbina na situação de cava .....	45
6. SIMULAÇÃO DO SISTEMA .....	47
6.1 Resultados sem perturbação na REE.....	47
6.2 Resultados na presença de uma cava da REE .....	52
7. CONCLUSÕES .....	57
Sugestões de trabalho futuros .....	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59
ANEXO A – CÓDIGOS DE REDE (GRID CODES) INTERNACIONAIS .....	63
ANEXO B – TRANSFORMAÇÃO DE CONCORDIA .....	64
ANEXO C – TRANSFORMAÇÃO DE BLONDEL-PARK.....	65
ANEXO D - DIMENSIONAMENTO DOS SEMICONDUTORES .....	66
ANEXO E – LOCALIZAÇÃO DA TENSÃO DE ENTRADA E CORRENTE DE SAÍDA .....	67
ANEXO F – VECTORES ESPACIAIS DE TENSÃO .....	68
ANEXO G – VECTORES ESPACIAIS DE CORRENTE .....	69
ANEXO H – TABELAS COM OS VECTORES ESPACIAIS.....	70
ANEXO I - VALORES DOS PARÂMETROS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO.....	73

# Lista de Figuras

Figura 1.1 – Fontes de Energia Renovável na produção de Eletricidade. [EREC, 2009] .....	1
Figura 1.2 – Instalação de Unidades de Geração de Energia Elétrica na União Europeia [GWEC, 2014].....	2
Figura 1.3 – Contribuição das Fontes Renováveis na produção da Energia Elétrica consumida (TWh), [EREC, 2010].....	2
Figura 1.4 – Exemplo de uma Cava de Tensão .....	3
Figura 1.5 – Perfil da cava de tensão que o aerogerador deve suportar [Comech et al, 2011]. .....	4
Figura 1.6 – Modelo do sistema em estudo.....	5
Figura 2.1 - Configuração de um aerogerador. ....	9
Figura 2.2 - Variação de $C_p$ com TSR ( $\lambda$ ). ....	11
Figura 2.3 - Variação de $P_e$ com $u$ , considerando $\beta=0$ .....	12
Figura 2.4 - Relação entre a potência elétrica, $P_e$ , e a velocidade do vento, $u$ . ....	13
Figura 3.1 – Imagem da Transformação de Concordia aplicada à máquina.....	17
Figura 3.2 – Imagem da Transformação de Blondel-Park aplicada à máquina.....	18
Figura 4.1- Topologias para conversão AC/AC: (a) Conversor Matricial Trifásico (CMT); (b) Associação de conversores AC/DC e DC/AC ligados em montagem “back-to-back” com andar de armazenamento de energia em DC.....	21
Figura 4.2- Topologias de IB. a) Ligação em anti-série de dois SPC (em emissor comum); b) Ligação em anti-série de dois SPC (em colector comum); c) Ligação em antiparalelo de dois RB-IGBT .....	23
Figura 4.3- Conversor Matricial Clássico Trifásico. ....	24
Figura 4.4- Filtro de ligação à REE.....	30
Figura 4.5- Esquema equivalente monofásico do filtro de ligação à REE.....	30
Figura 4.6 - Circuito de amortecimento do filtro.....	31
Figura 5.1 – Diagrama de blocos do sistema. ....	33
Figura 5.2 – Relação entre o vetor corrente do estator e o vetor do fluxo do rotor. ....	34
Figura 5.3 - Diagrama de blocos do sistema de controlo. ....	35
Figura 5.4 - Diagrama de blocos do controlador do gerador. ....	36
Figura 5.5 – Ilustração da superfície de deslizamento. ....	36
Figura 5.6 – Diagrama de blocos do controlador das correntes de saída. ....	38
Figura 5.7 – Representação espacial dos vetores da tensão de saída para a zona 1.....	40
Figura 5.8 – Zonas de tensão possíveis para a localização do sistema de eixos $dq$ . ....	42
Figura 5.9 – Representação espacial dos vetores da corrente na zona de corrente 3 e tensão 1. ...	43
Figura 5.10. – Diagrama de Blocos do controlador de velocidade. ....	43
Figura 5.11. – Esquema da definição de potência, durante a cava.....	45
Figura 6.1 – Perfil de vento usado na simulação.....	47
Figura 6.2 – Velocidade de referência e Velocidade do PMSG. ....	48
Figura 6.3 – Binário de referência e binário do PMSG. ....	48
Figura 6.4 – Correntes no estator do PMSG. ....	49

Figura 6.5 – Tensões de saída do Conversor Matricial.....	49
Figura 6.6 – Correntes de saída do Conversor Matricial.....	50
Figura 6.7 – Corrente de referência e corrente de saída do Conversor Matricial.....	50
Figura 6.8 – Correntes injetadas na REE.....	51
Figura 6.9 – Tensão e corrente na ligação à REE.....	51
Figura 6.10 – Potência Ativa e Potência Reativa na ligação à rede.....	52
Figura 6.11 – Perfil da cava de tensão usada na simulação.....	52
Figura 6.12 – Velocidade de referência e velocidade do PMSG, durante a cava.....	53
Figura 6.13 – Binário de referência e binário do PMSG, durante a cava.....	54
Figura 6.14 – Correntes no estator do PMSG, durante a cava.....	54
Figura 6.15– Tensões de saída do Conversor Matricial, durante a cava.....	55
Figura 6.16 – Correntes de saída do Conversor Matricial, no estator do PMSG durante a cava.....	55
Figura 6.17 – Correntes injetadas na REE, durante a cava.....	56
Figura C.1 – Representação dos eixos de transformação.....	65
Figura E.1- Representação das doze zonas da tensão de entrada.....	67
Figura E.2- Representação das doze zonas da corrente de saída.....	67
Figura F.1 - Vectores espaciais da tensão de saída relativamente à zona de localização das tensões de entrada.....	68
Figura G.1 - Vectores espaciais da corrente de entrada relativamente à zona de localização das correntes de saída.....	69

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Combinações possíveis de ligação dos interruptores do conversor matricial trifásico....	26
Tabela 4.2 – Vetores espaciais da tensão de saída e corrente de entrada para todas as combinações possíveis dos IB do Conversor Matricial.....	28
Tabela 5.1 – Critério de seleção dos vetores espaciais. ....	38
Tabela 5.2 – Vetores espaciais de tensão de saída. ....	39
Tabela 5.3 – Critério de seleção dos vetores espaciais. ....	42
Tabela H.1 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 12 e 1. ....	70
Tabela H.2 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 2 e 3. ....	70
Tabela H.3 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 4 e 5. ....	71
Tabela H.4 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 6 e 7. ....	71
Tabela H.5 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 8 e 9. ....	72
Tabela H.6 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 10 e 11. ....	72
Tabela I.1 – Parâmetros da Turbina Eólica. ....	73
Tabela I.2 – Parâmetros do PMSG.....	73
Tabela I.3 – Valores dos elementos de filtragem. ....	73
Tabela I.4 – Parâmetros de simulação do controlador de velocidade.....	73



## Lista de Abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i> - Corrente Alternada
AC/AC	Conversão de Corrente Alternada em Corrente Alternada
BT	Baixa Tensão
CMT	Conversor Matricial Trifásico
DC	<i>Direct Current</i> – Corrente Contínua
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i> - Gerador de indução duplamente alimentado
EREC	European Renewable Energy Council
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
IB	Interruptores Bidirecionais
MPPT	<i>Maximum Point Power Tracking</i>
MT	Média Tensão
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> - Gerador Síncrono de Magnetos Permanentes
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
RB-IGBT	<i>Reverse Blocking Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
REE	Rede de Energia Elétrica
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
SPC	Semicondutor de potência comandado à abertura e ao corte
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
SVM	<i>Space Vector Modulation</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i> - Velocidade específica na ponta da pá





## Lista de Variáveis

$A$	Área varrida pelas pás do aerogerador
$C$	Matriz da transformação de Concordia
$C(s)$	Regulador PI de velocidade
$C_p$	Coefficiente de potência da turbina eólica, rendimento efetivo da conversão
$C_{pm}$	Coefficiente de potência da turbina eólica
$C_f$	Capacidade do filtro de entrada do Conversor Matricial
$D$	Matriz da transformação de Blondel-Park
$e_\alpha, e_\beta$	Erros de seguimento das correntes de saída do conversor
$e_{iq}$	Erro de seguimento da componente $i_q$ das correntes de entrada do conversor
$E_{cin}$	Energia cinética do vento
$f$	Frequência da rede
$f_c$	Frequência de corte do filtro de entrada do conversor matricial
$f_s$	Frequência de comutação dos semicondutores do conversor matricial
$G$	Ganho da caixa de velocidades da turbina eólica
$G(s)$	Função de transferência do sistema de modelação do compensador de velocidade
$H(s)$	Função de transferência de um sistema de 2ª ordem em malha fechada
$i_{abc}$	Correntes nas três fases dos enrolamentos do estator
$i_{\alpha\beta}$	Correntes do estator, em coordenadas $\alpha\beta$
$i_{ds}, i_{qs}$	Correntes do estator, em coordenadas $dq$
$\vec{I}_t$	Vector de corrente de entrada do conversor matricial
$K_d$	Coefficiente de atrito viscoso do gerador
$L_f$	Indutância do filtro de entrada do conversor matricial
$m$	Massa de ar
$n_s$	Velocidade de sincronismo
$p$	Número de pares de polos
$P_{disp}$	Potência disponível no vento
$P_e$	Potência elétrica fornecida pelo gerador
$P_m$	Potência mecânica

$Q_i$	Potência Reactiva à entrada do Conversor Matricial
$r$	Raio das pás da turbina eólica
$r_f$	Resistência de amortecimento do filtro de entrada do conversor matricial
$r_i$	Resistência incremental do filtro de entrada do conversor matricial
$R_s$	Resistência dos enrolamentos do estator
$R_{\alpha\beta}$	Resistência dos enrolamentos do estator, em coordenadas $\alpha\beta$
<b>S</b>	Matriz que estabelece a relação entre os dois sistemas trifásicos
<b>S<sub>c</sub></b>	Matriz apresenta a relação entre as tensões compostas de saída do conversor
$S_{\alpha,\beta}$	Funções de comutação dos erros $e_{\alpha\beta}$
$S_{Q_i}$	Função de comutação do erro $e_{Q_i}$
$T_{em}$	Binário Electromagnético
$T_G$	Binário do gerador
$T_T$	Binário mecânico extraído do rotor da turbina
$T_d$	Constante de tempo utilizada para representar o atraso na resposta do conversor matricial
$T_p$	Constante de tempo do controlador de velocidade
$T_z$	Zero do controlador de velocidade
$u$	Velocidade do vento
$u_0$	Velocidade de arranque
$u_{max}$	Velocidade de corte
$u_N$	Velocidade nominal
$U_{abc}$	Tensões aos terminais dos enrolamentos do estator, em coordenadas abc
$U_{\alpha\beta}$	Tensões aos terminais dos enrolamentos do estator, em coordenadas $\alpha\beta$
$U_{dq}$	Tensões aos terminais dos enrolamentos do estator, em coordenadas dq
$V_{ABC}$	Tensões simples de saída do conversor
$V_{abc}$	Tensões simples de entrada do conversor
$\vec{V}_0$	Vector de tensão de saída do conversor matricial
$Z_f$	Impedância do filtro de entrada do conversor matricial
$\alpha$	Ângulo entre o vetor da corrente do estator e o vetor do fluxo do rotor
$\beta$	Ângulo de passo

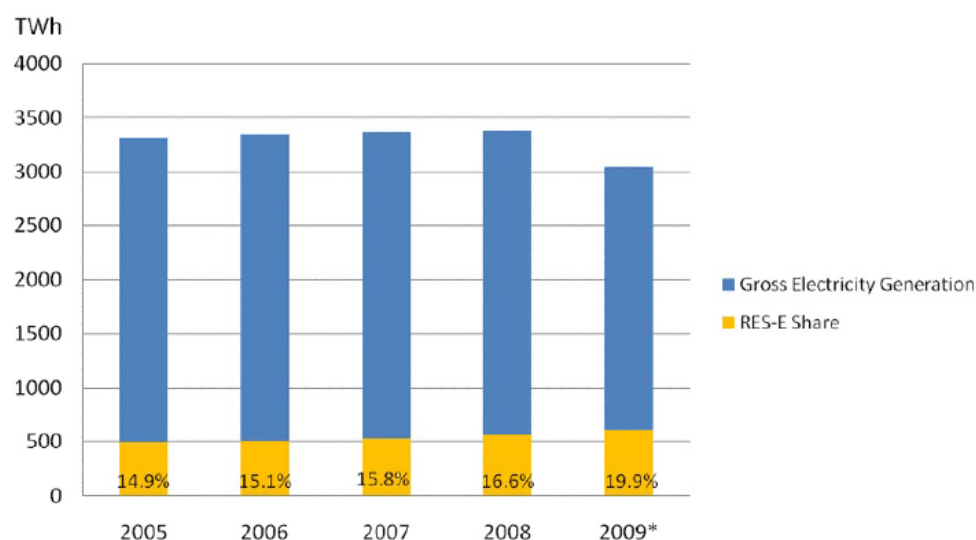
$\delta_0$	Argumento dos vectores de tensão de saída do conversor matricial
$\mu_i$	Argumento dos vectores de corrente de entrada do conversor matricial
$\Psi_{abc}$	Fluxos ligados nos enrolamentos, em coordenadas $abc$
$\Psi_{\alpha\beta}$	Fluxos ligados nos enrolamentos, em coordenadas $\alpha\beta$
$\Psi_{dq}$	Fluxos ligados nos enrolamentos, em coordenadas $dq$
$\lambda$	Velocidade específica na ponta da pá
$\rho$	Massa volúmica do ar
$\theta$	Desfasagem entre o referencial $\alpha\beta$ e $dq$
$\theta_m$	Posição angular do rotor
$\omega$	Frequência angular
$\omega_G$	Velocidade de rotação do gerador
$\omega_{G\_ref}$	Velocidade de referência do gerador
$\omega_e$	Velocidade eléctrica de rotação do gerador
$\omega_T$	Velocidade de rotação da pá da turbina
$\omega_{Topt}$	Valor ótimo da velocidade de rotação das pás
$\omega_c$	Frequência angular de corte do filtro de entrada do conversor matricial
$\zeta$	Coefficiente de amortecimento
$\eta$	Rendimento do Conversor Matricial



# 1. Introdução

## 1.1 Enquadramento e Motivação

A evolução do sistema de energia elétrica (SEE) caminha no sentido de valorizar cada vez mais a utilização de recursos renováveis para a produção de eletricidade. As motivações para esta alteração de paradigma são fundamentalmente económicas e ambientais. Nas duas últimas décadas houve necessidade de desenvolver estratégias que permitissem a redução da dependência energética dos combustíveis fósseis (dispendiosos, poluentes e finitos) a par da necessidade de diminuir a emissão de gases potenciadores do efeito de estufa. Segundo as estatísticas do EREC (European Renewable Energy Council) (Fig. 1.1), em 2009 a União Europeia atingiu uma produção de energia com fontes renováveis da ordem dos 20% da produção total.



**Figura 1.1 – Fontes de Energia Renovável na produção de Eletricidade. [EREC, 2009]**

Nos últimos anos, na Europa, a instalação de unidades de geração de energia elétrica cresceu, essencialmente no sector das renováveis (Fig. 1.2). Continua a prever-se um aumento da representação das energias renováveis na produção de energia elétrica, alterando profundamente a estrutura do SEE, na medida em que o sistema de produção de energia, que inicialmente se concentrava em grandes centrais de produção, passou a ter unidades de produção com uma nova distribuição, mais descentralizadas e mais próximas dos consumidores.

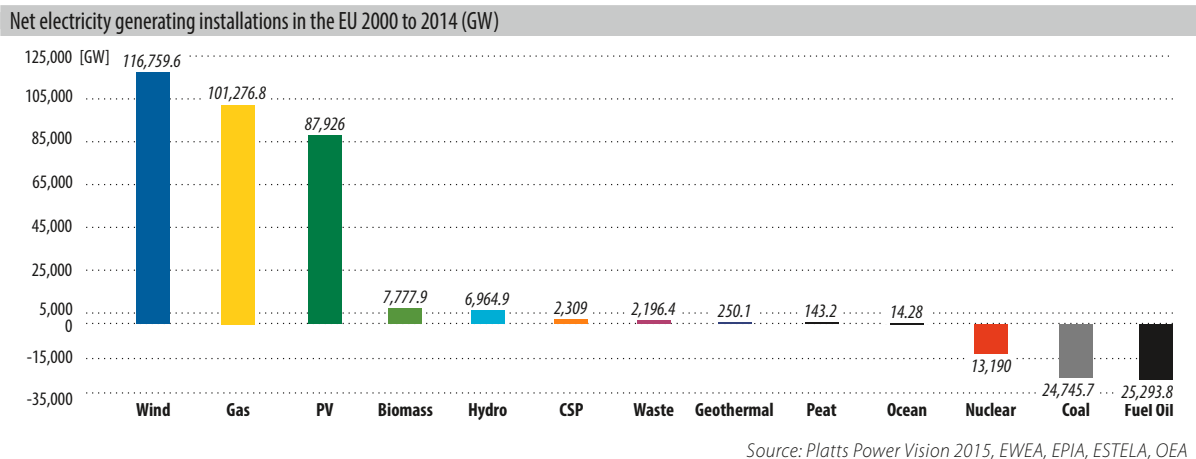


Figura 1.2 – Instalação de Unidades de Geração de Energia Elétrica na União Europeia [GWEC, 2014]

A energia renovável mais promissora tem sido a energia eólica e prevê-se que no futuro tenha uma das maiores contribuições de entre as energias renováveis na produção de energia elétrica (Fig. 1.3), quer *onshore* quer *offshore*.

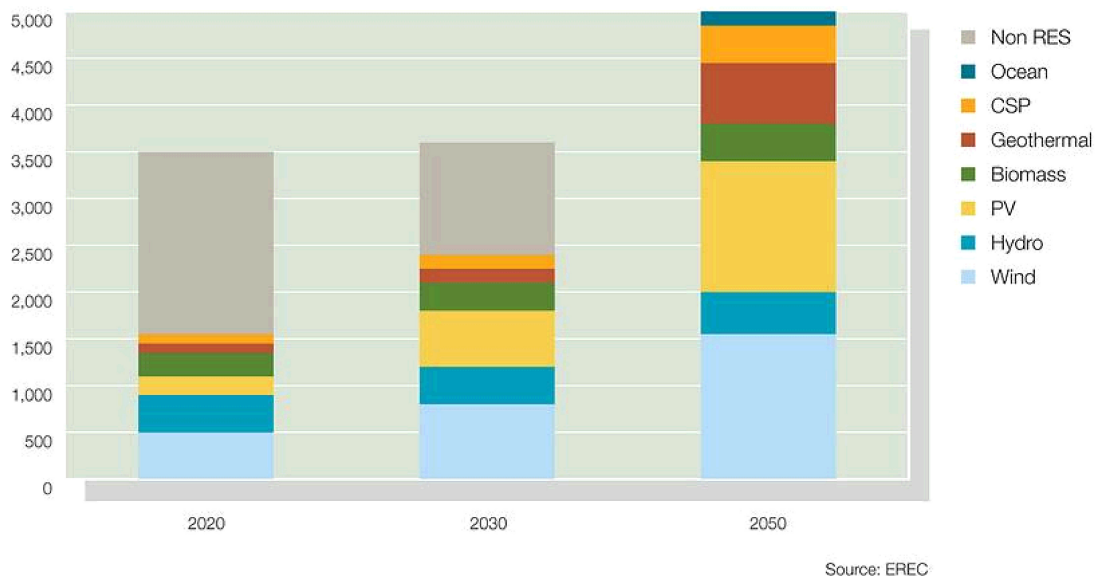


Figura 1.3 – Previsão da contribuição das Fontes Renováveis na produção da Energia Elétrica consumida (TWh), [EREC, 2010]

Perante esta crescente importância dos parques eólicos no mapa de produção de energia elétrica é fundamental estudar o seu comportamento durante eventuais perturbações na rede de energia elétrica (REE), nomeadamente durante a ocorrência de cavas de tensão de profundidade acentuada.

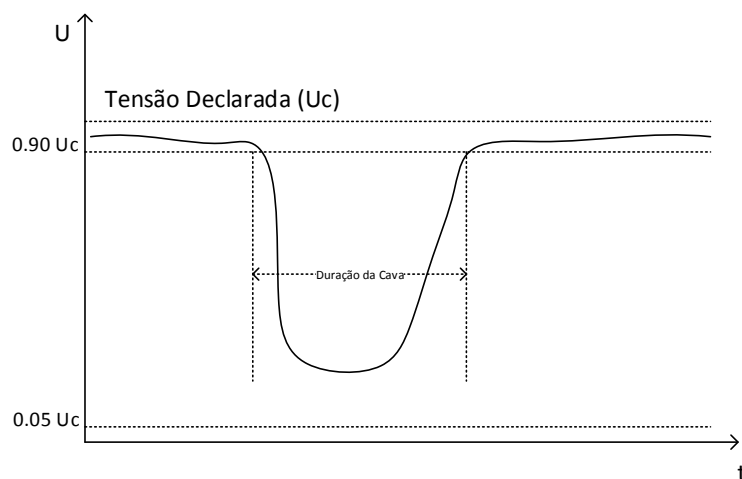
Quando os aerogeradores são de velocidade fixa, com gerador de indução diretamente ligado à rede, não é possível controlar a tensão aos terminais do gerador pelo que perante uma cava de tensão são desligados da rede [Molinas et al, 2008].

No que respeita a aerogeradores de velocidade variável, gerador de indução duplamente alimentado (DFIG – *Doubly Fed Induction Generator*) ou gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*), que apresentam bons desempenhos no aproveitamento da energia eólica, continua a ser difícil, embora possível, lidar com a presença de cavas de tensão.

Na REE, consideram-se cavas de tensão as diminuições abruptas da tensão durante um curto espaço de tempo (Fig. 1.4). A norma que define as características da tensão fornecida pela REE é a NP EN 50160 [NP EN 50160, 2010], uma versão portuguesa da norma europeia EN 50160. Segundo esta, uma cava de tensão acontece quando, num determinado ponto da rede, a tensão de uma ou mais fases decresce para um valor situado entre os 90% e os 5% da tensão declarada, durante um intervalo de tempo inferior a 60s.

As cavas de tensão têm múltiplas origens. Agentes naturais como descargas atmosféricas, animais, queda de árvores, podem causar curto-circuitos em determinados pontos da rede o que leva a uma diminuição da tensão no local da perturbação que se propaga para o resto da rede. Outras causas de cavas podem ser manobras na rede, cablagens defeituosas, mau funcionamento do equipamento de grandes consumidores, ligação / desligação de grandes cargas consumidoras.

A maioria das cavas de tensão tem uma duração de menos de 200 ms e uma profundidade inferior a 50% da tensão declarada [Roberts, 2002].



**Figura 1.4 – Exemplo de uma Cava de Tensão**

As cavas de tensão degradam a qualidade de energia no SEE e como tal devem ser mitigadas. Na presença de uma cava de tensão é exigido às turbinas eólicas que sejam capazes de se manter ligadas à rede. No passado, era habitual as turbinas eólicas desligarem-se da REE quando ocorressem cavas de tensão. Atualmente os parques eólicos têm uma contribuição considerável na



produção de energia pelo que do ponto de vista do controlo do SEE é vantajoso manter os grupos de produção ligados à rede, evitando perturbações em cascata que poderiam advir da falha na geração de energia por parte dos aerogeradores afetos à falha na rede. Isto significa que um aerogerador deve ser capaz de suportar uma cava de tensão, não se desligando da rede elétrica. Este comportamento designa-se por capacidade de “*Low Voltage Ride-Through*”, LVRT [Gomez et al, 2006], [Jauch et al, 2005] e [Matevosyan et al, 2004].

A figura 1.5 apresenta os perfis de cava de tensão que um aerogerador deve suportar sem se desligar da rede em que se encontra inserido. Estes requisitos variam de acordo com a entidade reguladora (ANEXO A).

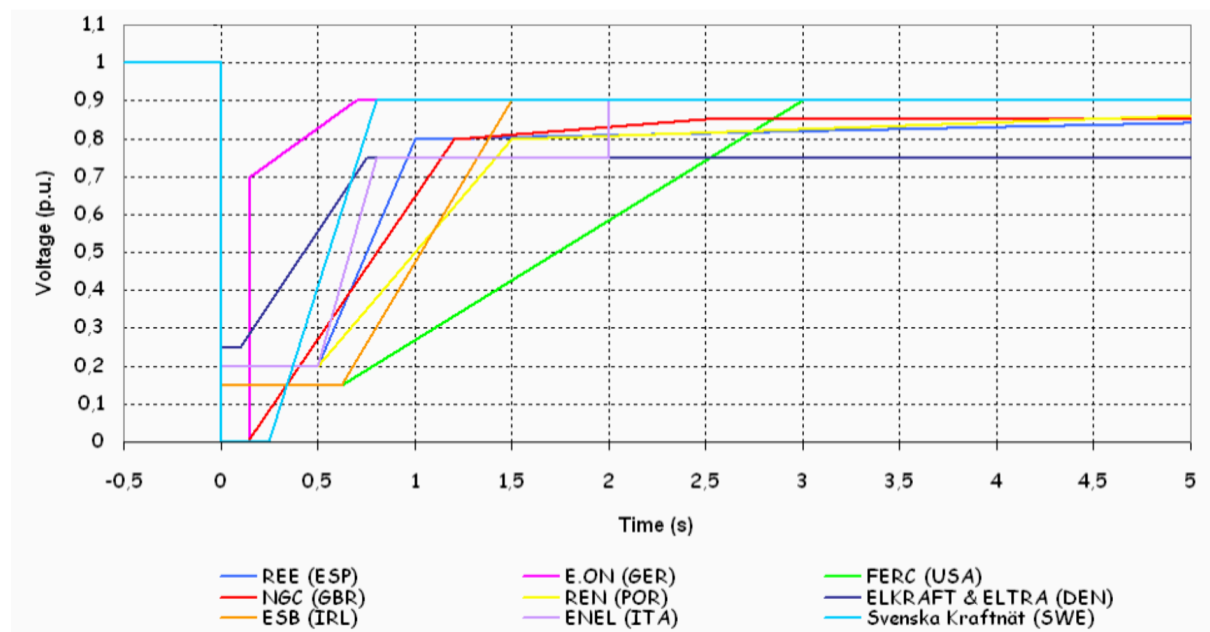


Figura 1.5 – Perfil da cava de tensão que o aerogerador deve suportar [Comech et al, 2011].

Para fazer face a este requisito, ao longo dos últimos anos, foi necessário desenvolver equipamentos externos (FACTS - Flexible AC Transmission Systems) e técnicas de controlo mais sofisticadas que conseguissem compensar cavas de tensão com um determinado perfil e permitissem que os sistemas de geração não se desligassem e não saíssem do mapa de geração do SEE. Alguns destes equipamentos externos comumente utilizados para compensar as cavas de tensão são: o STATCOM (Static Compensator), o DVR (Dynamic Voltage Restorer) ou o SVC (Thyristor-controlled Static Var Compensators) e são o resultado do desenvolvimento dos conversores electrónicos de potência.

Na presença de uma cava de tensão o STATCOM injeta a corrente necessária para repor os valores de tensão vistos pela turbina. Não mitiga a cava de tensão, mas o controlo da potência reativa com injeção de corrente na rede permite diminuir o impacto negativo que a cava de tensão tem nos aerogeradores, [Noureldeen, 2011].

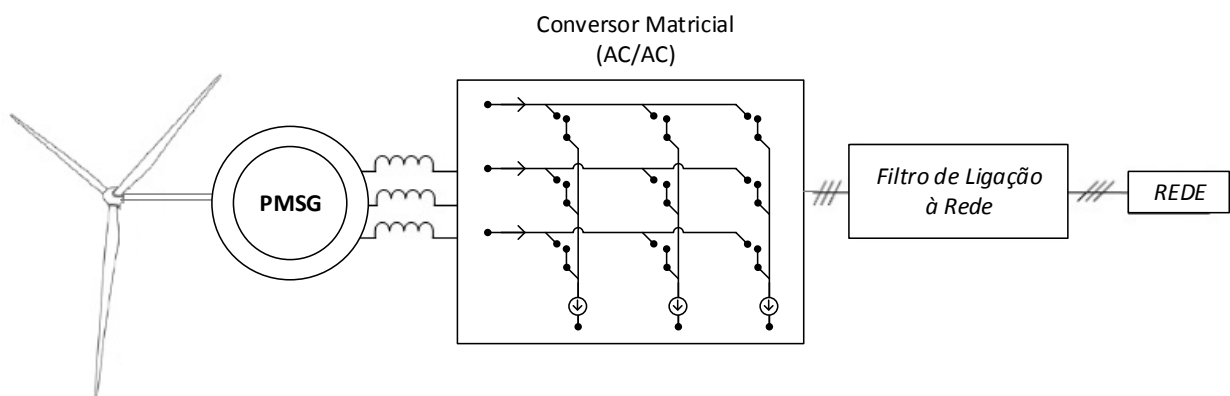
O DVR é utilizado na mitigação das cavas de tensão. Quando detecta uma cava de tensão aplica aos seus terminais a tensão necessária que, somada com a tensão da rede, mitiga a cava de

tensão [Nielsen et al, 2005]. A energia necessária durante o processo de mitigação é habitualmente armazenada num banco de condensadores. Este compensador de cavas de tensão necessita de um transformador de potência adicional que encarece a montagem.

Qualquer equipamento externo adicional usado para manter os aerogeradores ligados à rede quando na presença de cavas de tensão tem custos acrescidos, não só no processo de instalação como também no processo de manutenção. Além disso, o uso destes equipamentos pode não conseguir mitigar todas as perturbações da rede no ponto de ligação do gerador eólico.

No sentido de solucionar os problemas supramencionadas, na presente dissertação é implementado o controlo de um aerogerador capaz de se manter ligado à rede na presença de cavas de tensão, sem recurso a dispositivos externos.

O modelo do sistema em estudo está representado na figura 1.6. O gerador escolhido é o gerador síncrono de magnetos permanentes (PMSG) e o conversor AC/AC é o conversor matricial trifásico.



**Figura 1.6 – Modelo do sistema em estudo.**

As primeiras turbinas eólicas possuíam geradores de velocidade constante o que limitava o aproveitamento da máxima potência a uma gama muito reduzida de velocidades do vento. A tecnologia foi-se desenvolvendo e atualmente os geradores já permitem o funcionamento a velocidade variável como é o caso do DFIG e do PMSG, sendo este último o escolhido para o sistema em estudo.

No que respeita aos conversores eletrónicos de potência, a conversão AC/AC pode ser feita de forma indireta, com um conversor AC/DC e um outro DC/AC ligado ao anterior por um andar intermédio composto por bancos de condensadores eletrolíticos, habitualmente designada na literatura por “back-to-back” ou conversor dual.

Outra solução possível para realizar a conversão AC/AC é o conversor matricial direto, utilizado no trabalho realizado. O conversor AC/AC direto é capaz de fornecer tensões a frequência variável, com factor de potência aproximadamente unitário e controlável, e com um conteúdo harmónico injetado na rede satisfatoriamente reduzido. Na medida em que não possui o andar intermédio DC tem maior densidade de potência [Kolar et al, 2007] e, conseqüentemente menores dimensões; menos perdas, melhor rendimento [Itoh et al, 2004]. Contudo, tem a desvantagem de as tensões de

saída se encontrarem limitadas a  $\sqrt{3}/2$  do valor das tensões de entrada, e um processo de controlo complexo. Devido à sua robustez e fiabilidade o conversor matricial tem sido considerado uma solução adequada para fazer face aos requisitos da rede, comparativamente com a associação AC/DC e DC/AC com andar intermédio de armazenamento de energia [Kumar et al, 2010].

## 1.2 Objectivo da Dissertação

A presente dissertação pretende desenvolver um sistema de geração eólica com capacidade para se manter ligado à REE quando ocorrem cavas de tensão, sem recurso a conversores electrónicos de potência adicionais e evitando o sobredimensionamento do gerador e do conversor electrónico de potência.

Na presença de uma cava na tensão verifica-se um aumento da intensidade das correntes nos enrolamentos do estator do gerador que não é suportado pelos semicondutores do conversor electrónico. No sentido de contrariar o aumento descontrolado das correntes pretende controlar-se diretamente o binário do gerador para que, perante uma cava de tensão, ajuste os seus valores de referência, limitando as correntes no gerador. Nestas condições de funcionamento o sistema é mantido num modo de funcionamento que não é o modo de extração da máxima potência (MPPT) mas que permite, de forma controlada, acompanhar o decréscimo do valor eficaz da tensão na rede, bem como a recuperação da tensão no desaparecimento da cava.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está organizada em sete capítulos.

No primeiro capítulo é feito o enquadramento do tema da dissertação e são apresentados os objectivos do trabalho realizado.

No segundo capítulo é apresentada uma descrição dos principais componentes de um aerogerador ou turbina eólica, assim como o modelo matemático da turbina.

No terceiro capítulo apresentam-se o gerador síncrono de ímanes permanentes, o seu modo de funcionamento e o modelo matemático em sistemas de coordenadas  $abc$ ,  $\alpha\beta$  e  $dq$ .

No quarto capítulo apresenta-se o conversor matricial trifásico, a sua constituição e funcionamento. Apresentam-se todos os estados possíveis de ligação do conversor e os Vectores Espaciais. É ainda dimensionado o filtro de ligação entre o conversor e a rede.

No quinto capítulo são desenvolvidas as estratégias de controlo da turbina, gerador síncrono e conversor matricial. No controlo da turbina é apresentado o controlo de velocidade, que tem por base o seguimento da máxima potência (MPPT). O controlo do gerador é feito pelo método de orientação de campo. O controlo do conversor baseia-se no Controlo por Modo de Deslizamento, controlando as correntes de saída e o factor de potência à entrada do conversor.

No sexto capítulo são apresentados os resultados obtidos com a simulação do sistema.

As conclusões e considerações finais sobre a presente dissertação são expostas no sétimo capítulo.



## 2. Aerogerador

A energia eólica é uma forma de energia cinética devida ao aquecimento da atmosfera pela energia solar. A radiação solar aquece as camadas de ar de forma heterogénea, provocando a migração do ar por convecção de umas zonas para outras. Formam-se zonas de alta pressão atmosférica, deslocando-se o ar destas zonas para outras onde a pressão é inferior, formando ventos.

O aerogerador, ou turbina eólica, é um equipamento que converte a energia cinética do vento em energia elétrica. Na sua constituição apresenta essencialmente uma torre, uma turbina e uma cabine (Fig. 2.1).

A torre é o suporte da cabine e da turbina. A altura da torre é ponderada de forma a elevar a turbina expondo-a a velocidades de vento mais elevadas.

As pás da turbina permitem captar a energia cinética do vento convertendo-a em energia mecânica, que é transmitida, pelo veio, ao gerador onde é transformada em energia elétrica.

A cabine aloja os equipamentos que auxiliam a conversão de energia mecânica em energia eléctrica, nomeadamente: a caixa de velocidades, o gerador, o veio principal que interliga a turbina ao gerador, o travão de discos e o sistema de controlo [Castro, 2011].

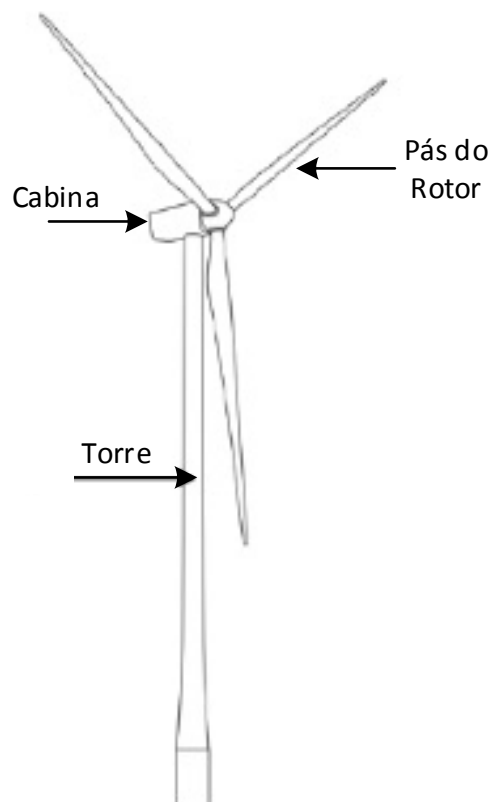


Figura 2.1 - Configuração de um aerogerador.

## 2.1 Modelo do Aerogerador

A energia cinética disponível por aerogerador,  $E_{cin}$  (J), depende do volume de ar, de massa  $m$  (kg/s), que se desloca, supostamente, com velocidade uniforme e constante  $u$  (m/s).

$$E_{cin} = \frac{1}{2}mu^2 \quad (2.1)$$

A massa de ar disponível em cada segundo,  $m$ , depende da área,  $A$  (m<sup>2</sup>), coberta pelas pás da turbina, da velocidade  $u$  e da massa volúmica do ar,  $\rho$  (kg/m<sup>3</sup>), (2.2). À temperatura de 15°C, este valor é  $\rho = 1.225$  (kg/m<sup>3</sup>).

$$m = \rho Au \quad (2.2)$$

A potência disponível no vento,  $P_{disp}$  (W), energia por unidade de tempo, depende do cubo da velocidade do vento (2.3), o que evidencia uma forte dependência desta fonte em relação à velocidade do vento.

$$P_{disp} = \frac{dE_{cin}}{dt} = \frac{1}{2}\rho Au^3 \quad (2.3)$$

A potência disponível (2.3) não é totalmente convertida em potência mecânica pelo veio da turbina. Para quantificar o rendimento da conversão define-se o coeficiente de potência,  $C_{pm}$  (2.4), que representa o rendimento efetivo da conversão da turbina.

$$C_{pm} = \frac{P_m}{P_{disp}} \quad (2.4)$$

Este coeficiente tem um valor máximo teórico de  $16/27 \approx 59,3\%$ , conhecido como Limite de Betz e determinado a partir de conceitos da mecânica de fluidos. Na realidade, nos equipamentos recentes, apenas cerca de 50% da potência disponível é convertida em potência mecânica.

Se o rendimento do gerador elétrico for considerado, de modo a avaliar o rendimento global da conversão, obtém-se um novo coeficiente, (2.5), onde  $P_e$  é a potência elétrica fornecida aos terminais do gerador.

$$C_p = \frac{P_e}{P_{disp}} \quad (2.5)$$

Para relacionar a velocidade de rotação da pá da turbina,  $\omega_T$  (rad/s), com o raio das pás,  $r$  (m), e a velocidade do vento,  $u$ , calcula-se a velocidade específica na ponta da pá,  $\lambda$  (2.6), também conhecida por TSR (Tip Speed Ratio).

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot r}{u} \quad (2.6)$$

A velocidade específica na ponta da pá utiliza-se no cálculo de  $C_p$  (2.7). Esta equação é a mais usada na literatura [Slootweg et al, 2001].

$$C_p = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\left(\frac{12.5}{\lambda_i}\right)} \quad (2.7)$$

Sendo  $\lambda_i$  dado por (2.8), onde  $\beta$  é o ângulo de passo.

$$\lambda_i = \left( \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.8)$$

Para um determinado  $\beta$  existe um valor de velocidade específica,  $\lambda$ , que maximiza o coeficiente de potência (Fig. 2.2), este atinge valores mais elevados quando  $\beta=0^\circ$ . Para captar a máxima potência é necessária uma adaptação da velocidade do rotor da turbina às variações da velocidade do vento. Neste estudo, o ângulo de passo admite-se constante e de valor  $\beta=0^\circ$ .

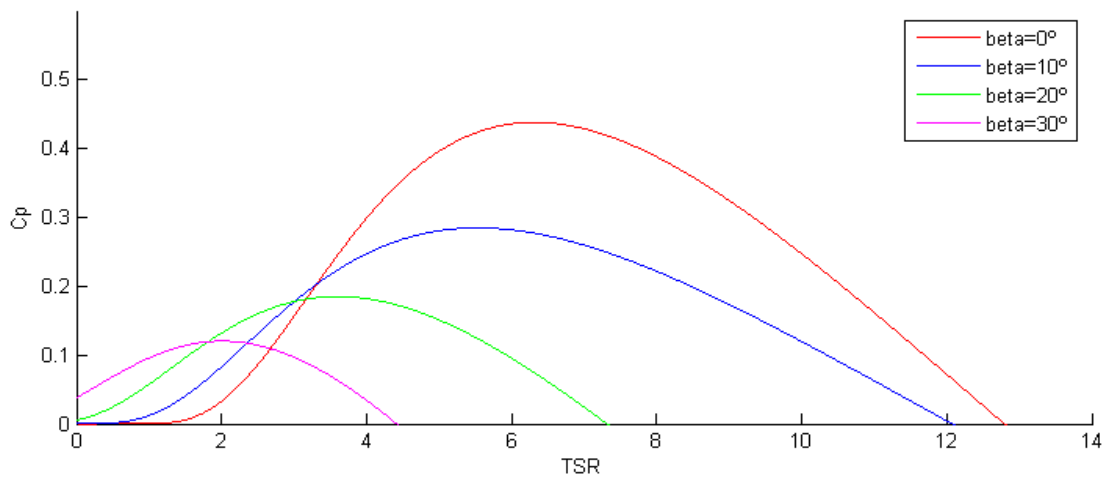
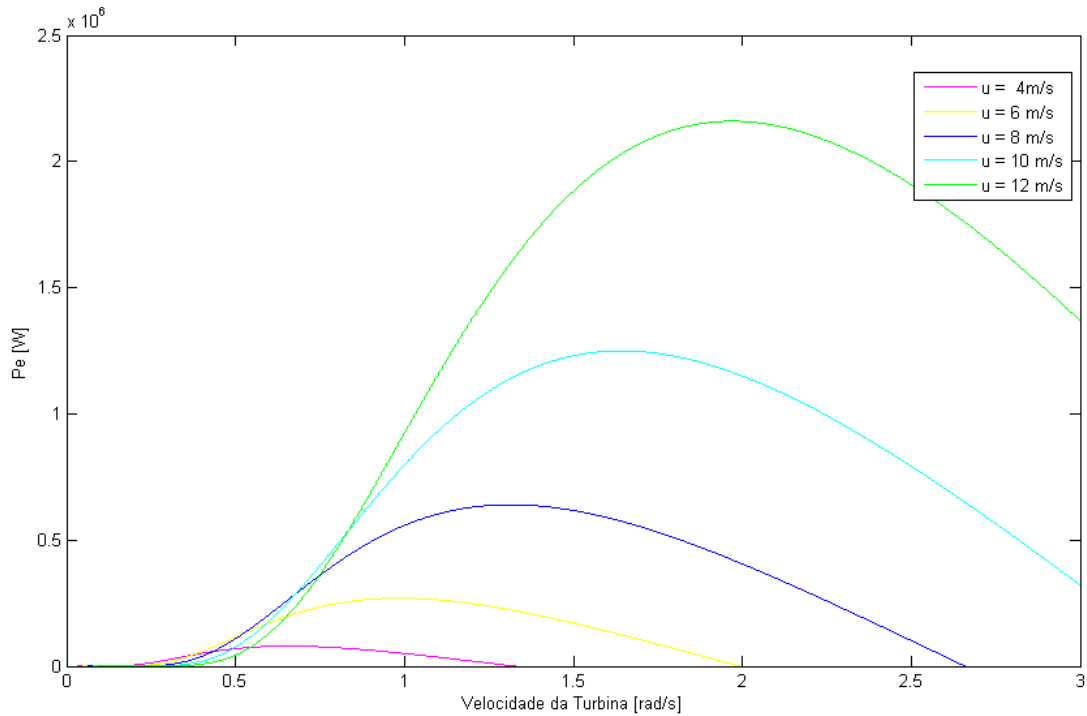


Figura 2.2 - Variação de  $C_p$  com TSR ( $\lambda$ ).

A figura 2.3 apresenta a variação de  $P_e$  com a velocidade do vento,  $u$ , quando  $\beta=0$ .





**Figura 2.3 - Variação de  $P_e$  com  $u$ , considerando  $\beta=0$**

Substituindo as equações (2.3) e (2.7) na equação (2.5) obtém-se a potência elétrica  $P_e$  (2.9)

$$P_e = \frac{1}{2} A \rho u^3 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\left(\frac{12.5}{\lambda_i}\right)} \quad (2.9)$$

O binário mecânico extraído do rotor da turbina,  $T_T$  (Nm), é obtido em (2.10), onde  $\omega_G$  (rad/s) é a velocidade de rotação do gerador, definida por (2.11).

$$T_T = \frac{P_e}{\omega_G} \quad (2.10)$$

Admite-se uma relação de proporcionalidade entre a velocidade do gerador e a velocidade da turbina (2.11), onde  $G$  é o ganho da caixa de velocidades do aerogerador.

$$\omega_G = G \omega_T \quad (2.11)$$

A expressão (2.12) representa o ganho da caixa de velocidades, onde  $T_T$  e  $T_G$  são os binários da turbina e do gerador, respectivamente.

$$G = \frac{\omega_G}{\omega_T} = \frac{T_T}{T_G} \quad (2.12)$$

Substituindo (2.8), (2.9) e (2.11) em (2.10) obtém-se o binário da turbina (2.13), que resulta da ação do vento.

$$T_T = \frac{1}{2} \frac{A \rho u^3}{G \omega_T} 0.22 \left( \frac{116}{\left( \frac{1}{\frac{\omega_T \cdot r}{u} + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\left( \frac{12.5}{\left( \frac{1}{\frac{\omega_T \cdot r}{u} + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}} \right)} \quad (2.13)$$

## 2.2 Cálculo de Potência Máxima

O comportamento do vento é naturalmente variável. No entanto, do ponto de vista da produção de energia elétrica, pretende-se que o sistema funcione a uma potência máxima função de cada velocidade do vento. Considerando que a velocidade do vento pode variar entre a velocidade de arranque da turbina,  $u_0$ , e a velocidade de corte desta,  $u_{max}$ , (Fig. 2.4), podem definir-se os dois principais modos de funcionamento no controlo da turbina. Um modo enquanto seguidor de potência máxima (MPPT) entre  $u_0$  e  $u_N$  e um modo com controlo do ângulo das pás, à potência nominal, entre  $u_N$  e  $u_{max}$ . No primeiro modo de funcionamento, baseado no seguidor de máxima potência, a potência tem uma dependência aproximadamente cúbica da velocidade do vento (2.9). O segundo modo de funcionamento está fora do âmbito deste estudo e considera a potência limitada e constante. Nessa zona de funcionamento o aerogerador é controlado para entrar em perda aerodinâmica e manter a potência nominal.

Para velocidades do vento abaixo de  $u_0$  a turbina não funciona. Para esses valores de velocidade a pouca energia que é produzida não compensa o desgaste dos materiais provocado pela utilização do aerogerador. Por outro lado, para a gama de velocidades do vento acima de  $u_{max}$ , por ser pouco frequente, não justifica o sobredimensionamento do aerogerador.

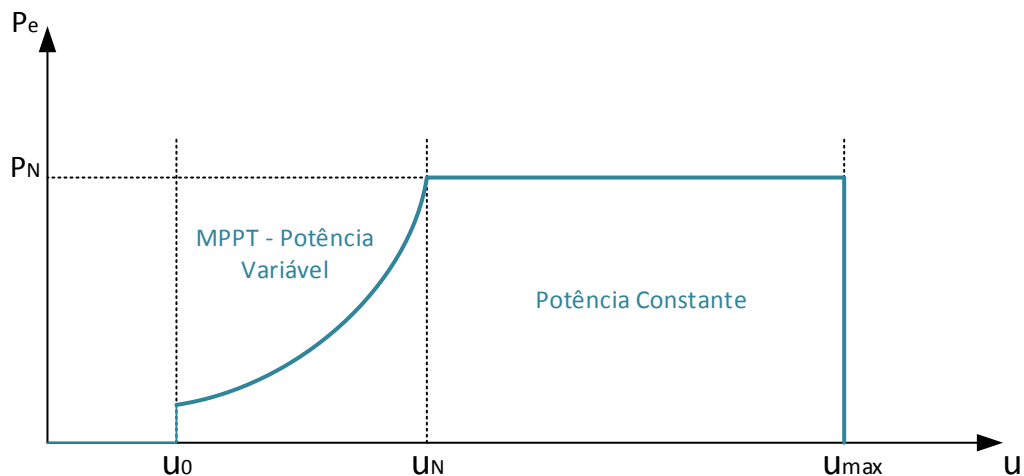


Figura 2.4 - Relação entre a potência elétrica,  $P_e$ , e a velocidade do vento,  $u$ .

Para implementar o seguidor de máxima potência podem ser usadas duas abordagens distintas. Uma com controlo de velocidade e outra com controlo de binário. Com a primeira

abordagem pretende controlar-se a velocidade do gerador em torno de um valor ótimo, dependente da velocidade do vento. A segunda abordagem baseia-se no controlo do binário partindo de um valor de referência, estabelecido pelo MPPT, igualmente dependente da velocidade do vento.

Neste estudo usa-se o controlo de velocidade como forma a garantir o seguimento da máxima potência, entre  $u_0$  e  $u_N$ . Obtém-se o valor ótimo da velocidade de rotação das pás,  $\omega_{T_{opt}}$ , para cada valor de velocidade do vento,  $u$ . O valor de velocidade ótima, que maximiza a potência, é a raiz da derivada de potência em função de  $\omega_T$ , (2.14). A solução [Pena et al, 1996] é apresentada em (2.15) e verifica uma relação de proporcionalidade direta entre  $\omega_{T_{opt}}$  e  $u$ .

$$\frac{dP_e}{d\omega_T} = \frac{d \left( \frac{1}{2} A \rho u^3 0.22 \left( \frac{116}{\left( \frac{1}{\frac{\omega_T r}{u}} - 0.035 \right)^{-1} - 0.4\beta - 5} \right) e^{-\left( \frac{12.5}{\left( \frac{1}{\frac{\omega_T r}{u}} - 0.035 \right)^{-1}} \right)} \right)}{d\omega_T} = 0 \quad (2.14)$$

$$\omega_{T_{opt}} = \frac{6.32497u}{r} \quad (2.15)$$

Do lado do gerador, tem-se a velocidade ótima do gerador, que é a velocidade de referência  $\omega_{G\_ref}$  (2.16) dependente do ganho da caixa de velocidades da turbina eólica, que relaciona as duas velocidades (2.12).

$$\omega_{G\_ref} = G \frac{6.32497u}{r} \quad (2.16)$$

Como referido anteriormente, nos cálculos do estudo em causa, o ângulo de passo considera-se constante e de valor  $\beta=0^\circ$ . O valor escolhido é  $\beta=0^\circ$ , por ser o valor para o qual é possível obter valores de  $C_p$  mais elevados (Fig. 2.2). Como  $P_e$  é diretamente proporcional a  $C_p$  (2.5) o valor de  $\omega_{T_{opt}}$  que conduz aos valores máximos de potência, maximiza também  $C_p$ .

Para garantir a velocidade ótima, é necessário utilizar um controlador de velocidade, que é dimensionado no capítulo 5.

### 3. Gerador de Magnetos Permanentes

As máquinas eléctricas com ímanes permanentes começaram a ganhar destaque na última metade do século XX, com o aparecimento de materiais magnéticos de melhor qualidade, como o Alnico (liga de alumínio, níquel e cobalto), a ferrite de bário, o samário-cobalto e o neodímio-ferro-boro [Strnat, 1990].

Nos últimos anos, o gerador síncrono de ímanes permanentes (PMSG) tem sido muito utilizado em aplicações de geração eólica, para potências até 7,5 MW [ENERCON, 2010].

O PMSG é uma variante do gerador síncrono clássico que utiliza ímanes permanentes ao invés do enrolamento de excitação que constitui o gerador síncrono clássico. Esta alteração construtiva embora torne mais difícil o ajuste do factor de potência permite abdicar de todo o sistema de controlo da corrente de excitação inerente ao gerador síncrono clássico.

Nestes sistemas, alguns construtores têm substituído o enrolamento de excitação clássico por ímanes permanentes, o que torna possível assegurar um fluxo de excitação permanente sem recurso a circuitos de excitação externos [Marques, 2007b]. O binário máximo que a máquina é capaz de produzir será tanto maior quanto o fluxo magnético criado pelos ímanes acoplados ao rotor. Pelo facto de não possuir circuito eléctrico no rotor, logo menos perdas por Efeito de Joule, esta máquina tem a vantagem de ter rendimento mais elevado do que a máquina síncrona convencional e a máquina de indução. Para além das vantagens referidas, este gerador beneficia de uma baixa manutenção precisamente por abdicar do uso de anéis e escovas presentes no circuito de excitação clássico.

A operação do PMSG pode ser realizada com velocidade variável, recorrendo à utilização de um conversor AC/AC ligado entre a máquina (estator) e a rede. Toda a potência gerada pelo PMSG passa pelo conversor, o que faz com que este tenha que ser dimensionado para 100% da potência nominal do sistema.

#### 3.1 Constituição do Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes

Uma máquina eléctrica rotativa é constituída por duas partes distintas, o indutor e o induzido. O indutor, rotor, é a parte móvel e nele gera-se o campo magnético de excitação, por outro lado o induzido, estator, é fixo. O espaço entre o rotor e o estator é o entreferro.

No caso do PMSG, o indutor (responsável pelo fluxo magnético da máquina) situa-se no rotor por ser no rotor que estão instalados os ímanes permanentes. Na maioria das configurações deste tipo, os ímanes permanentes são colocados no interior do rotor, mas também podem encontrar-se à sua superfície. O induzido é o estator e é constituído pelo enrolamento trifásico.

O estator da máquina síncrona de ímanes permanentes é semelhante ao das máquinas convencionais, síncronas ou assíncronas. O núcleo do estator é constituído pelo empilhamento de

chapas finas de material ferromagnético, formando um anel. As chapas são isoladas entre si o que conduz a um aumento da resistência transversal do circuito magnético, consequentemente reduzindo substancialmente as correntes de Foucault e as perdas que lhe são inerentes. Possuem uma elevada permeabilidade magnética o que diminui o fluxo de dispersão e concentra o campo electromagnético no entreferro. As chapas constitutivas do estator podem possuir ranhuras que alojam os condutores que, por sua vez, formam o enrolamento.

A velocidade de sincronismo,  $n_s$  (3.1), depende do número de pares de pólos,  $p$ , e da frequência da rede,  $f$  (Hz).

$$n_s = 60 \frac{f}{p} \quad (3.1)$$

### 3.2 Princípio de Funcionamento do Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes

Ao contrário do que acontece na máquina síncrona clássica, na máquina síncrona de ímanes permanentes, a força magnetomotriz do circuito indutor é constante pois os ímanes não alteram o fluxo de excitação. No entanto, esta característica também constitui a sua principal desvantagem: a impossibilidade de controlar o factor de potência. Esta desvantagem pode limitar a utilização da máquina síncrona de ímanes permanentes como gerador, mas com a utilização de conversores electrónicos de potência esta limitação é facilmente ultrapassada (o sistema em estudo liga o gerador à rede por intermédio de um conversor AC/AC).

O estator da máquina possui três enrolamentos desfasados de  $120^\circ$  que constituem um sistema trifásico simétrico e equilibrado. Os enrolamentos são percorridos por correntes simétricas que criam um campo magnético girante no entreferro que, ao rodar em sincronismo com a frequência das correntes circulantes no induzido, cria o campo magnético de rotação do induzido. A velocidade do campo magnético girante é a velocidade de sincronismo (3.1).

Assim, em regime permanente, quando o rotor roda à velocidade de sincronismo, devido à presença dos ímanes é criado um campo magnético girante, principal campo magnético da máquina. Da interação entre o campo magnético indutor e o campo magnético de reação do induzido surge um campo magnético resultante que gira também à velocidade de sincronismo,  $n_s$ . Consequentemente cria-se o binário electromagnético, uma vez que o rotor gira à mesma velocidade do campo girante criado pelas correntes do estator este binário é constante.

### 3.3 Modelo do Gerador de Ímanes Permanentes

#### 3.3.1 Modelo do Gerador em Coordenadas abc

As tensões aos terminais dos enrolamentos do estator, que representam a dinâmica da máquina, podem ser representadas por (3.2). A resistência dos enrolamentos do estator é  $R_s$ . As correntes nas três fases são representados pelo vector  $i_{abc}$  e o vector dos fluxos ligados nos enrolamentos, que por sua vez dependem dos valores das indutâncias da máquina (3.3) são representados por  $\Psi_{abc}$  [Marques, 2007b].

$$[U_{abc}] = [R_s][i_{abc}] + \frac{d[\Psi_{abc}]}{dt} \quad (3.2)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_1 + L_2 \cos 2\theta_a & M_1 + M_2 \cos 2\theta_b & M_1 + M_2 \cos 2\theta_c \\ M_1 + M_2 \cos 2\theta_b & L_1 + L_2 \cos 2\theta_c & M_1 + M_2 \cos 2\theta_a \\ M_1 + M_2 \cos 2\theta_c & M_1 + M_2 \cos 2\theta_a & L_1 + L_2 \cos 2\theta_b \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

As indutâncias própria e mútua variam com o cosseno da posição angular do rotor (3.4). Esta varia com o tempo,  $t$ , a frequência angular,  $\omega$ , e a defasagem,  $\varphi_0$ .

$$\theta_m = \omega t + \varphi_0 \quad (3.4)$$

Nas equações supramencionadas as indutâncias da máquina variam periodicamente com a posição angular do rotor,  $\theta_m$ , que por sua vez varia com o tempo.

#### 3.3.2 Modelo do Gerador em Coordenadas $\alpha\beta$

No sentido de resolver a dificuldade anterior, imposta pela dependência temporal da posição angular, usa-se a transformação de Concordia (Anexo B). A figura 3.1 representa a transformação.

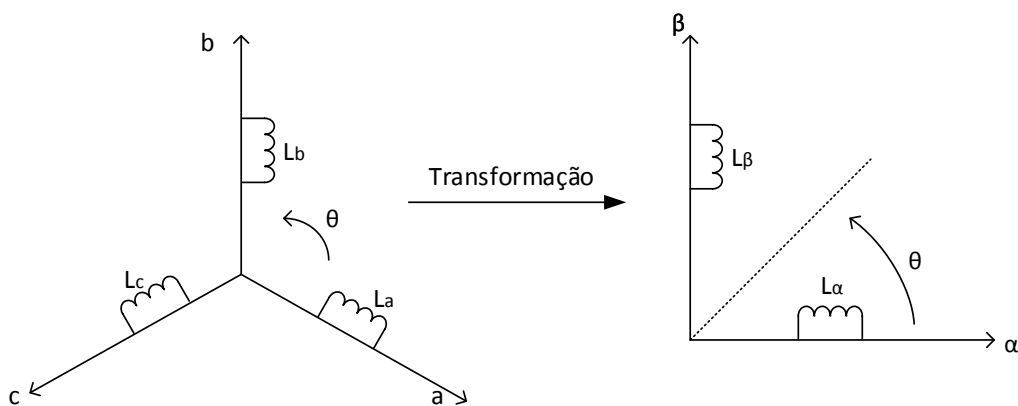


Figura 3.1 – Imagem da Transformação de Concordia aplicada à máquina.

A aplicação da transformação de Concordia permite simplificar o sistema trifásico num sistema bifásico equivalente (3.5).

$$\begin{bmatrix} \psi_\alpha \\ \psi_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{av} + L_{os} \cos 2\theta & L_{os} \sin 2\theta \\ L_{os} \sin 2\theta & L_{av} - L_{os} \cos 2\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Ficando o modelo da máquina definido pela equação (3.6).

$$[U_{\alpha\beta}] = [R_{\alpha\beta}][i_{\alpha\beta}] + \frac{d[\psi_{\alpha\beta}]}{dt} \quad (3.6)$$

No entanto, as indutâncias ainda dependem da posição angular do rotor, justificando a aplicação da transformação de Blondel-Park (Anexo C).

### 3.3.3 Modelo do Gerador em Coordenadas $dq$

Com a transformação de Blondel-Park (Anexo C) é possível representar a dinâmica do sistema num sistema de eixos  $dq$ , com origem nos eixos  $\alpha\beta$  mas desfasados do ângulo de transformação,  $\theta$ , independente da posição angular do rotor e independente do tempo (Fig. 3.2). Na sequência da transformação, os enrolamentos do estator e do rotor passam a integrar o referencial girante  $dq$ , que roda com mesma velocidade do rotor.

Nesta representação o eixo  $d$  fica alinhado com a posição angular do rotor e o eixo  $q$  encontra-se em quadratura com o eixo  $d$ . Pelas suas características esta transformação é também designada por "Rotação de Referencial".

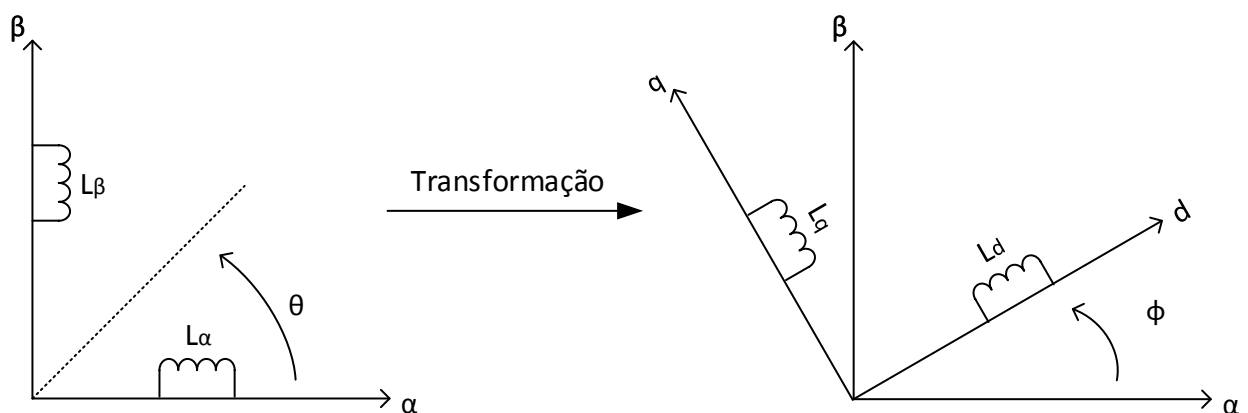


Figura 3.2 – Imagem da Transformação de Blondel-Park aplicada à máquina.

Com esta última transformação as tensões da máquina tomam a forma (3.7), onde  $\omega_e$  é a velocidade a que o referencial  $dq$  roda em relação a  $\alpha\beta$ . Esta velocidade é a derivada do ângulo de transformação,  $\theta$ .

$$\begin{cases} u_{ds} = r_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_e \psi_{qs} \\ u_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} - \omega_e \psi_{ds} \end{cases} \quad (3.7)$$

Os fluxos ligados  $\psi_{ds}$  e  $\psi_{qs}$  são expressos por (3.8).

$$\begin{cases} \psi_{ds} = \psi_{f0} + L_{ds} i_{ds} \\ \psi_{qs} = L_{qs} i_{qs} \end{cases} \quad (3.8)$$

O binário electromecânico,  $T_{em}$ , produzido no gerador representa-se por (3.9).

$$T_{em} = p(\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}) \quad (3.9)$$

Estas equações serão fundamentais para obter os controladores do sistema global.





## 4. Conversor Matricial

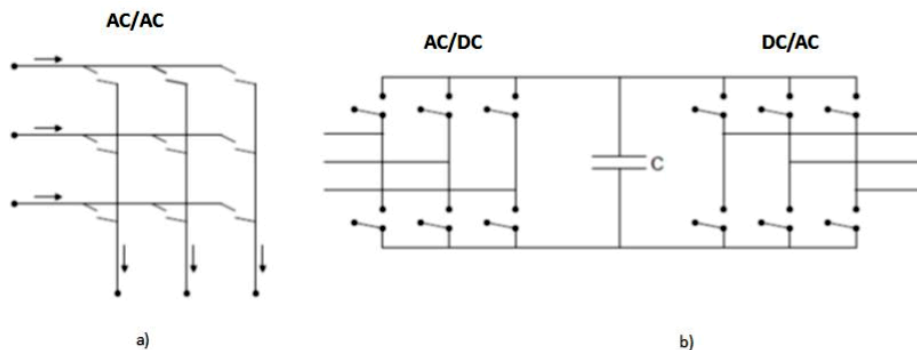
Os conversores matriciais têm a capacidade de realizar a conversão direta AC/AC, tornando-se potencialmente interessante a sua utilização na REE nomeadamente: em sistemas de melhoria da qualidade de energia elétrica [Gamboa et al, 2009], na regulação do trânsito de energia [Monteiro, 2010], ou em sistemas de geração de energia renovável [Cardenas et al, 2009], [Afonso et al, 2013], [Fernandes et al, 2015].

Estes conversores possuem uma capacidade de controlo relativamente elevada, produzem conteúdos harmónicos que poderão facilmente ser filtrados (com filtros de alta frequência) [Simon et al, 2002], apresentam elevado rendimento e, atualmente, já são capazes de operar com potências elevadas [Wheeler et al, 2002].

### 4.1 Introdução

A conversão de energia AC/AC pode ser feita de forma direta, com apenas um nível de processamento de energia, ou de forma indireta, com dois ou mais níveis de processamento de energia (Fig. 4.1).

Se a conversão for efetuada de forma indireta, com dois níveis de processamento de energia, um conversor converte a corrente alternada em corrente contínua (AC/DC) e o outro converte a corrente contínua em corrente alternada DC/AC. Esta associação de dois conversores AC/DC, ligados pelo andar DC (Fig. 4.1) na montagem habitualmente designada por “back-to-back”, no andar DC utiliza condensadores ou bancos de condensadores eletrolíticos.



**Figura 4.1- Topologias para conversão AC/AC: (a) Conversor Matricial Trifásico (CMT); (b) Associação de conversores AC/DC e DC/AC ligados em montagem “back-to-back” com andar de armazenamento de energia em DC.**

A arquitetura dos conversores matriciais abdica quase na totalidade de componentes armazenadores de energia. Sendo constituídos maioritariamente por semicondutores de potência, são compactos - apresentam maior densidade de energia, são menos pesados e apresentam rendimentos muito elevados [Itoh et al, 2004]. Do ponto de vista funcional, com o Conversor Matricial

Trifásico é possível obter, na saída, tensões de amplitude e frequência variável [Wheeler et al, 2002]. Na ligação à rede, permite a regulação do factor de potência, independentemente da carga que se encontre à saída.

Pelas suas interessantes características, neste estudo o conversor usado é o Conversor Matricial Trifásico.

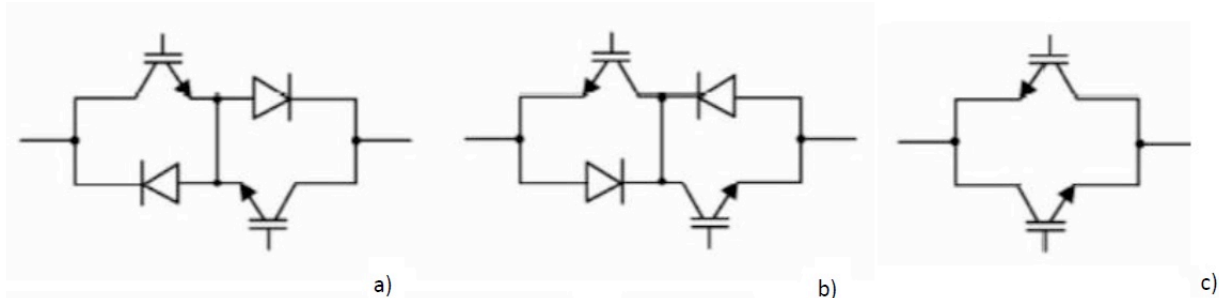
## **4.2 Conversor Matricial Clássico para Sistemas Trifásicos**

O conversor matricial tem sido estudado desde o ano de 1976, inicialmente por Brian Pelly e Lazlo Gjugyi. Nesse ano, apresentaram um conversor direto de frequência que operava em simultâneo sobre as variáveis de entrada e de saída. Este conversor apresentava a particularidade de ser bidirecional, pelo facto de utilizar, à data, dois tirístores em antiparalelo para formar um interruptor. Devido ao seu processo de passagem ao corte, os tirístores impunham que a frequência da componente fundamental das tensões de saída fosse inferior à frequência das tensões de entrada. Desenvolveram-se circuitos auxiliares para ultrapassar esta limitação imposta pelos tirístores mas o aparecimento dos GTO e dos IGBT tornou mais versátil a utilização do conversor matricial.

Atualmente, como consequência da limitação tecnológica no que respeita a semicondutores de potência com capacidade para suportar tensões e conduzir correntes bidireccionalmente, os Conversores Matriciais são constituídos por uma associação de semicondutores de potência comandados (SPC) à abertura e ao corte, formando unidades com comportamento semelhante ao de um interruptor bidirecional IB. As configurações mais utilizadas para IB são as representadas na Fig. 4.2.

As topologias de dois transístores IGBT em montagem de emissor ou coletor comum são as tradicionalmente utilizadas, embora necessitem de dois circuitos de disparo porta emissor independentes e de uma estratégia de comutação mais elaborada. Mais recentemente, com o desenvolvimento dos semicondutores de potência, a topologia com dois transístores RB-IGBT tem-se tornado mais atractiva porque permite reduzir o número de semicondutores do conversor (no conversor matricial trifásico só são necessários 18 RB-IGBT), reduzindo também as perdas [Itoh et al, 2004].

Na escolha dos semicondutores a utilizar deve efetuar-se um correto dimensionamento (ANEXO D).



**Figura 4.2- Topologias de IB. a) Ligação em anti-série de dois SPC (em emissor comum); b) Ligação em anti-série de dois SPC (em colector comum); c) Ligação em antiparalelo de dois RB-IGBT**

Em 1981, Alesina e Venturini, sugeriram um conversor, constituído por uma matriz de semicondutores de potência, que permitia o trânsito bidirecional de energia, bem como uma nova estratégia de modulação do conversor, a modulação PWM.

As técnicas de comando existentes até então permitiam a regulação da tensão e da frequência de saída, no entanto geravam harmónicas indesejáveis nas corrente de entrada, na ligação à rede eléctrica. Com a técnica de modulação PWM proposta, comutando os semicondutores a alta frequência, obtiveram-se grandezas de entrada e saída quase sinusoidais com factor de potência regulável, garantindo espectros harmónicos consideravelmente reduzidos.

As técnicas de modulação foram continuamente melhoradas no sentido de obter uma relação de transferência de  $\sqrt{3}/2$  entre a tensão de entrada e a tensão de saída, já que inicialmente o valor de amplitude da tensão de saída era apenas metade do valor da tensão de entrada. Por apresentar esta característica limitadora trata-se de um conversor redutor.

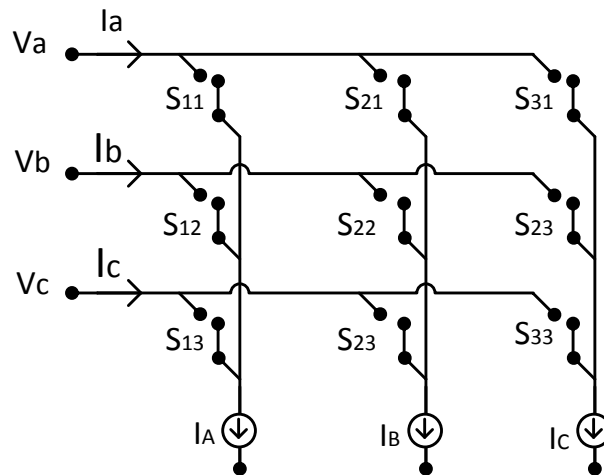
Outros investigadores contribuíram para o desenvolvimento e aperfeiçoamento do conversor matricial, desenvolveram o estudo de metodologias de controlo de conversores matriciais e propuseram o processo de modulação por Vectores Espaciais, *Space Vector Modulation* –SVM. Com esta técnica de modulação foi possível obter o controlo direto das tensões e correntes [Pinto, 2003], [Pinto et al, 2007].

Na atualidade, estes conversores são também usados no processo de conversão das energias renováveis [Cárdenas et al, 2009], acionamentos electromecânicos [Podlesak et al, 2005] e melhoria da qualidade de energia eléctrica [Galkin et al, 2001].

Os conversores matriciais trifásicos (Fig. 4.3) são compostos por uma matriz de 3 x 3 IB, que permitem ligar dois sistemas trifásicos. Dos sistemas interligados, um apresenta características de fonte de tensão e o outro possui características de fonte de corrente. Por ser constituído por IB o conversor permite o fluxo de energia do gerador (fonte) para o receptor (carga) ou em sentido contrário, como referido anteriormente.

Partindo do princípio de que cada interruptor pode tomar dois estados possíveis, no caso do conversor matricial trifásico, existem teoricamente  $2^{3 \times 3}$  (512) combinações possíveis para o estado dos IB. Contudo há restrições topológicas que inviabilizam a maioria das combinações possíveis para os IB. O facto de um dos sistemas trifásicos ter 3 fontes de tensão (entrada do conversor) e o outro sistema ter 3 fontes de corrente (saída do conversor) implica que todas as combinações que possam curto-circuitar fontes de tensão ou colocar fontes de corrente em circuito aberto sejam combinações a

evitar. Resultam apenas  $n^m$  combinações viáveis, com  $n$  a representar o número de fontes de tensão e  $m$  as fontes de corrente. No conversor trifásico obtêm-se  $3^3$  (27) combinações possíveis.



**Figura 4.3- Conversor Matricial Clássico Trifásico.**

Supondo que os semicondutores dos IB se comportam idealmente, com tensão de condução nula, corrente de fuga nula no estado de corte e tempos de comutação nulos, o seu estado (aberto ou fechado) pode ser representado matematicamente por uma variável  $S_{kj}$  ( $k, j \in \{1,2,3\}$ ) (4.1).

$$S_{kj} = \begin{cases} 1 & \text{interruptor fechado (ON)} \\ 0 & \text{interruptor aberto (OFF)} \end{cases} \quad (4.1)$$

A matriz  $\mathbf{S}$  (4.2) permite estabelecer a relação entre os dois sistemas trifásicos.

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Tratando ainda das restrições topológicas, para que à saída do conversor exista sempre um caminho possível para a corrente fluir é necessário que em cada linha exista sempre um interruptor fechado. Seguindo o mesmo raciocínio, para evitar curto-circuitos entre fases à entrada do conversor, não deve haver mais do que um interruptor fechado. Pelo que se obtém a condição (4.3) garantindo que, em cada instante, a soma de todos os elementos de cada linha da matriz  $\mathbf{S}$  é sempre 1. Isto é, cada fase da saída só pode estar ligada a uma e uma só fase de entrada.

$$\sum_{j=1}^3 S_{kj} = 1, \quad k \in \{1,2,3\} \quad (4.3)$$

Com a matriz  $\mathbf{S}$  é possível relacionar as tensões simples de saída ( $v_A, v_B, v_C$ ) do conversor com as tensões simples de entrada ( $v_a, v_b, v_c$ ), (4.4). As correntes de entrada ( $i_a, i_b, i_c$ ) também se podem relacionar com as correntes de saída ( $i_A, i_B, i_C$ ), (4.4).

$$\begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} = \mathbf{S} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \mathbf{S} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix}$$

A matriz  $\mathbf{S}_c$  apresenta a relação entre as tensões compostas de saída ( $v_{AB}, v_{BC}, v_{CA}$ ) e as tensões simples de entrada (4.5).

$$\begin{bmatrix} v_{AB} \\ v_{BC} \\ v_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11} - S_{21} & S_{12} - S_{22} & S_{13} - S_{23} \\ S_{21} - S_{31} & S_{22} - S_{32} & S_{23} - S_{33} \\ S_{31} - S_{11} & S_{32} - S_{12} & S_{33} - S_{13} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \mathbf{S}_c \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Na tabela 4.1 apresentam-se as 27 combinações possíveis, acompanhadas dos respectivos valores instantâneos das tensões aplicadas aos terminais de saída do conversor matricial, bem como as respectivas correntes em cada uma das fases de entrada.

As combinações previstas na tabela 4.1 podem dividir-se em três grupos. O primeiro grupo com 6 combinações, onde cada fase de saída está ligada a uma fase diferente de entrada. No segundo grupo, duas fases de saída estão ligadas à mesma fase de entrada. Por fim, no terceiro, as três fases de saída estão ligadas à mesma fase de entrada.

Tabela 4.1 – Combinações possíveis de ligação dos interruptores do conversor matricial trifásico.

Grupo	Estado	S <sub>11</sub>	S <sub>12</sub>	S <sub>13</sub>	S <sub>21</sub>	S <sub>22</sub>	S <sub>23</sub>	S <sub>31</sub>	S <sub>32</sub>	S <sub>33</sub>	V <sub>A</sub>	V <sub>B</sub>	V <sub>C</sub>	V <sub>AB</sub>	V <sub>BC</sub>	V <sub>CA</sub>	I <sub>a</sub>	I <sub>b</sub>	I <sub>c</sub>
I	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	V <sub>a</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>ab</sub>	V <sub>bc</sub>	V <sub>ca</sub>	I <sub>A</sub>	I <sub>B</sub>	I <sub>C</sub>
	2	1	0	0	0	0	1	0	1	0	V <sub>a</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>b</sub>	-V <sub>ca</sub>	-V <sub>bc</sub>	-V <sub>ab</sub>	I <sub>A</sub>	I <sub>C</sub>	I <sub>B</sub>
	3	0	1	0	1	0	0	0	0	1	V <sub>b</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>c</sub>	-V <sub>ab</sub>	-V <sub>ca</sub>	-V <sub>bc</sub>	I <sub>B</sub>	I <sub>A</sub>	I <sub>C</sub>
	4	0	1	0	0	0	1	1	0	0	V <sub>b</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>bc</sub>	V <sub>ca</sub>	V <sub>ab</sub>	I <sub>C</sub>	I <sub>A</sub>	I <sub>B</sub>
	5	0	0	1	1	0	0	0	1	0	V <sub>c</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>ca</sub>	V <sub>ab</sub>	V <sub>bc</sub>	I <sub>B</sub>	I <sub>C</sub>	I <sub>A</sub>
	6	0	0	1	0	1	0	1	0	0	V <sub>c</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>a</sub>	-V <sub>bc</sub>	-V <sub>ab</sub>	-V <sub>ca</sub>	I <sub>C</sub>	I <sub>B</sub>	I <sub>A</sub>
II	7	1	0	0	0	1	0	0	1	0	V <sub>a</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>ab</sub>	0	-V <sub>ab</sub>	I <sub>A</sub>	-I <sub>A</sub>	0
	8	0	1	0	1	0	0	1	0	0	V <sub>b</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>a</sub>	-V <sub>ab</sub>	0	V <sub>ab</sub>	-I <sub>A</sub>	I <sub>A</sub>	0
	9	0	1	0	0	0	1	0	0	1	V <sub>b</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>bc</sub>	0	-V <sub>bc</sub>	0	I <sub>A</sub>	-I <sub>A</sub>
	10	0	0	1	0	1	0	0	1	0	V <sub>c</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>b</sub>	-V <sub>bc</sub>	0	V <sub>bc</sub>	0	-I <sub>A</sub>	I <sub>A</sub>
	11	0	0	1	1	0	0	1	0	0	V <sub>c</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>ca</sub>	0	-V <sub>ca</sub>	-I <sub>A</sub>	0	I <sub>A</sub>
	12	1	0	0	0	0	1	0	0	1	V <sub>a</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>c</sub>	-V <sub>ca</sub>	0	V <sub>ca</sub>	I <sub>A</sub>	0	-I <sub>A</sub>
	13	0	1	0	1	0	0	0	1	0	V <sub>b</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>b</sub>	-V <sub>ab</sub>	V <sub>ab</sub>	0	I <sub>B</sub>	-I <sub>B</sub>	0
	14	1	0	0	0	1	0	1	0	0	V <sub>a</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>ab</sub>	-V <sub>ab</sub>	0	-I <sub>B</sub>	I <sub>B</sub>	0
	15	0	0	1	0	1	0	0	0	1	V <sub>c</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>c</sub>	-V <sub>bc</sub>	V <sub>bc</sub>	0	0	I <sub>B</sub>	-I <sub>B</sub>
	16	0	1	0	0	0	1	0	1	0	V <sub>b</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>bc</sub>	-V <sub>bc</sub>	0	0	-I <sub>B</sub>	I <sub>B</sub>
	17	1	0	0	0	0	1	1	0	0	V <sub>a</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>a</sub>	-V <sub>ca</sub>	V <sub>ca</sub>	0	-I <sub>B</sub>	0	I <sub>B</sub>
	18	0	0	1	1	0	0	0	0	1	V <sub>c</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>ca</sub>	-V <sub>ca</sub>	0	I <sub>B</sub>	0	-I <sub>B</sub>
	19	0	1	0	0	1	0	1	0	0	V <sub>b</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>a</sub>	0	-V <sub>ab</sub>	V <sub>ab</sub>	I <sub>C</sub>	-I <sub>C</sub>	0
	20	1	0	0	1	0	0	0	1	0	V <sub>a</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>b</sub>	0	V <sub>ab</sub>	-V <sub>ab</sub>	-I <sub>C</sub>	I <sub>C</sub>	0
21	0	0	1	0	0	1	0	1	0	V <sub>c</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>b</sub>	0	-V <sub>bc</sub>	V <sub>bc</sub>	0	I <sub>C</sub>	-I <sub>C</sub>	
22	0	1	0	0	1	0	0	0	1	V <sub>b</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>c</sub>	0	V <sub>bc</sub>	-V <sub>bc</sub>	0	-I <sub>C</sub>	I <sub>C</sub>	
23	1	0	0	1	0	0	0	0	1	V <sub>a</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>c</sub>	0	-V <sub>ca</sub>	V <sub>ca</sub>	-I <sub>C</sub>	0	I <sub>C</sub>	
24	0	0	1	0	0	1	1	0	0	V <sub>c</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>a</sub>	0	V <sub>ca</sub>	-V <sub>ca</sub>	I <sub>C</sub>	0	-I <sub>C</sub>	
III	25	1	0	0	1	0	0	1	0	0	V <sub>a</sub>	V <sub>a</sub>	V <sub>a</sub>	0	0	0	0	0	0
	26	0	1	0	0	1	0	0	1	0	V <sub>b</sub>	V <sub>b</sub>	V <sub>b</sub>	0	0	0	0	0	0
	27	0	0	1	0	0	1	0	0	1	V <sub>c</sub>	V <sub>c</sub>	V <sub>c</sub>	0	0	0	0	0	0

### 4.3 Controlo do Conversor Matricial

Na presente dissertação, é utilizada a representação por vectores espaciais associada à técnica de controlo por modo de deslizamento no controlo do conversor matricial. Com esta técnica é possível obter relações de transferência elevadas associadas a uma baixa distorção harmónica [Pinto, 2003], [Pinto et al, 2006].

Na tabela 4.1 foram apresentadas as 27 combinações possíveis, será útil representar as correntes e tensões trifásicas resultantes de cada combinação na forma de vectores espaciais no plano  $\alpha\beta$ , através da transformação de *Clarke-Concordia*. A transformação de *Concordia* permite transformar as coordenadas  $abc \rightarrow \alpha\beta$  (Anexo B).

As tensões de saída em coordenadas  $\alpha\beta 0$  são obtidas a partir de (4.6)

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \mathbf{C}^T \begin{bmatrix} v_{AB} \\ v_{BC} \\ v_{CA} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

As correntes de entrada em coordenadas  $\alpha\beta 0$  são obtidas a partir de (4.7)

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} = \mathbf{C}^T \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Matematicamente, os vetores de tensão de saída e corrente de entrada tomam a forma (4.8). O seu módulo e argumento são apresentados por (4.9) e (4.10), respectivamente.

$$\begin{aligned} \vec{V}_0 &= V_{0\alpha} + jV_{0\beta} \\ \vec{I}_i &= I_{i\alpha} + jI_{i\beta} \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} |\vec{V}_0| &= \sqrt{V_{0\alpha}^2 + V_{0\beta}^2} \\ |\vec{I}_i| &= \sqrt{I_{i\alpha}^2 + I_{i\beta}^2} \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} \delta_0 &= \tan^{-1} \left( \frac{V_{0\beta}}{V_{0\alpha}} \right) \\ \mu_i &= \tan^{-1} \left( \frac{I_{i\beta}}{I_{i\alpha}} \right) \end{aligned} \quad (4.10)$$

Na tabela 4.2 apresentam-se os vetores espaciais para todas as combinações possíveis representadas na tabela 4.1.



**Tabela 4.2 – Vetores espaciais da tensão de saída e corrente de entrada para todas as combinações possíveis dos IB do Conversor Matricial**

Grupo	Estado	Nome	$V_A$	$V_B$	$V_C$	$V_{AB}$	$V_{BC}$	$V_{CA}$	$I_a$	$I_b$	$I_c$	$ \vec{V}_{0\alpha\beta} $	$\delta_0$	$ \vec{I}_{i\alpha\beta} $	$\mu_i$
I	1	1g	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$V_{ab}$	$V_{bc}$	$V_{ca}$	$I_A$	$I_B$	$I_C$	$V_i$	$\delta_i$	$\sqrt{3}I_0$	$\mu_0$
	2	2g	$V_a$	$V_c$	$V_b$	$-V_{ca}$	$-V_{bc}$	$-V_{ab}$	$I_A$	$I_C$	$I_B$	$-V_i$	$-\delta_i + 4\pi/3$	$\sqrt{3}I_0$	$-\mu_0$
	3	3g	$V_b$	$V_a$	$V_c$	$-V_{ab}$	$-V_{ca}$	$-V_{bc}$	$I_B$	$I_A$	$I_C$	$-V_i$	$-\delta_i$	$\sqrt{3}I_0$	$-\mu_0 + 2\pi/3$
	4	4g	$V_b$	$V_c$	$V_a$	$V_{bc}$	$V_{ca}$	$V_{ab}$	$I_C$	$I_A$	$I_B$	$V_i$	$\delta_i + 4\pi/3$	$\sqrt{3}I_0$	$\mu_0 + 2\pi/3$
	5	5g	$V_c$	$V_a$	$V_b$	$V_{ca}$	$V_{ab}$	$V_{bc}$	$I_B$	$I_C$	$I_A$	$V_i$	$\delta_i + 2\pi/3$	$\sqrt{3}I_0$	$\mu_0 + 4\pi/3$
	6	6g	$V_c$	$V_b$	$V_a$	$-V_{bc}$	$-V_{ab}$	$-V_{ca}$	$I_C$	$I_B$	$I_A$	$-V_i$	$-\delta_i + 2\pi/3$	$\sqrt{3}I_0$	$-\mu_0 + 4\pi/3$
II	7	+1	$V_a$	$V_b$	$V_b$	$V_{ab}$	0	$-V_{ab}$	$I_A$	$-I_A$	0	$\sqrt{2/3}V_{ab}$	0	$\sqrt{2}I_A$	$-\pi/6$
	8	-1	$V_b$	$V_a$	$V_a$	$-V_{ab}$	0	$V_{ab}$	$-I_A$	$I_A$	0	$-\sqrt{2/3}V_{ab}$	0	$-\sqrt{2}I_A$	$-\pi/6$
	9	+2	$V_b$	$V_c$	$V_c$	$V_{bc}$	0	$-V_{bc}$	0	$I_A$	$-I_A$	$\sqrt{2/3}V_{bc}$	0	$\sqrt{2}I_A$	$\pi/2$
	10	-2	$V_c$	$V_b$	$V_b$	$-V_{bc}$	0	$V_{bc}$	0	$-I_A$	$I_A$	$-\sqrt{2/3}V_{bc}$	0	$-\sqrt{2}I_A$	$\pi/2$
	11	+3	$V_c$	$V_a$	$V_a$	$V_{ca}$	0	$-V_{ca}$	$-I_A$	0	$I_A$	$\sqrt{2/3}V_{ca}$	0	$\sqrt{2}I_A$	$7\pi/6$
	12	-3	$V_a$	$V_c$	$V_c$	$-V_{ca}$	0	$V_{ca}$	$I_A$	0	$-I_A$	$-\sqrt{2/3}V_{ca}$	0	$-\sqrt{2}I_A$	$7\pi/6$
	13	+4	$V_b$	$V_a$	$V_b$	$-V_{ab}$	$V_{ab}$	0	$I_B$	$-I_B$	0	$\sqrt{2/3}V_{ab}$	$2\pi/3$	$\sqrt{2}I_B$	$-\pi/6$
	14	-4	$V_a$	$V_b$	$V_a$	$V_{ab}$	$-V_{ab}$	0	$-I_B$	$I_B$	0	$-\sqrt{2/3}V_{ab}$	$2\pi/3$	$-\sqrt{2}I_B$	$-\pi/6$
	15	+5	$V_c$	$V_b$	$V_c$	$-V_{bc}$	$V_{bc}$	0	0	$I_B$	$-I_B$	$\sqrt{2/3}V_{bc}$	$2\pi/3$	$\sqrt{2}I_B$	$\pi/2$
	16	-5	$V_b$	$V_c$	$V_b$	$V_{bc}$	$-V_{bc}$	0	0	$-I_B$	$I_B$	$-\sqrt{2/3}V_{bc}$	$2\pi/3$	$-\sqrt{2}I_B$	$\pi/2$
	17	+6	$V_a$	$V_c$	$V_a$	$-V_{ca}$	$V_{ca}$	0	$-I_B$	0	$I_B$	$\sqrt{2/3}V_{ca}$	$2\pi/3$	$\sqrt{2}I_B$	$7\pi/6$
	18	-6	$V_c$	$V_a$	$V_c$	$V_{ca}$	$-V_{ca}$	0	$I_B$	0	$-I_B$	$-\sqrt{2/3}V_{ca}$	$2\pi/3$	$-\sqrt{2}I_B$	$7\pi/6$
	19	+7	$V_b$	$V_b$	$V_a$	0	$-V_{ab}$	$V_{ab}$	$I_C$	$-I_C$	0	$\sqrt{2/3}V_{ab}$	$4\pi/3$	$\sqrt{2}I_C$	$-\pi/6$
	20	-7	$V_a$	$V_a$	$V_b$	0	$V_{ab}$	$-V_{ab}$	$-I_C$	$I_C$	0	$-\sqrt{2/3}V_{ab}$	$4\pi/3$	$-\sqrt{2}I_C$	$-\pi/6$
21	+8	$V_c$	$V_c$	$V_b$	0	$-V_{bc}$	$V_{bc}$	0	$I_C$	$-I_C$	$\sqrt{2/3}V_{bc}$	$4\pi/3$	$\sqrt{2}I_C$	$\pi/2$	
22	-8	$V_b$	$V_b$	$V_c$	0	$V_{bc}$	$-V_{bc}$	0	$-I_C$	$I_C$	$-\sqrt{2/3}V_{bc}$	$4\pi/3$	$-\sqrt{2}I_C$	$\pi/2$	
23	+9	$V_a$	$V_a$	$V_c$	0	$-V_{ca}$	$V_{ca}$	$-I_C$	0	$I_C$	$\sqrt{2/3}V_{ca}$	$4\pi/3$	$\sqrt{2}I_C$	$7\pi/6$	
24	-9	$V_c$	$V_c$	$V_a$	0	$V_{ca}$	$-V_{ca}$	$I_C$	0	$-I_C$	$-\sqrt{2/3}V_{ca}$	$4\pi/3$	$-\sqrt{2}I_C$	$7\pi/6$	
III	25	Z <sub>a</sub>	$V_a$	$V_a$	$V_a$	0	0	0	0	0	0	0	-	0	-
	26	Z <sub>b</sub>	$V_b$	$V_b$	$V_b$	0	0	0	0	0	0	0	-	0	-
	27	Z <sub>c</sub>	$V_c$	$V_c$	$V_c$	0	0	0	0	0	0	0	-	0	-

Verifica-se a existência de três grupos de vetores distinguíveis pelas suas características:

Grupo I – vetores girantes, de amplitude fixa e ângulo variável;

Grupo II – vetores de amplitude variável no tempo e argumento fixo, vetores pulsantes;

Grupo III – vetores nulos.

No âmbito do controlo do conversor matricial usam-se apenas vetores do grupo II. Estes, por terem argumento fixo, permitem conhecer em cada instante a sua posição no espaço de estados, facilitando a respectiva seleção. Apesar de terem argumento fixo, estes vetores têm amplitude variável no tempo, pelo que é necessário avaliar os valores instantâneos das tensões e correntes que os originam.

No caso dos vetores espaciais da tensão de saída há dependência do valor instantâneo das tensões de entrada. Por sua vez, os vetores espaciais da corrente de entrada dependem do valor instantâneo das correntes de saída. Para cada vetor a determinar conhece-se o seu argumento e consequentemente a sua direção sendo necessário determinar a sua amplitude.

A estratégia usada para determinar a localização dos vetores espaciais, considerando um sistema trifásico simétrico e equilibrado, foi dividir o plano  $\alpha\beta$  em doze zonas distintas e definidas por pontos notáveis onde se verificam alterações significativas nas amplitudes e no sinal dos vectores espaciais, a usar no controlo da tenção de saída. A representação das doze zonas de tensão de entrada pode ser consultada no Anexo E. Para cada zona é possível estabelecer a localização espacial dos vetores a usar no controlo das tensões de saída.

O mapa de localização dos vetores espaciais da tensão de saída para cada zona de tensão de entrada são apresentados no Anexo F.

À corrente de saída também se aplica um procedimento idêntico, dividindo o plano  $\alpha\beta$  em doze zonas (Anexo E) é possível determinar a localização espacial dos vetores a usar no controlo das correntes de entrada, dependendo da zona onde se situa a corrente de saída. Os mapas de localização dos vetores espaciais da corrente de entrada são apresentados no Anexo G.

Em suma, o modulador sintetiza as tensões de saída a partir das tensões de entrada e sintetiza as correntes de entrada a partir das correntes de saída.

#### **4.4 Dimensionamento do Filtro de Ligação do Conversor à Rede**

Os conversores matriciais são constituídos por semicondutores de potência comandados à abertura e ao corte. Devido a este processo de comutação a alta frequência, na saída do conversor são geradas tensões comutadas e, à entrada, são geradas correntes comutadas. Por esse motivo, são necessários filtros que permitam a ligação do conversor à REE, reduzindo a amplitude das harmónicas de alta frequência das correntes geradas durante o processo de comutação e minimizando a distorção destas correntes.

Este filtro deve ser dimensionado de forma a minimizar a defasagem entre a tensão e a corrente e garantir um factor de potência,  $FP$ , aproximadamente unitário.

O filtro passa baixo implementado é um filtro LC de segunda ordem com uma resistência em paralelo com a bobina (resistência de amortecimento) com a topologia indicada da figura 4.4. Esta estrutura de filtragem com resistência de amortecimento permite minimizar perdas garantindo, no entanto, a atenuação das harmónicas de alta frequência [Pinto et al, 2001].

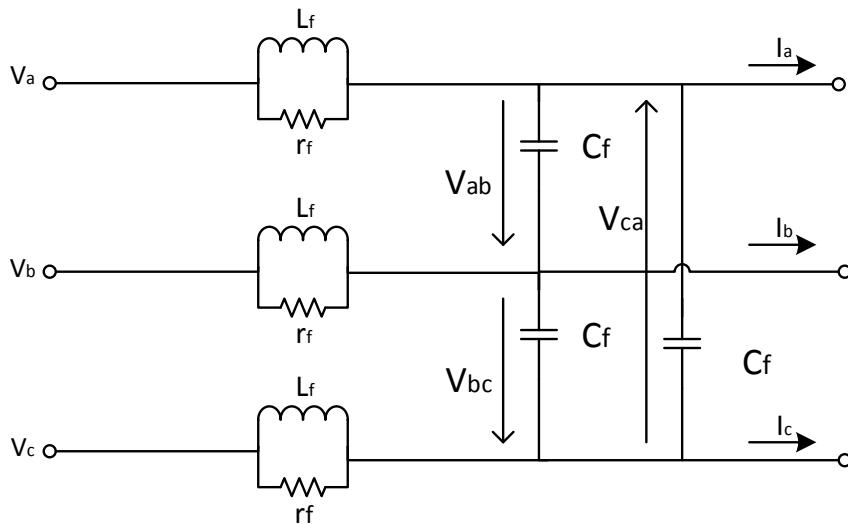


Figura 4.4- Filtro de ligação à REE.

A introdução de elementos capacitivos e indutivos introduz inevitavelmente uma desfasagem entre a tensão e a corrente na entrada do filtro. Destes elementos é o condensador,  $C_f$ , que contribui para a desfasagem entre tensão e corrente, resultando uma 1ª harmónica da corrente,  $I_{ia}$ , em avanço em relação à tensão de entrada do filtro  $V_{ia}$ . Para evitar o impacto desta influência do condensador é necessário dimensioná-lo no sentido de maximizar o factor de potência à entrada do filtro.

O estudo e dimensionamento do filtro é efetuado partindo do modelo equivalente monofásico (Fig. 4.5).

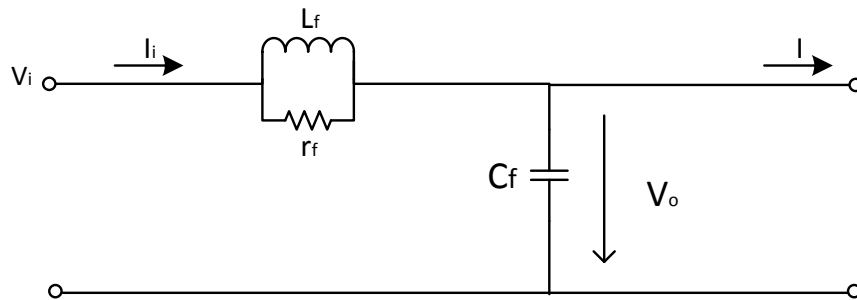


Figura 4.5- Esquema equivalente monofásico do filtro de ligação à REE.

Considerando o equivalente monofásico da figura 4.5, para determinar o valor de  $C_f$  (4.11) é necessário conhecer o valor máximo das tensões da rede,  $V_{cmax}$ , e o valor mínimo das correntes,  $I_{mim}$ , injectadas na rede.

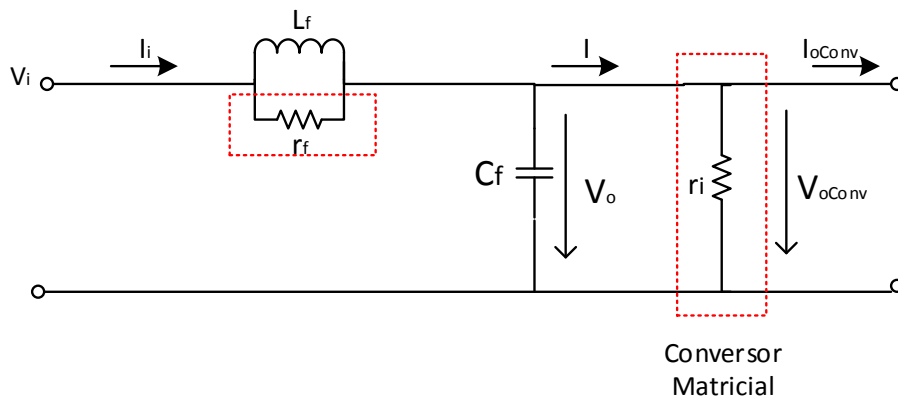
Para o conversor matricial trifásico, o valor dos condensadores de entrada será calculado a partir de (4.11) [Pinto et al, 2001] se estiverem ligados em estrela. No caso de estarem ligados em triângulo, esse valor deverá ser dividido por três.

$$C_f = \frac{I_{min}}{\omega_i V_{cmax}} \tan(\cos^{-1}(F_p)) \quad (4.11)$$

Para evitar fenômenos de ressonância e garantir a atenuação das harmônicas de alta frequência, a frequência de corte,  $f_c$ , do filtro deve estar situada uma década abaixo da frequência de comutação,  $f_s$ , e uma década acima da frequência da rede,  $f_i$ ,  $f_i < f_c < f_s$  ( $\omega_i < \omega_c < \omega_s$ ). Relacionando a frequência de corte com o valor do condensador é possível determinar a bobina do filtro (4.12).

$$L_f = \frac{1}{\omega_c^2 C_f} \quad (4.12)$$

O circuito de amortecimento, constituído pela resistência de amortecimento,  $r_f$ , em paralelo com a bobina, figura 4.6, visa diminuir as oscilações provenientes das comutações dos semicondutores e garantir a estabilidade do sistema.



**Figura 4.6 - Circuito de amortecimento do filtro.**

Na determinação do valor de  $r_f$  considerou-se que o conversor é operado a potência constante. Nestas condições, para efeitos de dimensionamento do filtro, o conversor pode ser representado por uma resistência equivalente,  $R_o$ , dada por (4.13).

$$\frac{dP_{oConv}}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{dV_{oConv}}{dI_{oConv}} = -\frac{V_{oConv}}{I_{oConv}} = -R_o \quad (4.13)$$

A relação de transferência máxima do conversor matricial é dada por (4.14):

$$V_{oConv\,ef} = \frac{\sqrt{3}}{2} V_{o\,ef} \quad (4.14)$$

A resistência incremental,  $r_i$ , correspondente à potência que atravessa o conversor, pode ser calculada por (4.15), onde  $\eta$  é o rendimento do CM [Silva, 2011].

$$r_i = -\frac{4}{3}R_o\eta \quad (4.15)$$

O cálculo da impedância característica,  $Z_f$  (4.18), conduz à determinação da resistência de amortecimento  $r_f$  (4.17).

$$Z_f = \sqrt{\frac{L_f}{C_f}} \quad (4.18)$$

$$r_f = \frac{r_i Z_f}{2\zeta r_i - Z_f} \quad (4.17)$$

Os valores dos parâmetros do filtro são apresentados no 6º capítulo.

## 5. Controlo do Sistema

Neste capítulo faz-se o dimensionamento dos controladores do sistema. No controlo do gerador usa-se o princípio de orientação de campo. O controlo do conversor matricial trifásico é baseado no controlo das correntes de saída e no controlo do factor de potência à entrada do conversor. Para garantir o seguimento da velocidade óptima determinada pelo MPPT, estabelece-se um controlador de velocidade da turbina.

A figura 5.1 é uma representação esquemática do sistema proposto.

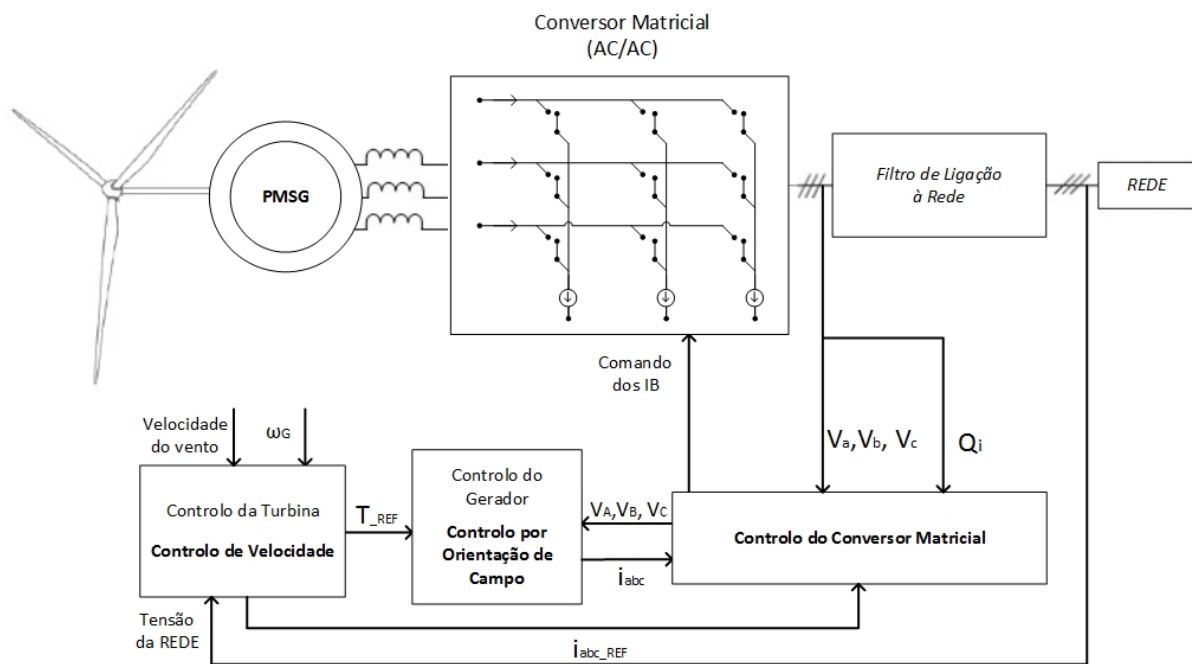


Figura 5.1 – Diagrama de blocos do sistema.

No sistema eólico proposto, o MPPT é implementado através do controlo da velocidade. A velocidade estabelecida como velocidade óptima de funcionamento, dada por (2.16), é diretamente proporcional à velocidade do vento e permite extrair a potência máxima. Partindo do controlo de velocidade estabelece-se o binário de referência, que é diretamente proporcional à componente  $i_q$  (5.5) das correntes de referência do gerador síncrono. Considerando  $i_d=0$ , estas correntes podem ser obtidas no referencial  $\alpha\beta$ , utilizando a transformação de Park, que permite a conversão  $dq \rightarrow \alpha\beta$ . As correntes  $i_{\alpha\beta}$  obtidas são as correntes de referência do gerador síncrono (ligado ao conversor matricial), e serão utilizadas como referência pelo controlador do conversor matricial. Seguindo as correntes de referência, o conversor estabelece as tensões no estator da máquina síncrona de magnetos permanentes que, por sua vez, produz o binário correspondente às condições impostas pelo controlo de velocidade e pelo controlo do conversor. De notar que o ângulo usado na transformação de  $i_{dq} \rightarrow i_{\alpha\beta}$  é o ângulo  $\theta_m$ , obtido pelo integral da velocidade de rotação do gerador.

No caso de ocorrência de uma cava, a velocidade do gerador não deverá sofrer uma variação significativa devido ao elevado momento de inércia da turbina eólica e à relativamente pequena duração da cava. Quando esta ocorre, a prioridade deixa de ser a extração da potência máxima, para passar a ser a limitação das correntes no conversor matricial e, conseqüentemente, no gerador síncrono. Por esse motivo, durante a cava, o objectivo será controlar diretamente o binário limitando, desta forma, as correntes. Nesse caso, a velocidade do gerador irá evoluir para um valor diferente da velocidade óptima.

## 5.1. Controlo do Gerador

Na máquina síncrona de magnetos permanentes é utilizado o Controlo por Orientação de Campo. O controlo por orientação de campo condiciona a orientação (ângulo  $\alpha$ ) entre o vetor representativo da corrente do estator e o vetor do fluxo do rotor (Fig. 5.2). Esta técnica impõe que as componentes do vetor de corrente do estator estejam orientadas de modo a que a componente direta,  $i_{ds}$ , seja proporcional ao fluxo do rotor e a componente em quadratura,  $i_{qs}$ , proporcional ao binário electromagnético  $T_{em}$  [Marques, 2007a].

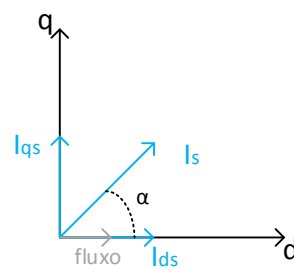


Figura 5.2 – Relação entre o vetor corrente do estator e o vetor do fluxo do rotor.

Considerando que a máquina eléctrica é um sistema que produz o seu binário electromagnético partindo de grandezas de referência, fluxo de referência,  $\Psi_{ref}$ , e binário de referência,  $T_{ref}$ , o que se pretende controlar é o movimento atuando no binário electromagnético,  $T_{em}$ . A velocidade de rotação da turbina obedece à segunda Lei de Newton, (5.1), onde  $T_T$  é o binário motriz (binário mecânico gerado pela turbina por ação da força do vento).

$$J \frac{d\omega_G}{dt} = T_{em} - T_T \quad (5.1)$$

O diagrama de blocos representativo do sistema de controlo é apresentado na figura 5.3.

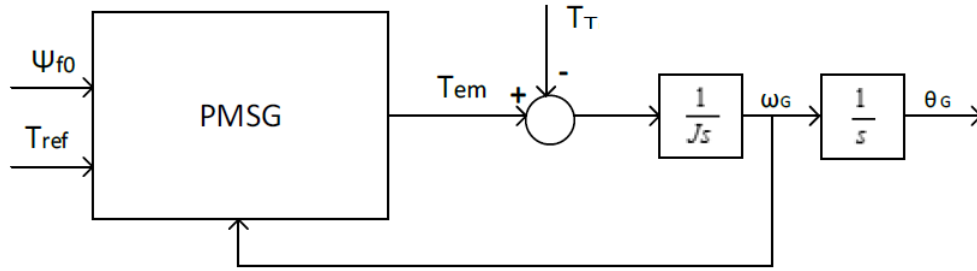


Figura 5.3 - Diagrama de blocos do sistema de controle.

O método considera o referencial coincidente com o fluxo, permitindo controlar as correntes  $i_{ds}$  e  $i_{qs}$  [Marques, 2007a]. De forma a garantir uma potência reativa nula impõe-se que a corrente no eixo  $d$  seja zero (5.2).

$$i_{ds} = 0 \quad (5.2)$$

Aplicando esta condição à equação (3.9) obtém-se o binário eletromagnético (5.3).

$$T_{em} = p\psi_{ds}i_{qs} \quad (5.3)$$

Analisando (3.8) verifica-se a relação entre fluxos (5.4):

$$\psi_{ds} = \psi_{f0} \quad (5.4)$$

A corrente de referência (5.5) pode ser obtida a partir de (5.3), considerando (5.4).

$$i_{qs} = \frac{T_{em}}{p \cdot \psi_{f0}} \quad (5.5)$$

Com base em (5.2) e (5.5) podem estabelecer-se as referências (5.6) para o controlador das correntes do gerador síncrono, considerando o valor de binário necessário para garantir o seguimento da velocidade imposta pelo MPPT,  $T_{MPPT}$ , o fluxo dos ímanes permanentes  $\psi_{f0}$ , e o número de pares de pólos do gerador síncrono.

$$\begin{cases} i_{ds\_ref} = 0 \\ i_{qs\_ref} = \frac{T_{MPPT}}{p\psi_{f0}} \end{cases} \quad (5.6)$$

O esquema do controlador está representado na figura 5.4. A partir da referência de binário são estabelecidas as referências  $i_{dq}$  das correntes do estator do gerador síncrono, em coordenadas dq. As correntes resultantes são posteriormente transformadas para coordenadas  $\alpha\beta$ , estabelecendo as referências de corrente  $i_{\alpha\beta}$  para o gerador síncrono, que representam também as correntes de



referência para o conversor matricial. Na transformação das correntes de  $i_{dq}$  para  $i_{\alpha\beta}$  deve garantir-se que o referencial é síncrono com o fluxo (princípio de orientação de campo).

As correntes,  $i_{\alpha\beta}$  são utilizadas como referência pelo controlador do conversor matricial, que por sua vez estabelece as correntes do PMSG, produzindo um binário electromecânico que se aproxima do binário de referência estabelecido pelo controlador de velocidade no sentido de garantir a máxima extração de potência do vento.

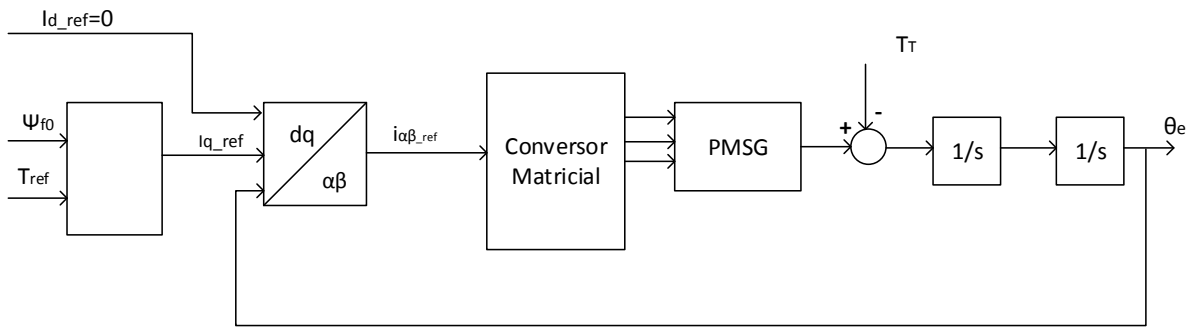


Figura 5.4 - Diagrama de blocos do controlador do gerador.

## 5.2. Controlo das Correntes de Saída do Conversor

O método de controlo que se utiliza no conversor matricial é o controlo por modo de deslizamento associado à representação vectorial dos múltiplos estados do conversor. Este método de controlo é não-linear e permite reduzir a ordem de grandeza do sistema dotando-o de uma boa capacidade de resposta face a variações dos parâmetros ou das condições em que opera [Pinto, 2003].

Os semicondutores do conversor comutam a frequências elevadas, garantindo tempos de resposta rápidos. O processo de comutação é efectuado de modo a que as variáveis do sistema sigam as referências que lhes são impostas, com uma margem de erro correspondente ao tremor das grandezas comutadas (Fig. 5.5). Mediante a amplitude de tremor admissível, é determinado o vetor espacial que possibilite o seguimento da referência e que minimize o tremor. Idealmente a frequência de comutação seria infinita para anular o referido tremor.

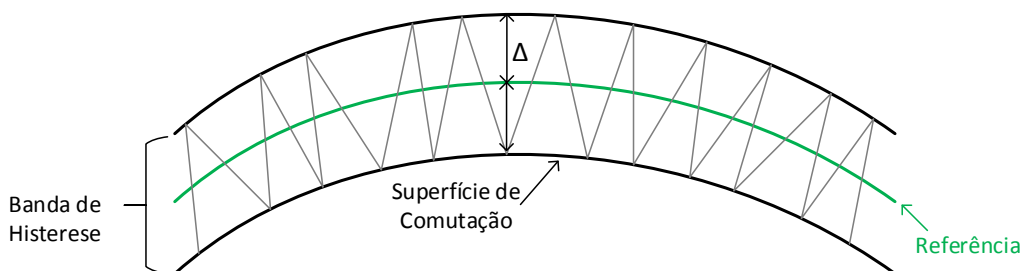


Figura 5.5 – Ilustração da superfície de deslizamento.

Na realidade, a frequência com que se calcula o erro impõe a frequência de comutação dos semicondutores e figurativamente define uma superfície de deslizamento limitada pelas bandas de histerese, com largura  $2\Delta$ . Sempre que se atinge o limite superior ou inferior, definido pelas bandas de histerese, procede-se à determinação do vetor espacial que contrarie a tendência de se afastar da referência.

Do ponto de vista prático, o valor da superfície de deslizamento é aplicado em comparadores de histerese de três níveis (-1, 0 e +1) que definem o controlo das correntes de saída.

Neste sistema, as correntes de referência são estabelecidas pelo controlador de velocidade do MPPT com vista a maximizar a extração da energia do vento. Cabe ao controlo do conversor aproximar as correntes de saída das correntes impostas pelo MPPT.

Tanto as correntes de saída do conversor como as correntes de referência são transformadas em coordenadas  $\alpha\beta$  pela transformação de Concordia (anexo B). É determinado o erro entre as componentes  $\alpha$  e o erro entre as componentes  $\beta$  (5.7) e, com base nesses erros, são definidas as funções de comutação  $S_\alpha$  e  $S_\beta$  respectivamente (5.8), (Fig. 5.6).

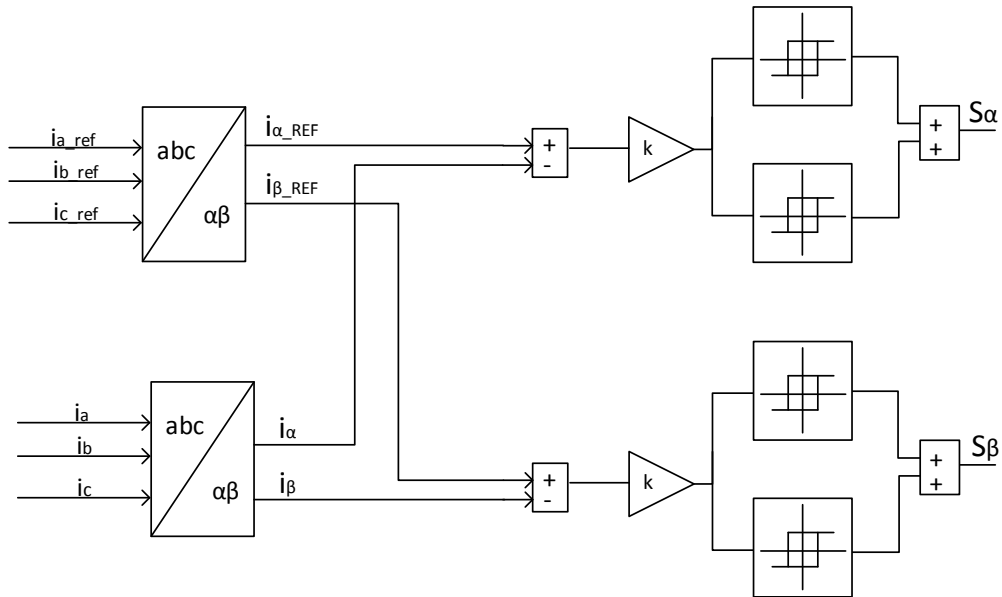
$$\begin{cases} e_\alpha = i_{\alpha\_REF} - i_\alpha \\ e_\beta = i_{\beta\_REF} - i_\beta \end{cases} \quad (5.7)$$

$$\begin{cases} S_\alpha(e_\alpha, t) = k_\alpha(i_{\alpha\_REF} - i_\alpha) \\ S_\beta(e_\beta, t) = k_\beta(i_{\beta\_REF} - i_\beta) \end{cases} \quad (5.8)$$

As funções de comutação  $S_\alpha$  e  $S_\beta$  são quantificadas em três valores possíveis (-1, 0, +1), definidos por comparadores de histerese de 3 níveis (Fig. 5.6).

De modo a garantir a estabilidade do sistema deve garantir-se a condição (5.9), [Pinto et al, 2006].

$$\begin{cases} S_\alpha(e_\alpha, t)\dot{S}_\alpha(e_\alpha, t) < 0 \\ S_\beta(e_\beta, t)\dot{S}_\beta(e_\beta, t) < 0 \end{cases} \quad (5.9)$$



**Figura 5.6 – Diagrama de blocos do controlador das correntes de saída.**

De (5.8) e (5.9) pode concluir-se:

- Para  $S_{\alpha}(e_{\alpha},t) > \Delta$  ,  $i_{\alpha\_REF} > i_{\alpha}$ , o sistema tem que reagir no sentido de aumentar o valor de  $i_{\alpha}$  e diminuir  $S_{\alpha}(e_{\alpha},t)$ . A função comutação  $S_{\alpha}$  tende a decrescer, a sua derivada,  $S_{\alpha}'(e_{\alpha},t)$ , toma valor negativo e concretiza-se a condição de estabilidade (5.9).
- Para  $S_{\alpha}(e_{\alpha},t) < -\Delta$  ,  $i_{\alpha\_REF} < i_{\alpha}$ , o sistema tem que reagir no sentido de diminuir o valor de  $i_{\alpha}$  e aumentar  $S_{\alpha}(e_{\alpha},t)$ . A função comutação  $S_{\alpha}$  tende a crescer, a sua derivada,  $S_{\alpha}'(e_{\alpha},t)$ , toma valor positivo e concretiza-se a condição de estabilidade (5.9).
- Para  $-\Delta < S_{\alpha}(e_{\alpha},t) < \Delta$ ,  $i_{\alpha\_REF} \approx i_{\alpha}$ , o sistema não deve sofrer alterações em  $i_{\alpha}$  por esta já se encontrar dentro dos limites estabelecidos pela banda de seguimento (janela de erro admissível).

O mesmo raciocínio se aplica à função de comutação  $S_{\beta}(e_{\beta},t)$ .

A Tabela 5.1 explicita o critério que fundamenta a escolha dos vetores espaciais de acordo com o nível determinado para as funções de comutação.

**Tabela 5.1 – Critério de seleção dos vetores espaciais.**

Nível	$S_{\alpha\beta}$	Critério
+1	$S_{\alpha,\beta} > \Delta$	Escolher vetor que aumente o valor de $i_{\alpha,\beta}$
0	$-\Delta < S_{\alpha,\beta} < \Delta$	Escolher vetor que não altere o valor de $i_{\alpha,\beta}$
-1	$S_{\alpha,\beta} < -\Delta$	Escolher vetor que diminua o valor de $i_{\alpha,\beta}$

Como referido anteriormente, cada função de comutação admite 3 valores possíveis. Combinando os valores possíveis de  $S_\alpha$  com os de  $S_\beta$  resultam  $3^2$  combinações de erro. Para cada combinação de erro deve aplicar-se um vetor que simultaneamente contrarie a função  $S_\alpha$  e  $S_\beta$ . A Tabela 5.2 apresenta os vetores espaciais de tensão de maior amplitude que melhor permitem acompanhar a referência, minimizando o erro de seguimento, para cada combinação de erro das correntes de saída.

Para cada combinação de erro e zona de tensão de entrada deve haver pelo menos 2 vetores possíveis. Só dessa forma é possível ter um grau de liberdade adicional que permite controlar o factor de potência à entrada do conversor. Nesse sentido, para cada zona de tensão de entrada e corrente de saída haverá no mínimo 2 vectores espaciais que garantem o seguimento da referência. Desses vectores, apenas um será seleccionado de acordo com o critério estabelecido para o controlo do factor de potência.

Exemplificando, para  $S_\alpha=-1$  e  $S_\beta=1$ , o vetor a aplicar ao conversor deve simultaneamente diminuir a componente  $\alpha$  da corrente e aumentar a componente  $\beta$ , dependendo da zona de tensão no instante em causa. Quando a tensão de entrada está localizada na zona 1, os vetores espaciais que satisfazem as condições referidas são -6 e +4 (Fig. 5.7). Raciocínio idêntico se aplica para as restantes zonas de tensão de acordo com as necessidades de regulação. Os vetores espaciais escolhidos são os de maior amplitude, uma vez que apenas estes se revelam capazes de garantir a condição de estabilidade (5.9).

Os vetores espaciais por zona de tensão podem ser consultados no Anexo F.

**Tabela 5.2 – Vetores espaciais de tensão de saída.**

$S_\alpha$	$S_\beta$	Vetores Espaciais por zona de Tensão de Saída, $V_o$					
		Zona 12 e 1	Zona 2 e 3	Zona 4 e 5	Zona 6 e 7	Zona 8 e 9	Zona 10 e 11
-1	-1	-9, +7	-9, +8	+8, -7	-7, +9	+9, -8	-8, +7
-1	0	+3, -1	+3, -2	-2, +1	+1, -3	-3, +2	+2, -1
-1	+1	-6, +4	-6, +5	+5, -4	-4, +6	+6, -5	-5, +4
0	-1	-9, +7, +6, -4	-9, +8, +6, -5	+8, -7, -5, +4	-7, +9, +4, -6	+9, -8, -6, +5	-8, +7, +5, -4
0	0	-8, +2, -5, +8, -2, +5	-7, +1, -4, +7, +1, +4	+9, -3, +6, -9, +3, -6	-8, +2, -5, +8, -2, +5	-7, +1, -4, +7, -1, +4	-9, +3, -6, +9, -3, +6
0	+1	-6, +4, +9, -7	+5, -6, -8, +9	+5, -4, -8, +7	-4, +6, +7, -9	+6, -5, -9, +8	-5, +4, +8, -7
+1	-1	+6, -4	+6, -5	-5, +4	+4, -6	-6, +5	+5, -4
+1	0	-3, +1	+2, -3	-1, +2	+3, -1	-2, +3	+1, -2
+1	+1	+9, -7	+9, -8	+7, -8	+7, -9	-9, +8	+8, -7

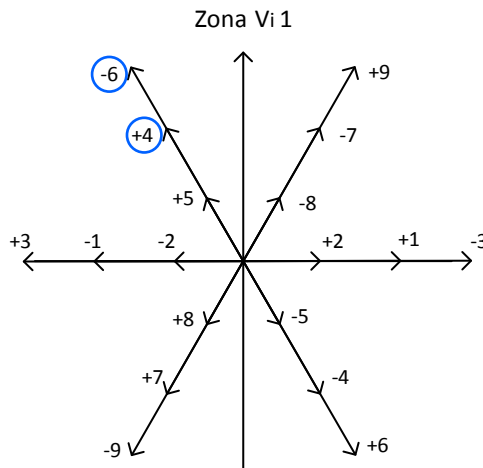


Figura 5.7 – Representação espacial dos vetores da tensão de saída para a zona 1.

### 5.3. Controlo da Potência Reativa na Ligação à Rede

No subcapítulo anterior apresentou-se o controlo das componentes  $\alpha$  e  $\beta$  das correntes de saída do conversor a partir da seleção dos vetores espaciais de tensão. O método passa por escolher os vetores capazes de controlar as correntes de saída, para que a partir destes se possa escolher o que melhor controla a potência reativa à entrada do conversor.

Em situações em que a rede funciona corretamente o que se pretende é que o factor de potência de entrada seja unitário. Significa que, do ponto de vista da rede de distribuição em baixa tensão, o conversor é visto como uma carga puramente resistiva, não havendo troca de energia reativa com a REE. As tensões simples e respetivas correntes devem estar em oposição de fase, injetando energia na REE.

As potências ativa e reativa podem ser calculadas em coordenadas  $dq$  (5.10):

$$\begin{cases} P = u_d i_d + u_q i_q \\ Q = u_q i_d - u_d i_q \end{cases} \quad (5.10)$$

Uma vez que o referencial  $dq$  é síncrono com a tensão de entrada tem-se (5.11):

$$u_q = 0 \quad (5.11)$$

Substituindo (5.11) em (5.10) obtém-se (5.12):

$$\begin{cases} P = u_d i_d \\ Q = -u_d i_q \end{cases} \quad (5.12)$$

De forma análoga ao procedimento do controlo das correntes de saída do conversor, para o controlo da potência reativa estabeleceu-se um erro de seguimento (5.13) da potência reativa de

entrada, relativamente à referência que se pretende nula, em condições normais de funcionamento da REE.

$$e_{Q_i} = Q_{i\_REF} - Q_i \quad (5.13)$$

A função de comutação é dada por (5.14):

$$S_{Q_i}(Q_i, t) = k_{Q_i}(Q_{i\_REF} - Q_i) \quad (5.14)$$

Esta função de comutação terá dois níveis por se pretender escolher, de entre os dois vetores resultantes do controlo das correntes de saída, qual o que melhor se adequa ao controlo do factor de potência. Um destes dois vetores possui componente  $q$  positiva e o outro possui componente  $q$  negativa. Nos casos em que há mais de dois vetores disponíveis o critério mantém-se.

Para garantir a estabilidade do sistema impõe-se (5.15).

$$S_{Q_i}(e_{Q_i}, t) S'_{Q_i}(e_{Q_i}, t) < 0 \quad (5.15)$$

De (5.14) e (5.15) tem-se:

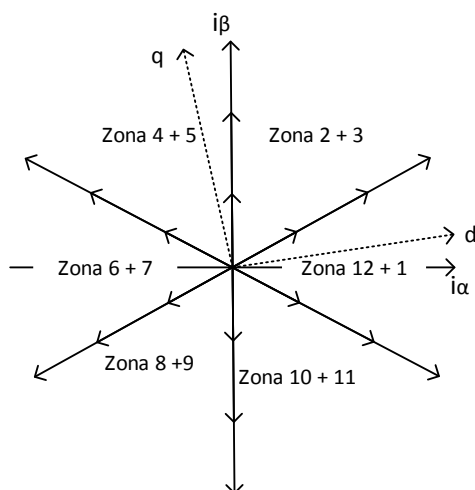
- Para  $S_{Q_i}(e_{Q_i}, t) > \Delta$ ,  $Q_{i\_REF} > Q_i$ , o sistema tem que reagir no sentido de aumentar o valor de  $Q_i$  e diminuir  $S_{Q_i}(e_{Q_i}, t)$ . A função comutação  $S_{Q_i}$  tende a decrescer, a sua derivada,  $S'_{Q_i}(e_{Q_i}, t)$ , toma valor negativo e concretiza-se a condição de estabilidade (5.15).
- Para  $S_{Q_i}(e_{Q_i}, t) < -\Delta$ ,  $Q_{i\_REF} < Q_i$ , o sistema tem que reagir no sentido de diminuir o valor de  $Q_i$  e aumentar  $S_{Q_i}(e_{Q_i}, t)$ . A função comutação  $S_{Q_i}$  tende a crescer, a sua derivada,  $S'_{Q_i}(e_{Q_i}, t)$ , toma valor positivo e concretiza-se a condição de estabilidade (5.15).
- Para  $-\Delta < S_{Q_i}(e_{Q_i}, t) < \Delta$ ,  $Q_{i\_REF} \approx Q_i$ , o sistema não deve sofrer alterações em  $Q_i$  por esta já se encontrar dentro dos limites estabelecidos pela banda de seguimento (janela de erro admissível).

A Tabela 5.3 explicita o critério que fundamenta a escolha dos vetores espaciais da acordo com o nível determinado para as funções de comutação.

**Tabela 5.3 – Critério de seleção dos vetores espaciais.**

Nível	$S_{\alpha\beta}$	Critério
+1	$S_{Q_i} > \Delta$	Escolher vetor que aumente o valor de $Q_i$
-1	$S_{Q_i} < -\Delta$	Escolher vetor que diminua o valor de $Q_i$

A potência reativa está diretamente relacionada com a componente  $q$  da corrente e, como tal, é útil localizar os eixos  $dq$  no plano  $\alpha\beta$ . O referencial  $dq$  possui um movimento rotacional dependente da localização da tensão de entrada. Definindo 6 zonas é possível, em cada instante, determinar a zona de localização do eixo  $d$ , o que imediatamente define a localização do sistema de eixos  $dq$  (Fig. 5.8).



**Figura 5.8 – Zonas de tensão possíveis para a localização do sistema de eixos  $dq$ .**

Reunindo a informação contida na Tabela 5.2 com a localização espacial dos vetores para as 12 zonas de corrente de saída é possível construir uma tabela para cada zona de tensão de entrada, que faz corresponder o vector espacial mais adequado para cada combinação de erro do controlador de corrente. Essas tabelas estão no Anexo H.

Considerando a representação espacial dos vetores para a zona 1 de tensão de entrada, como referido no subcapítulo anterior, para  $S_{\alpha}=-1$  e  $S_{\beta}=1$ , os vetores adequados são -6 e +4. Para controlar o factor de potência identifica-se a localização da corrente de saída do conversor. Se, por exemplo, a corrente se encontra na zona 3, verifica-se que vetor -6 apresenta componente  $q$  positiva, enquanto o vetor +4 tem componente  $q$  negativa (Fig. 5.9). Isto significa que o primeiro deverá ser selecionado quando o valor lógico de  $S_{Q_i}$  for "+1" enquanto que o segundo deverá ser selecionado quando o valor lógico de  $S_{Q_i}$  for "-1".

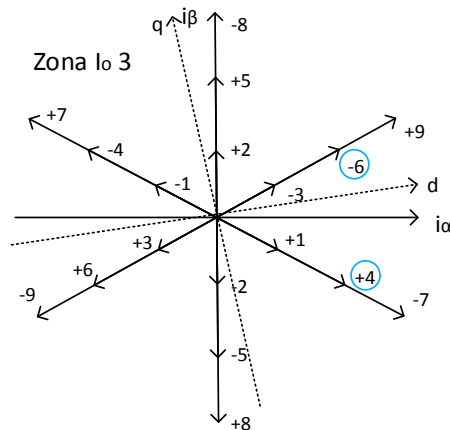


Figura 5.9 – Representação espacial dos vetores da corrente na zona de corrente 3 e tensão 1.

Aplicando o mesmo raciocínio a cada combinação de erro em cada zona de tensão de entrada e corrente de saída obtém-se o vetor a utilizar no controlo do sistema (Anexo H).

### 5.4. Controlo de velocidade da Turbina

Para controlar a velocidade da turbina desenvolve-se um sistema de controlo da velocidade que permita garantir o seguimento da potência máxima. Para tal parte-se do valor  $\omega_{G\_ref}$  (2.16) calculado em cada instante pelo método referido no capítulo 2.

A velocidade do gerador é comparada com a velocidade de referência (2.16), e o erro resultante, que se pretende minimizar, é o valor de entrada do compensador (Fig. 5.10). A resposta do compensador é o binário de referência. Este binário estabelece as correntes de referência para o conversor matricial (5.5). Estes valores de referência são utilizados para comandar as correntes do gerador que, obedecendo ao funcionamento natural da máquina, produzem o binário eletromagnético,  $T_{em}$ . A velocidade do PMSG,  $\omega_G$ , depende da diferença entre o binário eletromagnético e o binário motriz, gerado pela turbina como resposta à força do vento,  $T_T$ .

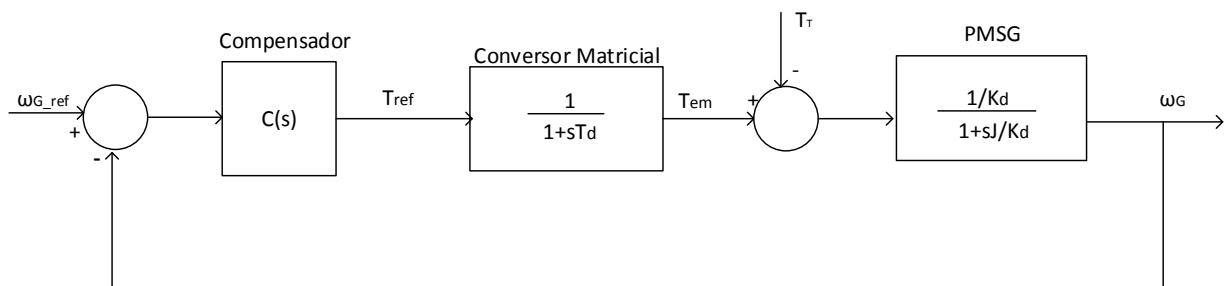


Figura 5.10. – Diagrama de Blocos do controlador de velocidade.



Nesta estratégia de controlo o conversor matricial é representado por um sistema de primeira ordem, com o pólo dependente da frequência de comutação dos semicondutores. Também o PMSG com controlo das correntes é representado como um sistema de primeira ordem, cujo pólo dominante é dependente da constante de inércia. Resulta uma função de transferência do sistema em malha aberta de segunda ordem, com os pólos reais  $-1/T_d$  e  $-K_d/J$ .

Como a perturbação do sistema é o binário mecânico gerado pela turbina,  $T_T$ , e para que o sistema seja insensível a essa perturbação é necessário garantir que a velocidade do gerador segue o seu valor de referência com erro estático nulo e, nesse sentido, o compensador necessita ter uma componente integral. Contudo, o compensador integral é lento. Para garantir uma resposta mais rápida no tempo, usa-se o controlador Proporcional-Integral, PI, cuja função de transferência de  $C(s)$  é dada por (5.16):

$$C(s) = K_p + \frac{K_I}{s} = \frac{1 + sT_z}{sT_p} \quad (5.16)$$

Um sistema de segunda ordem tem uma função de transferência da forma (5.17), onde  $\omega_0$  é a frequência natural do sistema e  $\zeta$  o coeficiente de amortecimento.

$$H(s) = \frac{\omega_0^2}{s^2 + 2\zeta\omega_0s + \omega_0^2} \quad (5.17)$$

No controlo em causa a função de transferência do sistema toma a forma (5.18). Para cancelar o efeito do pólo dominante sobre o tempo de resposta do sistema considera-se (5.19).

$$G(s) = \frac{\omega_G}{\omega_{G.ref}} = \frac{1}{s^2 + \frac{1}{T_d}s + \frac{K_t}{K_dT_dT_p}} \quad (5.18)$$

Para cancelar o efeito do pólo dominante, considerando a função de transferência do compensador e a figura. 5.10 tem-se (5.19).

$$T_z = \frac{J}{K_d} \quad (5.19)$$

Considerando (5.17) e relacionando-a com o sistema, obtém-se (5.20) e (5.21).

$$\omega_G = \frac{1}{2\zeta T_d} \quad (5.20)$$

$$T_p = \frac{1}{\omega_0^2 K_d T_d} \quad (5.21)$$

A partir de  $T_z$  e  $T_p$  e da relação (5.16) determinam-se os ganhos do compensador.

## 5.5. Controlo da Turbina na situação de cava

Na presença de uma cava de tensão, o objetivo do controlo de velocidade não é extrair a máxima potência do vento, mas sim garantir que o sistema consegue manter-se ligado à rede. Para tal é necessário que as correntes no conversor matricial e no gerador síncrono não atinjam valores destrutivos.

Considere-se a potência ativa (5.22). Quando na presença de uma cava na tensão da rede, isto é, uma redução do valor eficaz da tensão,  $V_{ef}$ , se não for tomada nenhuma ação em contrário, o sistema tende a elevar o valor eficaz da corrente,  $I_{ef}$ , para manter a potência.

$$P = 3V_{ef}I_{ef} \cos \varphi_i \quad (5.22)$$

Se não for tomada nenhuma precaução, quanto maior for a profundidade da cava, mais elevadas serão as correntes à entrada do sistema. Para evitar valores de corrente passíveis de danificar os equipamentos, nomeadamente os semicondutores do conversor matricial, é necessário limitar o valor das correntes a fim de diminuir a potência extraída do vento e, conseqüentemente, injetada na rede.

A expressão (5.23) apresenta uma aproximação da redução desejável do valor da potência ativa quando se verifica uma cava de tensão na rede, de profundidade  $x$  (%).

$$P = 3V_{ef} \left( \frac{100 - x}{100} \right) I_{ef} \cos \varphi_i \quad (5.23)$$

Utilizando a transformação de coordenadas  $abc$  para  $dq$  (Fig. 5.11) das tensões e das correntes da rede, verifica-se (5.12), onde se obtém uma relação de proporcionalidade direta entre a potência ativa e as componentes  $d$  da tensão e da corrente da rede.

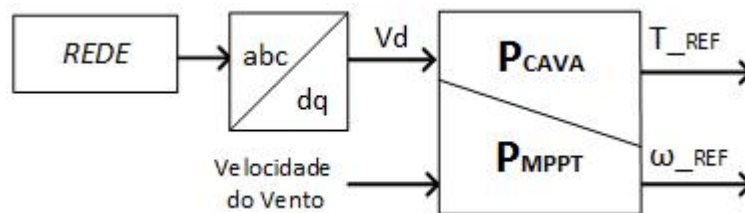


Figura 5.11. – Esquema da definição de potência, durante a cava.

No caso de ocorrência de uma cava, para efetuar a limitação das correntes, estabelece-se uma referência de binário, que irá estabelecer  $i_{q\_REF}$ . Por sua vez, esta corrente determina as correntes de referência para o controlador do conversor matricial. Nestas condições de operação o MPPT deixa de ser garantido e a velocidade do gerador irá ser ajustada de modo a que as correntes no gerador se mantenham dentro de valores aceitáveis, de acordo com a referência estabelecida pelo binário.



## 6. Simulação do Sistema

Neste capítulo apresentam-se os resultados da simulação, com e sem uma perturbação (cava) da tensão da REE. Os parâmetros do sistema estão no Anexo I.

### 6.1 Resultados sem perturbação na REE

A figura 6.1 apresenta o perfil de vento utilizado na simulação. O período de simulação são 24 segundos, em que se pretende que cada segundo corresponda a uma hora real. Para ser possível simular o sistema nesta escala temporal reduziu-se a constante de inércia do sistema.

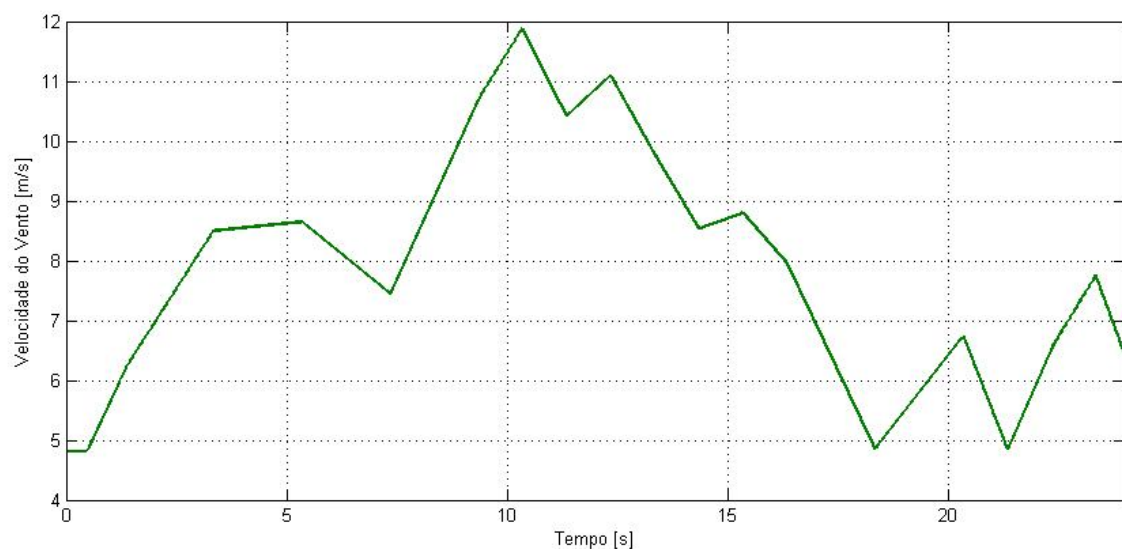


Figura 6.1 – Perfil de vento usado na simulação.

O controlo utilizado para o aerogerador seguir o MPP foi o controlo de velocidade. A figura 6.2 mostra que a velocidade de rotação PMSG acompanha a velocidade ótima, estabelecida como referência pelo controlador. Nota-se que o sistema responde às variações da velocidade do vento de forma rápida o que permite extrair tanto mais potência quanto o vento disponível, dentro da gama de valores em estudo.

No que respeita ao binário do PMSG (Fig. 6.3), verifica-se que segue a referência, estabelecida pelo controlador de velocidade em função do vento disponível. Por ser um sistema gerador de energia o binário do PMSG é negativo (5.1). Os valores absolutos mais elevados são atingidos quando na presença de velocidades do vento perto das velocidades nominais da turbina, como seria expectável, e é para esses valores de velocidade do vento que a velocidade de rotação do gerador é maior e como tal há maior extração de energia.

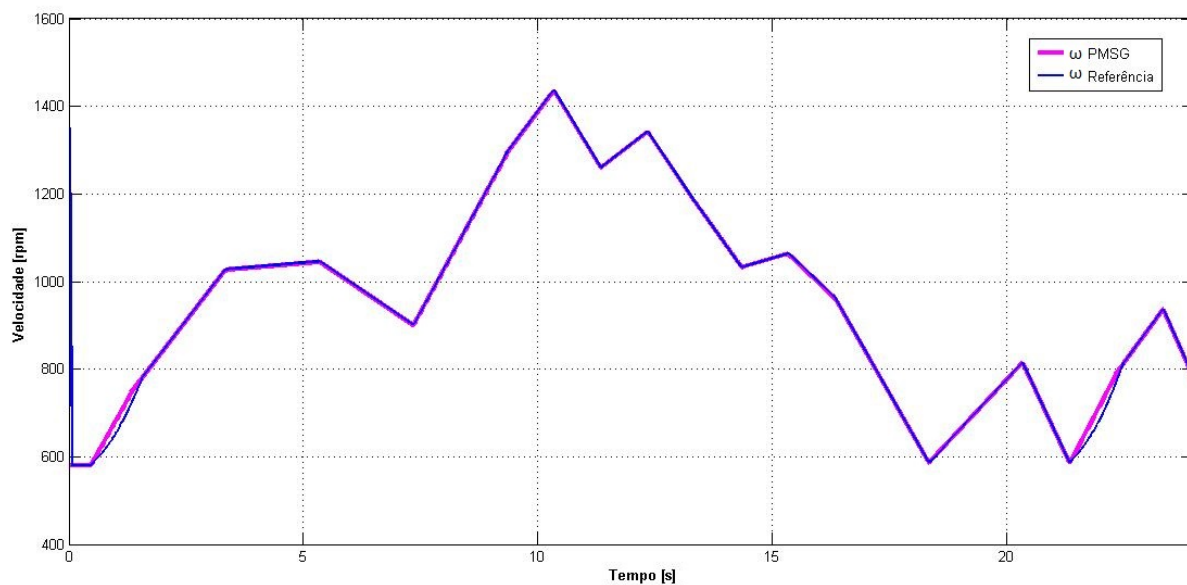


Figura 6.2 – Velocidade de referência e Velocidade do PMSG.

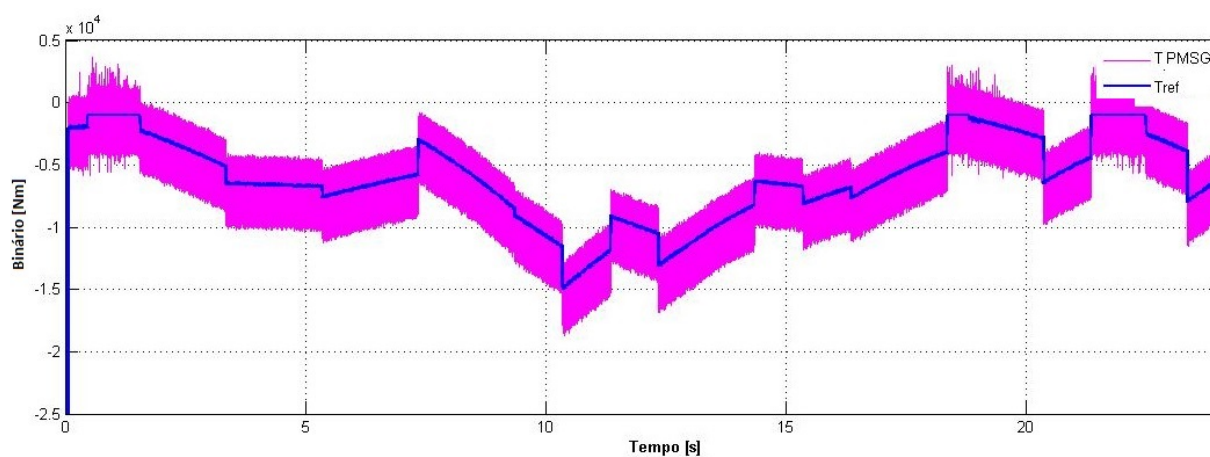
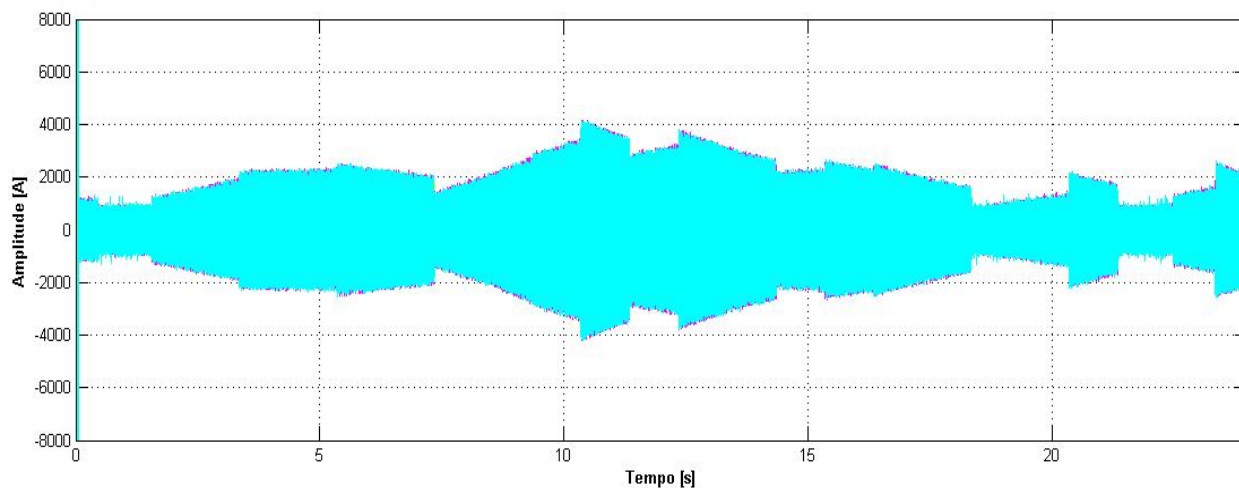


Figura 6.3 – Binário de referência e binário do PMSG.

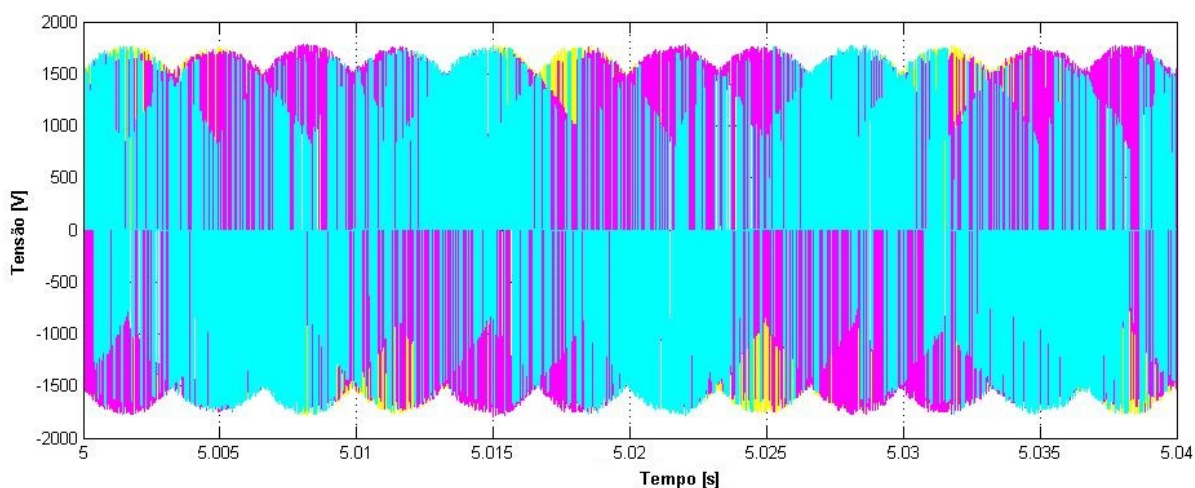
A figura 6.4 é uma outra perspectiva do que foi dito anteriormente, onde se verifica que as correntes no estator do PMSG são maiores para velocidades do vento mais elevadas.



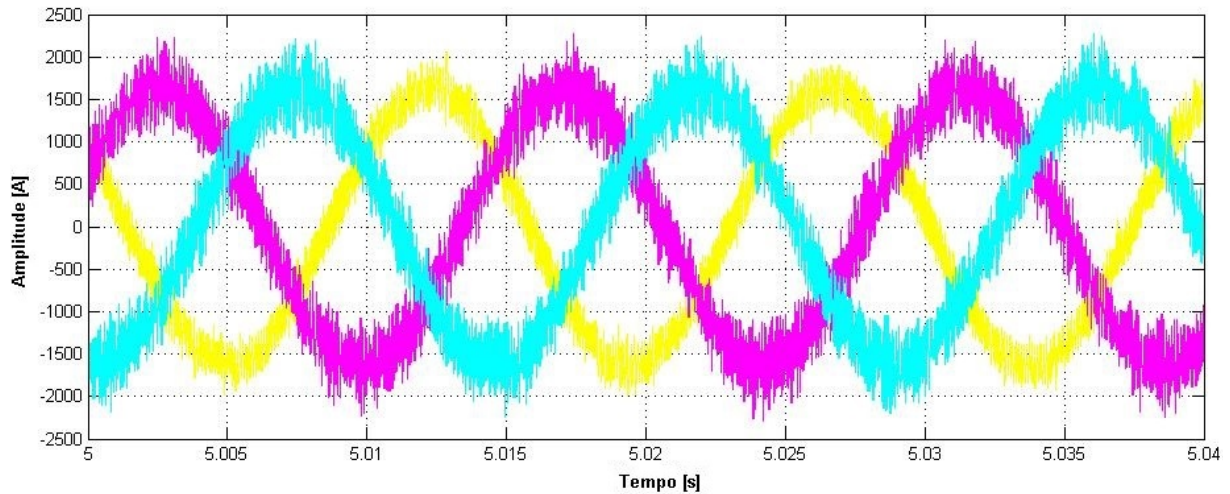
**Figura 6.4 – Correntes no estator do PMSG.**

O conversor matricial permite realizar a ligação entre o gerador síncrono e a rede, fazendo uma conversão AC/AC direta. As figuras 6.5 e 6.6 mostram as tensões à saída do conversor matricial e as suas correntes de saída, respectivamente, num intervalo de tempo de 0,04 s. As tensões de saída são comutadas a alta frequência e resultam do controlo ao qual o conversor matricial é submetido. As correntes são sinusoidais, como pretendido, e o ruído visível deve-se à comutação a alta frequência dos semicondutores.

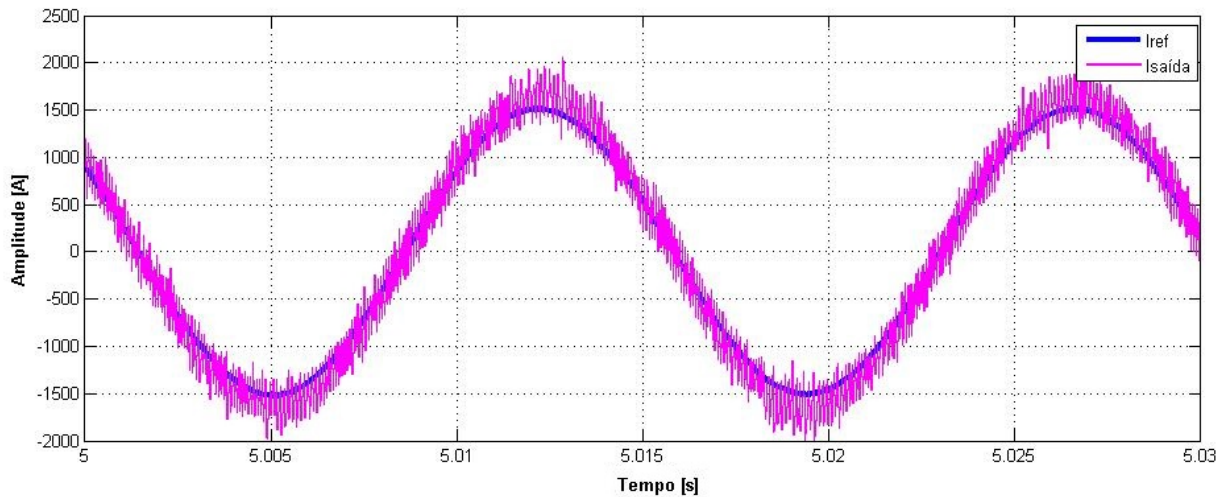
A figura 6.7 é exemplificativa de como o conversor matricial consegue ter à saída correntes que seguem os valores de referência estabelecidos pelo controlador de velocidade.



**Figura 6.5 – Tensões de saída do Conversor Matricial.**



**Figura 6.6 – Correntes de saída do Conversor Matricial.**

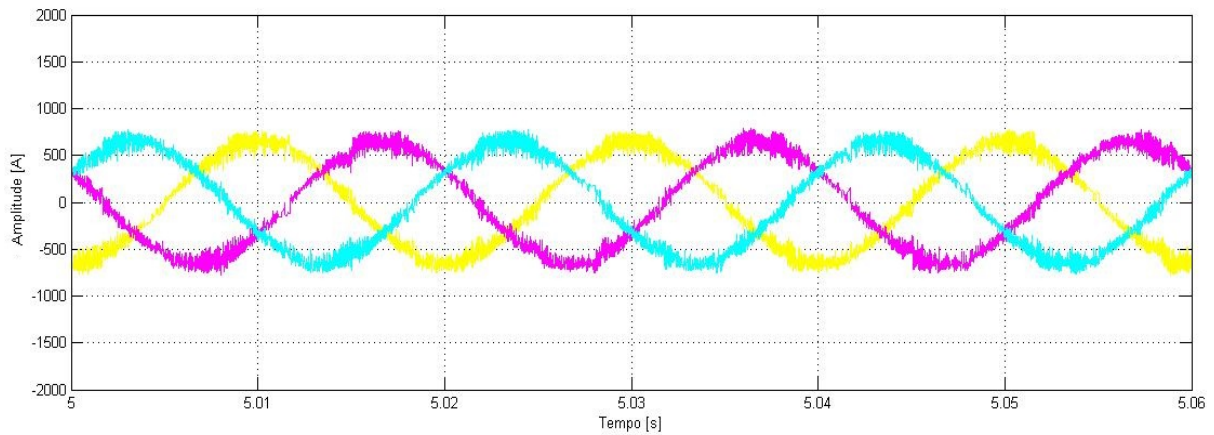


**Figura 6.7 – Corrente de referência e corrente de saída do Conversor Matricial.**

É de suma importância conhecer as correntes que o conversor matricial injeta na rede. Essas correntes são apresentadas na figura 6.8 e foram medidas à entrada do filtro. Verifica-se a existência de harmônicas de alta frequência, como consequência da elevada frequência de comutação dos semicondutores, que depende da banda de erro utilizada no controle das correntes.

As correntes apresentam um forma sinusoidal com período de 20 ms. É evidente a ação do filtro, minimizando o conteúdo harmônico de alta frequência.

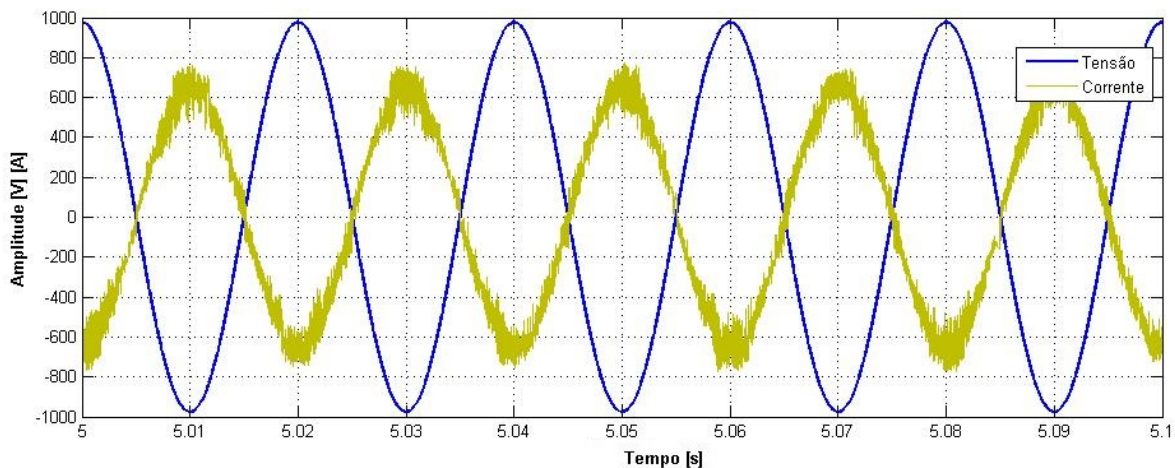




**Figura 6.8 – Correntes injetadas na REE.**

A figura 6.9 apresenta a tensão e a corrente na ligação à REE. Verifica-se que a tensão da rede e a corrente se encontram praticamente em oposição de fase, o que corresponde a factor de potência quase unitário. Comprova-se que o sistema funciona como gerador, fornecendo energia à REE.

O facto de se obter um factor de potência quase unitário advém do esforço do controlo do sistema em controlar a potência reativa na ligação à rede. Controlando o factor de potência à entrada do conversor, mantendo-o quase unitário, é possível encarar o conversor como um carga puramente resistiva, do ponto de vista da rede, obtendo-se correntes quase sinusoidais, com a mínima amplitude para a potência injetada.



**Figura 6.9 – Tensão e corrente na ligação à REE.**

A figura 6.10 ilustra as potências injetadas na rede. Verifica-se que a potência ativa toma o valor da potência nominal da turbina (2,3 MW) à velocidade nominal desta ( $12 \text{ ms}^{-1}$ ). A potência reativa é aproximadamente nula, o que reforça que o factor de potência é unitário mesmo quando o sistema sofre a perturbação do vento e há variação do binário motriz e das correntes do PMSG. Esta importante característica deve-se ao controlo do conversor matricial trifásico por permitir regular o factor de potência.



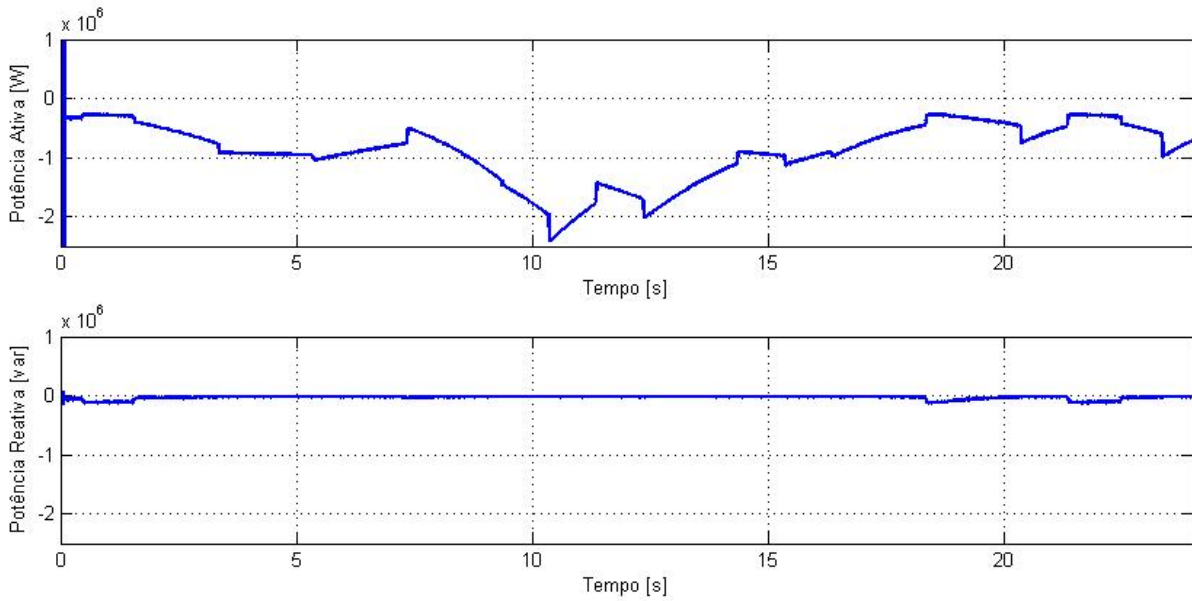


Figura 6.10 – Potência Ativa e Potência Reativa na ligação à rede.

## 6.2 Resultados na presença de uma cava da REE

Os próximos resultados mostram a resposta do sistema quando na presença de uma cava de tensão com uma profundidade máxima de 80% do valor da tensão declarada, durante 500 ms, e com duração total de 2s, com o perfil corresponde ao da figura 6.11. O momento de inércia utilizado foi de  $1000 \text{ kgm}^2$ . Este valor foi escolhido para que se possa observar alguma variação na velocidade da turbina durante a cava, de forma a mostrar a eficácia do controlador de binário. Tendo em conta que o período de duração da cava de tensão é da ordem do segundo, a simulação decorreu para valores de velocidade do vento aproximadamente constantes ( $u = 11 \text{ ms}^{-1}$ ) tornando a simulação mais realista.

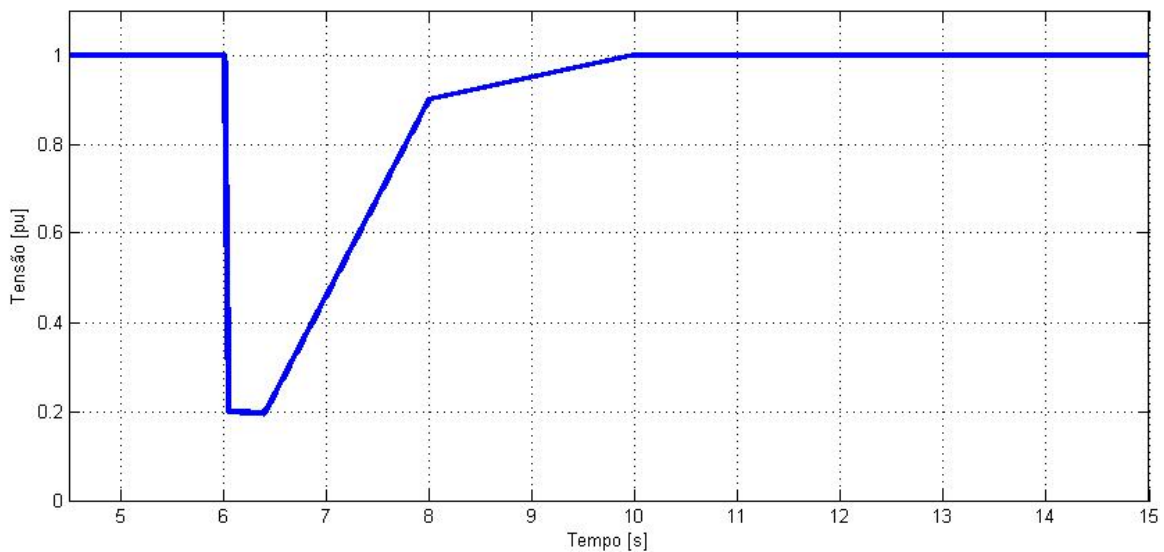


Figura 6.11 – Perfil da cava de tensão usada na simulação.

Visualizando o traçado da velocidade do gerador e do respectivo valor de referência, figura 6.12, é notório que, durante a cava de tensão, há um aumento do valor da velocidade, o que seria expectável, porque deixa de ser garantido o funcionamento no ponto de potência máxima. Contudo, durante a cava de tensão, a prioridade do sistema não é acompanhar a velocidade de referência, mas sim limitar o valor das correntes.

Após a cava o gerador demora algum tempo até retomar a velocidade que o controlador estabelece como referência. Este comportamento deve-se à grande inércia das estruturas, “turbina + gerador”.

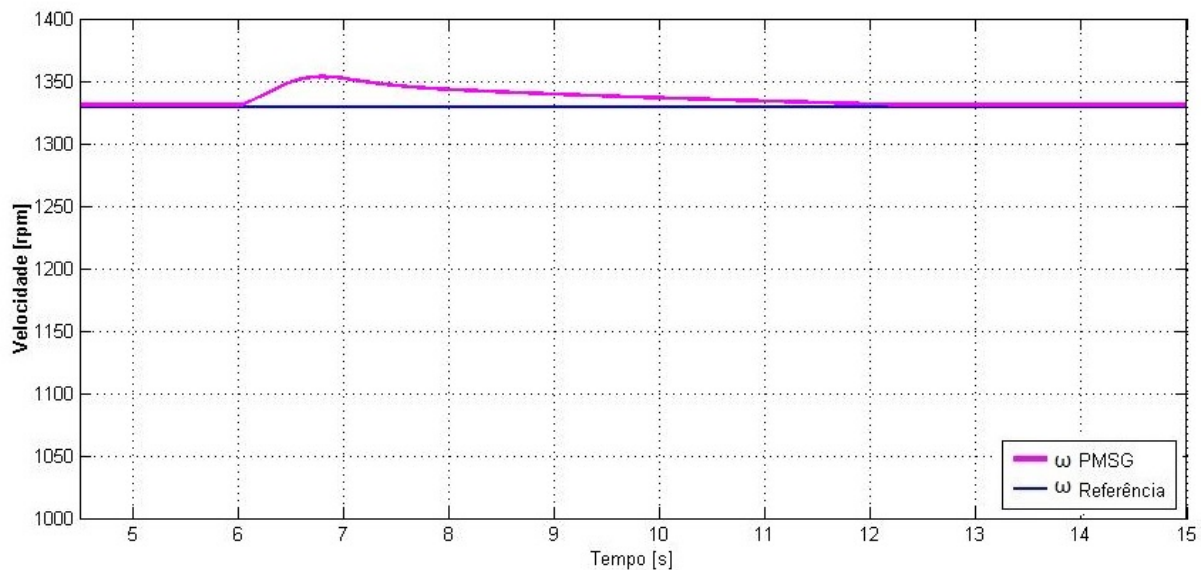
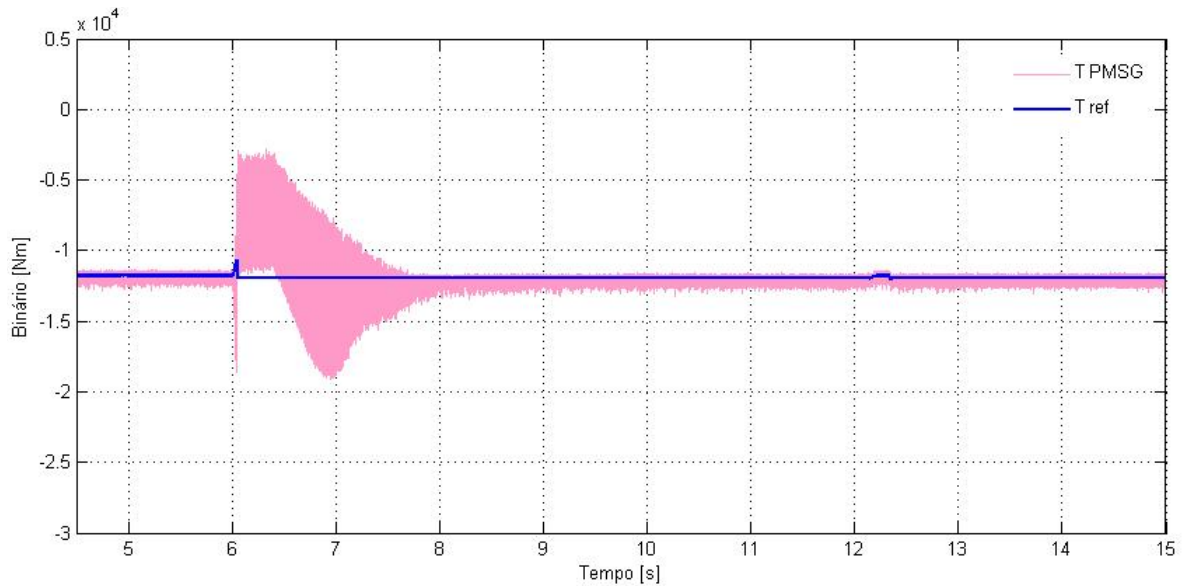


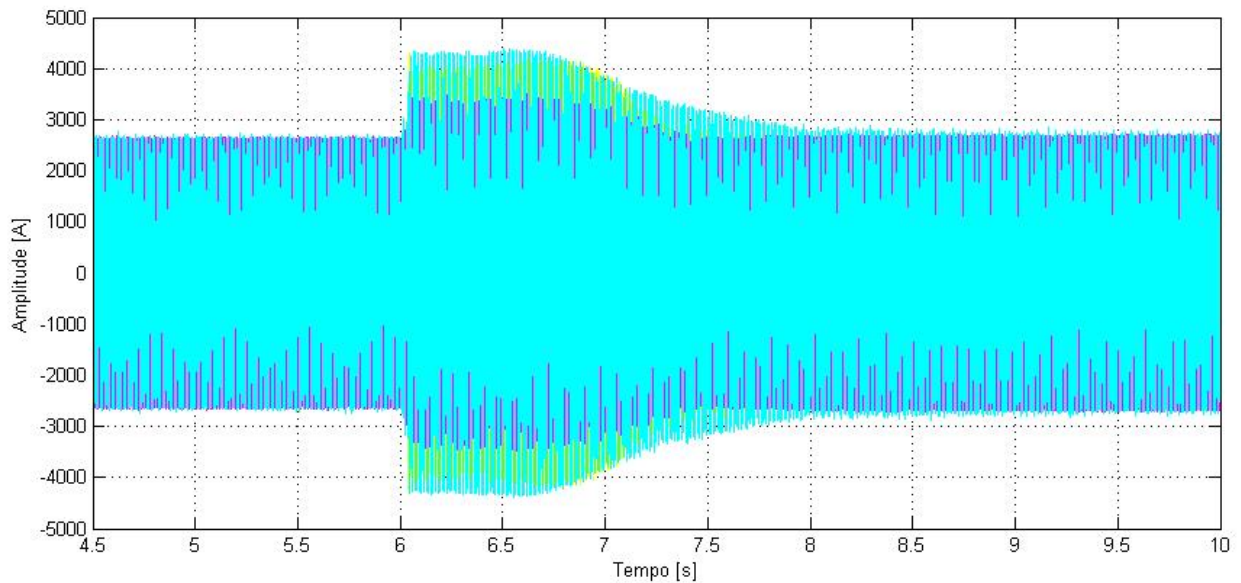
Figura 6.12 – Velocidade de referência e velocidade do PMSG, durante a cava.

A figura 6.13 mostra o desenvolvimento do binário do PMSG. Verifica-se que o binário do gerador reduz (em valor absoluto) durante a ocorrência da cava de tensão. Verifica-se que a partir de  $t=8$  s, quando o valor eficaz da tensão é superior a 90% do seu valor nominal, o binário acompanha a referência permitindo inferir que o sistema retoma o MPPT.



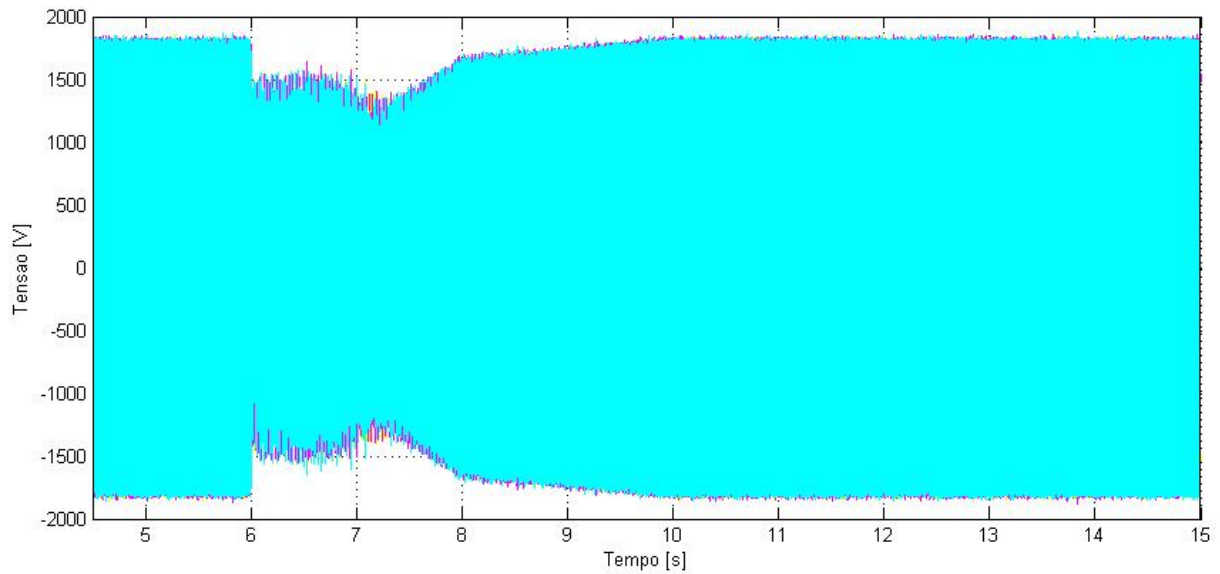
**Figura 6.13 – Binário de referência e binário do PMSG, durante a cava.**

As correntes no estator do gerador são apresentadas na figura 6.14. Verifica-se que no período em que a cava atinge a máxima profundidade, período crítico, as correntes embora aumentem não atingem valores passíveis de danificar o equipamento. Na ausência destes controladores, estas correntes atingiriam valores substancialmente superiores.



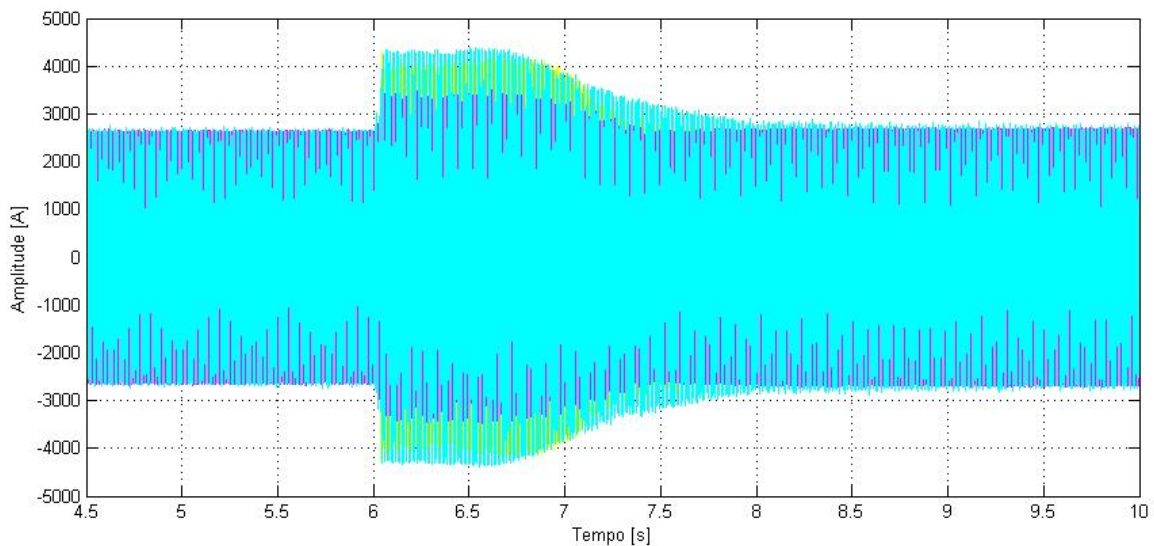
**Figura 6.14 – Correntes no estator do PMSG, durante a cava.**

Relativamente às tensões de saída do conversor matricial (Fig. 6.15), estas sofrem uma redução da sua amplitude, o que seria expectável na medida em que as tensões de saída do conversor matricial são diretamente dependentes das tensões de entrada.



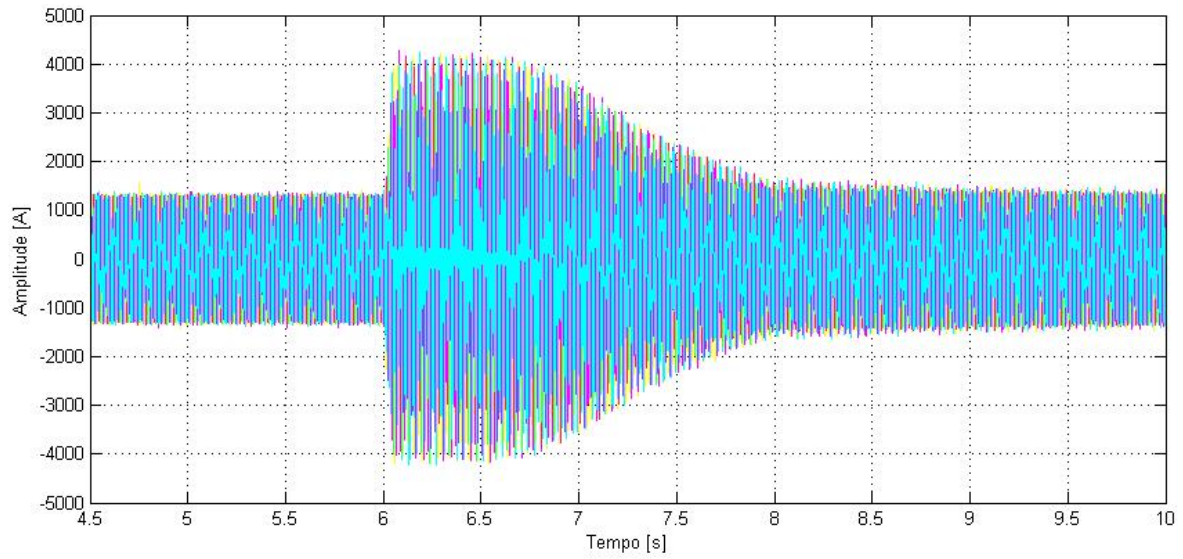
**Figura 6.15– Tensões de saída do Conversor Matricial, durante a cava.**

As correntes de entrada do conversor matricial (Fig. 6.16) apresentam uma característica semelhante à das correntes do PMSG, como expectável. Os valores máximos registados estão abaixo do valor limite suportado pelos semicondutores do conversor matricial.



**Figura 6.16 – Correntes de saída do Conversor Matricial, no estator do PMSG durante a cava.**

A figura 6.17 apresenta as correntes injetadas na rede durante a cava. Verifica-se que quando há uma redução da tensão na rede a amplitude das correntes injetadas aumenta. Esse aumento é limitado pelo valor estabelecido para o binário de referência, como referido no capítulo 5.



**Figura 6.17 – Correntes injetadas na REE, durante a cava.**

Apesar da perturbação, quando o valor eficaz da tensão da rede retoma os 90% do valor nominal, em  $t=8$  s, o sistema apresenta resultados iguais aos da simulação precedente, o que mostra que o controle de velocidade conciliado com o controle do conversor matricial e do gerador permitem ao sistema recuperar da perturbação.

## 7. Conclusões

O presente estudo teve como objectivo dotar um gerador eólico baseado num gerador síncrono de imanes permanentes seguido de um conversor matricial trifásico, da capacidade de se manter ligado à rede quando esta apresenta cavas de tensão de grande profundidade. Esta necessidade surge no seguimento do grande aumento de parques eólicos no mapa de produção de energia eléctrica e da necessidade de minimizar a instabilidade causada à rede sempre que uma ou várias unidades de geração de energia se desliguem.

O aerogerador testado neste trabalho foi equipado com um gerador síncrono de imanes permanentes e com um conversor matricial trifásico e, para garantir a máxima potência em regime normal de funcionamento, foi implementado um controlador de velocidade. Em caso de deteção de cava o sistema entra num modo de operação distinto, em que o objetivo é controlar diretamente o binário, ao invés da velocidade. Nestas condições de operação, a prioridade é limitar as correntes do conversor, abdicando da injeção da potência máxima na rede, que conduziria a correntes destrutivas no conversor matricial.

No seguimento das simulações efectuadas em regime normal de funcionamento verificou-se que o controlo do conversor matricial foi eficaz na resposta dada às variações dos parâmetros e perturbações da velocidade do vento. Com o controlo por modo de deslizamento foi possível controlar as correntes de entrada e a tensão de saída do conversor matricial. Por permitir o controlo do factor de potência, foi possível minimizar a potência reativa injetada na rede, garantindo factor de potência quase unitário.

A velocidade do gerador seguiu a velocidade de referência, tal como o binário do gerador acompanhou as variações do binário de referência obtido no controlador de velocidade, permitindo que em cada instante a extração da energia do vento fosse máxima. O sistema no seu todo, mostrou conseguir dar resposta às variações da velocidade do vento.

Nas simulações efectuadas considerando a presença de uma cava de tensão, para velocidades do vento na ordem dos  $11 \text{ ms}^{-1}$ , verificou-se que as correntes foram controladas e não ultrapassaram os limites máximos admissíveis para os semicondutores do conversor matricial. Ao limitar o valor das correntes de referência, coloca-se o sistema num modo de funcionamento preventivo, com menor injeção de potência na rede mas que mantém a integridade dos seus componentes bem como o seu bom funcionamento.

O controlo do conversor matricial não sofreu com a perturbação da rede, mantendo a forma sinusoidal das suas correntes e tensões, e garantindo um factor de potência quase unitário à entrada do conversor.

O trabalho desenvolvido conseguiu atingir os objectivos propostos, uma vez que, sem recurso a equipamentos externos, e como tal sem custos acrescidos, foi possível manter o sistema a funcionar corretamente na presença de uma cava na rede com profundidade máxima de 80% durante 500ms, e uma duração total de 2s. As correntes no conversor, que no caso de não serem tomadas nenhuma medidas preventivas para este tipo de ocorrência seriam destrutivas, foram mantidas abaixo do limite máximo suportado pelos semicondutores. Nestas condições, o sistema não é

operado no ponto de máxima potência e, como tal, a velocidade do gerador deixa de seguir o valor de referência. Quando a cava termina, o sistema retoma a extração da máxima potência e o seu normal funcionamento.

## **Sugestões de trabalho futuros**

Para trabalho futuro, sugere-se o aprofundamento do estudo de soluções integradas capazes de fazer face a defeitos na rede, para sistemas com este ou outro tipo de geradores ou conversores AC/AC, que não tenham que recorrer a equipamentos externos, minimizando as perturbações na rede.

Este estudo cingiu-se a defeitos simétricos. Em estudos futuros será interessante encontrar soluções para outro tipo de defeitos. Seria ainda interessante estimar a máxima duração e profundidade das cavas que ainda permitem o correto funcionamento do sistema.

## Referências Bibliográficas

- [Afonso et al, 2013] Afonso, L.; Pinto, S.; Silva, J.; “Maximum Power Point Tracker for Wind Energy Generation Systems using Matrix Converters”, Fourth International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), pp. 978-983, Istanbul, Turkey, May 2013.
- [Cardenas et al, 2009] Cárdenas R., Peña R., Wheeler P., Clare J., and Asher G., “Control of the Reactive Power Supplied by a WECS Based on an Induction Generator Fed by a Matrix Converter” IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 56, No. 2 pp. 429–438, February 2009.
- [Castro, 2011] Castro, R.; “Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e mini-hídrica”, 1ª Edição ed., Lisboa: IST Press, 2011.
- [Comech et al, 2011] Comech, M.; García-Gracia M., Arroyo S. and Guillén M., “Wind Farms and Grid Codes”, CIRCE – University of Zaragoza, Spain, 2011
- [ENERCON, 2010] ENERCON. Enercon wind energy converters – product overview, 2010
- [EREC, 2009] <http://erecgandi.semaforce.eu/statistics/res-e-share.html>, (consultado a 20 de Novembro de 2015)
- [EREC, 2010] EREC, “Rethinking 2050”, April 2010
- [Fernandes, 2013] Fernandes G. “Seguidor de Potência Máxima para Sistemas Eólicos com Conversores Matriciais”, Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2013
- [Fernandes et al, 2015] Fernandes, G.; Pinto, S.; Silva, J.; “Maximum Power Point Tracking of Matrix Converter Based Wind Systems with Permanent Magnet Synchronous Generator”, in “*CONTROLO’2014—Proceedings of the 11th Portuguese Conference on Automatic Control, Lecture Notes in Electrical Engineering*”, Springer International Publishing, Vol. 321, pp 303-312, 2015.
- [Galkin et al, 2001] Galkin, I.; Ribickis, L.; “Control of Reactive Power by means of Matrix Converters”; Proc. EPE’01 Conf., Graz, Lausanne, August 2001.
- [Gamboa et al, 2009] Gambôa, P.; Silva, J.; Pinto, S.; Margato, E.; “Predictive Optimal Matrix Converter Control for a Dynamic Voltage Restorer with Flywheel Energy Storage”, 35<sup>th</sup> Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society - IECON’09, Porto, Portugal, November 2009.
- [Gomez et al, 2006] Gomez, E.; Fuentes, J. A.; Molina, A.; Ruz, F.; Jimenez, F.; “Results Using Different Reactive Power Definitions for Wind Turbines Submitted



to Voltage Dips: Application to the Spanish Grid Code”. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE'06, pp. 768–775, Atlanta, USA, 2006.

- [GWEC, 2014] GWEC, “Global Wind Report”, Annual Market Update, 2014
- [Itoh et al, 2004] Itoh, J.; Odaka, A.; Sato, I.; “High Efficiency Power Conversion Using a Matrix Converter”; Fuji Electric Review, vol. 50, no. 3, pp 94-98, 2004.
- [Jauch et al, 2005] Jauch, C.; Matevosyan, J.; Ackermann, T.; Bolik, S.; “International comparison of requirements for connection of wind turbines to power systems”, Wind Energy, Wiley, Vol. 8, pp. 295–306, 2005
- [Kolar et al, 2007] Kolar, J.; Drofenik, U.; Biela, J.; Heldwein, M.; Ertl, H.; Friedli, T.; Round, S.; PWM Converter Power Density Barriers, IEEE PCC - Power Conversion Conference, pp 9-29, Nagoya, Japan, April 2007
- [Kumar et al, 2010] Kumar V., Joshi R. and Bansal R., “Control of the Matrix Converter Based WECS for Fault Ride-Through Enhancement”, Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, New Delhi, December 2010.
- [Marques, 2007a] Marques, G.; “Controlo de Motores Eléctricos”, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2007.
- [Marques, 2007b] Marques, G.; “Modelos Dinâmicos das Máquinas Eléctricas ”, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2007.
- [Matevosyan et al, 2004] Matevosyan, J.; Ackermann, T.; Bolik, S.; Soder, L.; “Comparison of International Regulations for Connection of Wind Turbines to the Network”, In Nordic Wind Power Conference, Goteborg, March, 2004.
- [Molinas et al., 2008] Molinas M.; Suul J.; Undeland T.; “Low voltage Ride Through of Wind Farms With Cage Generators: STATCOM Versus SVC” IEEE Transactions on Power Electronics Vol. 23, No 3, pp. 1104-1117, May 2008.
- [Monteiro, 2010] Monteiro, J.; “Conversão Matricial Trifásica no Condicionamento do Trânsito de Energia Eléctrica”, Tese de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Fevereiro 2010.
- [Nielsen et al, 2005] Nielsen, J. G.; Blaabjerg, F.; “A Detailed Comparison of System Topologies for Dynamic Voltage Restorer”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No 5, pp. 1272-1280, September/October 2005.

- [Noureldeen, 2011] Noureldeen, O.; “Low Voltage Ride Through Strategies for SCIG Wind Turbines Interconnected Grid”, International Journal of Electrical & Computer Sciences, Vol 11, No 2, 2011.
- [NP EN 50160, 2010] NP EN 50160; “Características da Tensão Fornecida Pelas Redes de Distribuição Pública de Energia Elétrica”, Norma Europeia EN 50160, 3ª Edição, Termo de Homologação nº 2010/0368, 15 Dezembro 2010.
- [Pena et al, 1996] Pena, R.; Clare, J.; Asher, G.; “Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-Back PWM Converters and its Application to Variable-Speed Wind-Energy Generation”, IEE Electric Power Applications, Vol. 143, nº 3, May 1996.
- [Pinto et al, 2001] Pinto, S.; Silva, J.; “Input Filter Design for Sliding Mode Controlled Matrix Converters”; IEEE Power Electronics Specialists Conference – PESC, vol. 2, pp. 648-653, Vancouver, Canada, June 2001.
- [Pinto, 2003] Pinto, S.; “Conversores Matriciais Trifásicos: Generalização do Comando Vectorial Directo”, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Julho 2003.
- [Pinto et al, 2006] Pinto, S.; Silva, J.; “Matrix Converters: The Direct Control Approach Using Sliding Mode,” ISSN 1827-6660, International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.), Vol. 1, No. 4, pp. 468-479, September/October 2006.
- [Pinto et al, 2007] Pinto, S.; Silva, J.; “Sliding Mode Direct Control of Matrix Converters”; IET Electric Power Applications, vol. 1, no. 3, pp. 439-448, May 2007.
- [Podlesak et al, 2005] Podlesak, F.; Katsis, D.; Wheeler, P.; Clare, J.; Empringham, L.; Bland, M.; “A 150-kVA Vector- Controlled Matrix Converter Induction Motor Drive”, IEEE Transactions on Industrial Applications, Vol. 41, No. 3, pp. 841-847, May/June 2005
- [Roberts, 2002] Roberts, B.; “Power Quality Solution Alternatives for Low and Medium Voltage Continuous Process Loads”, Proceedings of the IEEE Conference on Rural Electric Power, pp C4-C4\_7, Colorado Springs, CO, USA, May 05-07, 2002.
- [Silva, 2011] Silva, J.; “Input Filter Design for Power Converters”; Sistemas de Alimentação Autónomos, Lecture Notes; Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2011.
- [Simon et al, 2002] Simon, O.; Mahlein, J.; Muenzer, M.N.; Bruckmarm, M., “Modern solutions for industrial matrix-converter applications” IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 49, No. 2, pp 401-406, April 2002.

- [Slootweg et al, 2001] Slootweg, J.; Polinder, H.; Kling, W. "Dynamic Modeling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls", In European Wind Energy Conference, Copenhagen, July 2001
- [Strnat, 1990] Strnat, K. J.; "Modern Permanent Magnets for Applications in Electro-Technology" Proceedings of the IEEE. Vol. 78, n.º6, pp. 923-946, June 1990.
- [Wheeler et al, 2002] Wheeler, P.; Rodríguez, J.; Clare, J.; Empringham, L.; Weinstein, A.; "Matrix Converters: A Technology Review"; IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 49, no. 2, pp. 276-288, April 2002.

## Anexo A – Códigos de Rede (Grid Codes) Internacionais

Os parques eólicos contribuem para o SEE e como tal devem cumprir os códigos da REE em que se encontram inseridos. De um modo geral, os geradores eólicos devem funcionar com factor de potência entre 0.90 e 0.95, a uma frequência entre 47.5 Hz e 52Hz [Comech et al, 2011].

Os “*Grid Codes*” internacionais mais notáveis são:

- USA FERC: “Interconnection for Wind Energy” 18 CFR Part 35 (Docket No. RM05-4-001; Order No. 661-A), Issued December 12, 2005 and “Interconnection Requirements for a Wind Generating Plant”, Appendix G to the LGIA.
- Alemanha – E.ON Netz GmbH: “Grid Code - High and extra high voltage”, Status: 1.April 2006.
- China – CEPRI: “Technical Rule for Connecting Wind Farm to Power System”, December, 2005.
- Espanha – REE – P.O. 12.3: Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”. Publicación en BOE núm. 254 de fecha 24 Octubre 2006.
- Índia – ISTS: “Indian Electricity Grid Code (IEGC)”, April, 2006 and “Draft Report on Indian Wind Grid Code”, July, 2009.
- França: “Décret no 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d’installations de production aux réseaux publics d’électricité”, April, 2008.
- Itália: “CEI 11-32; V1 Impianti di produzione eolica”, December, 2006.
- Grã-Bretanha – National Grid Electricity Transmission plc: “The Grid Code”, Issue 4 Revision 3, 6th September 2010.
- Dinamarca – ELKRAFT SYSTEM and ELTRA: “Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100 kV - Technical regulations for the properties and the regulation of wind turbines”, Regulation TF 3.2.5, December 3, 2004
- Portugal – RNT: Portaria n.º 596/2010 de 30 de Julho
- Canadá – AESO: “Wind Power Facility - Technical Requirements”, Revision 0, November, 15 2004.
- Austrália – AEMC: “National Electricity Rules (NER)”, Version 39, 16 September 2010
- Irlanda – EIRGRID: “WFPS1- Controllable Wind Farm Power Station Grid Code Provisions”, EirGrid Grid Code, Version 3.4, October 16th 2009.

## Anexo B – Transformação de Concordia

A transformação de Concordia permite transformar um sistema trifásico num sistema bifásico. É também designada por transformação de dois eixos e pode ser vista como uma mudança de referencial. A matriz de transformação de Concordia é dada por (B.1) é ortogonal (A.2) e permite realizar a transformação  $abc \rightarrow \alpha\beta$ .

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

$$[C]^T = [C]^{-1} \quad (\text{B.2})$$

Uma das vantagens desta transformação é que os valores próprios do sistema em coordenadas  $abc$  são os mesmos do sistema em coordenadas  $\alpha\beta$ .

A relação entre o sistema trifásico e o bifásico é dada por (B.3).

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} = [C]^T \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

A transformação de Concordia faz um desacoplamento entre as componentes  $\alpha$  e  $\beta$ , mantendo invariante a frequência das variáveis.

## Anexo C – Transformação de Blondel-Park

A transformação de Park permite passar de coordenadas  $\alpha\beta \rightarrow dq$ . A matriz de transformação usada é (C.1), é ortogonal (C.2) e a relação de transformação  $\alpha\beta \rightarrow dq$  é (C.3).

$$[D] = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) \\ \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{C.1})$$

$$[D]^T = [D]^{-1} \quad (\text{C.2})$$

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = [D]^T \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{C.3})$$

No sistema em estudo, com esta transformação elimina-se a dependência da posição angular do rotor porque o sistema de coordenadas  $dq$  obtido é síncrono com este.

O ângulo da transformação,  $\theta$ , tem o seu seno e cosseno relacionado com as componentes  $\alpha\beta$  (C.4) e (C.5) respectivamente.

$$\begin{cases} \cos(\theta) = \frac{x_\alpha}{\sqrt{x_\alpha^2 + x_\beta^2}} \\ \text{sen}(\theta) = \frac{x_\beta}{\sqrt{x_\alpha^2 + x_\beta^2}} \end{cases} \quad (\text{C.4})$$

As transformações  $abc \rightarrow \alpha\beta \rightarrow dq$  têm a representação apresentada na figura C.1

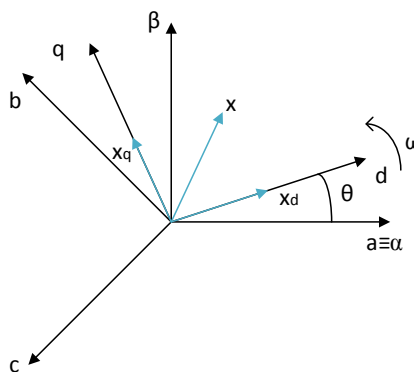


Figura C.1 – Representação dos eixos de transformação.

## Anexo D - Dimensionamento dos Semicondutores

Com o dimensionamento dos semicondutores é possível estimar quais os valores máximos das tensões e correntes que cada semicondutor é capaz de suportar sem comprometer o seu normal funcionamento e integridade.

A tensão máxima a suportar entre o coletor e o emissor,  $V_{ce_{max}}$ , que o semicondutor é capaz de suportar em condições normais de funcionamento é (D.1) e depende do valor da tensão composta,  $V_{composta}$ , com uma margem de segurança,  $V_{margem}$ . A margem de segurança compreende-se entre os 50% e os 100% do valor máximo de tensão a suportar.

$$V_{ce_{max}} = V_{composta} + V_{margem} \quad (D.1)$$

A gama de tensão máxima,  $V_{ce_{max}}$ , para a qual o semicondutor tem bom desempenho é (D.2)

$$1.5 \cdot V_{composta} < V_{ce_{max}} < 2 \cdot V_{composta} \quad (D.2)$$

A corrente máxima que um semicondutor tem capacidade para suportar,  $I_{max}$ , é imposta pelo valor da corrente nominal (D.3)

$$I_{max} = \sqrt{2} I_{nominal_{CM}} \quad (D.3)$$

Admite-se uma distribuição uniforme da corrente pelos três IB constituintes de cada braço, pelo que se obtém o valor eficaz da corrente em cada semicondutor de cada braço do CM (D.4). Considerando uma margem de segurança, à semelhança do procedimento utilizado na determinação da tensão máxima, obtém-se a gama para a corrente eficaz (D.5), que garante um correto desempenho do semicondutor em condições normais de funcionamento.

$$I_{ef} = \frac{I_{nominal_{CM}}}{\sqrt{3}} \quad (D.4)$$

$$1.5 \cdot I_{ef} < I_{ef}' < 2 \cdot I_{ef} \quad (D.5)$$

# Anexo E – Localização da Tensão de Entrada e Corrente de Saída

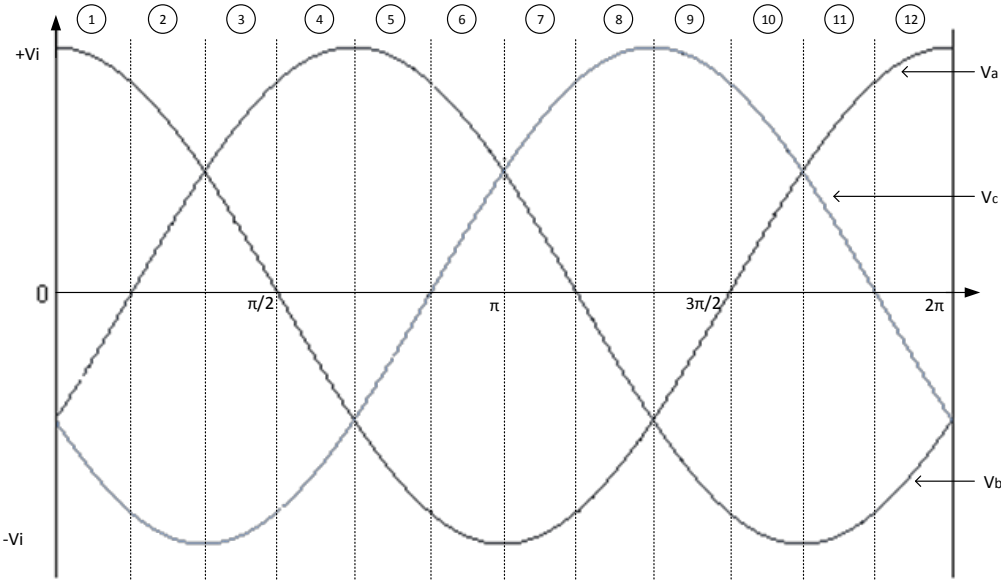


Figura E.1- Representação das doze zonas da tensão de entrada.

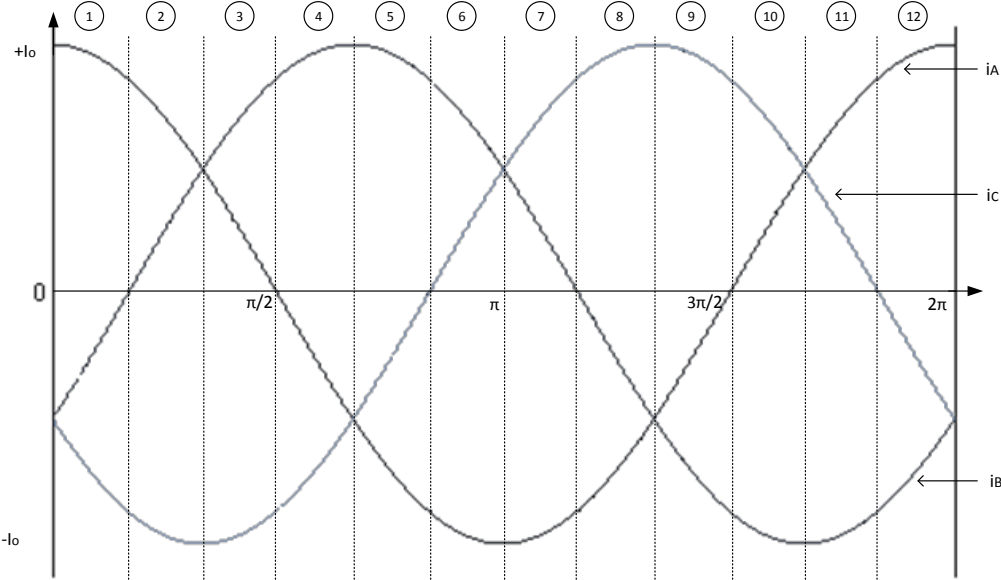
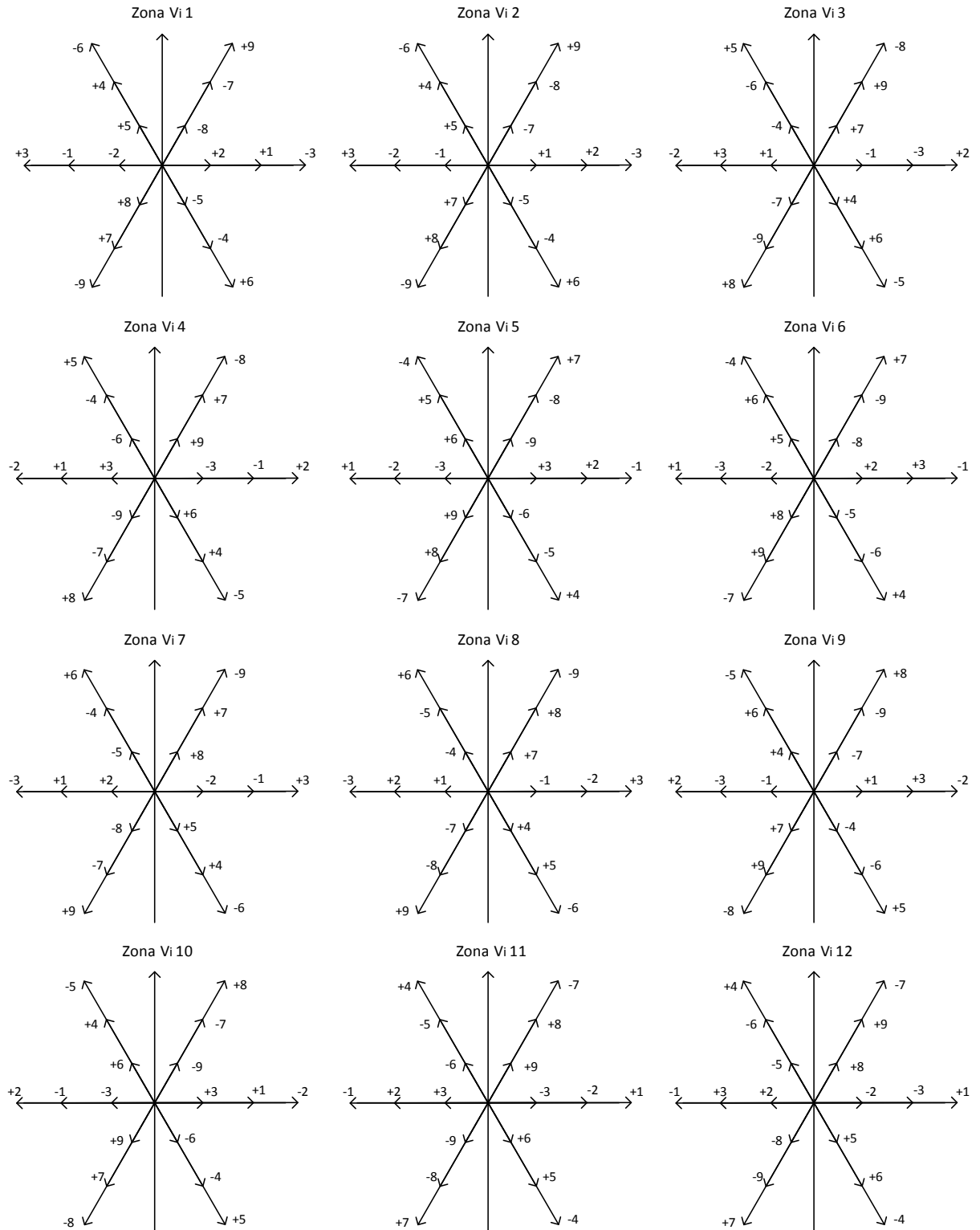


Figura E.2- Representação das doze zonas da corrente de saída.



# Anexo F – Vetores Espaciais de Tensão



**Figura F.1 - Vetores espaciais da tensão de saída relativamente à zona de localização das tensões de entrada.**



## Anexo H – Tabelas com os Vectors Espaciais

Tabela H.1 – Vectors espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 12 e 1.

		Zona de Tensão de Saída 12 + 1																								
		Zona de Corrente de Entrada																								
		Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4		Zona 5		Zona 6		Zona 7		Zona 8		Zona 9		Zona 10		Zona 11		Zona 12		
$S_{\alpha}$	$S_{\beta}$	$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		
		-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	
-1	-1	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7
-1	0	+3	-1	+3	-1	+3	-1	-1	+3	-1	+3	-1	+3	-1	+3	-1	+3	-1	+3	+3	-1	+3	-1	+3	-1	+3
-1	1	-6	+4	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4
0	-1	-9	+7	-9	+7	-9	+7	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+7	-9	+7	-9	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4
0	0	-2	+2	+8	-8	+8	-8	-5	+5	-5	+5	+2	-2	+2	-2	-8	+8	-8	+8	+5	-5	+5	-5	-2	+2	-2
0	1	-7	+9	-7	+9	-7	+9	+4	-6	+4	-6	+4	+6	+4	+6	+9	-7	+9	-7	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6
1	-1	-4	+6	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4
1	0	+1	-3	+1	-3	+1	-3	-3	+1	-3	+1	-3	+1	-3	+1	-3	+1	-3	+1	+1	-3	+1	-3	+1	-3	+1
1	1	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9

Tabela H.2 – Vectors espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 2 e 3.

		Zona de Tensão de Saída 2 + 3																								
		Zona de Corrente de Entrada																								
		Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4		Zona 5		Zona 6		Zona 7		Zona 8		Zona 9		Zona 10		Zona 11		Zona 12		
$S_{\alpha}$	$S_{\beta}$	$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		
		-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	
-1	-1	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	+8	-9	-9
-1	0	-2	-3	-2	+3	-2	+3	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	-3
-1	1	+5	-6	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	-6
0	-1	+8	-9	+8	-9	+8	-9	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-9	+8	-9	+8	-9	+8	+6	-5	+6	-5	+6	-5	-5
0	0	+1	-1	-7	+7	-7	+7	+4	-4	+4	-4	-1	+1	-1	+1	+7	-7	+7	-7	-4	+4	-4	+4	+1	-1	-1
0	1	+9	-8	+9	-8	+9	-8	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-8	+9	-8	+9	-8	+9	+5	-6	+5	-6	+5	-6	-6
1	-1	+6	-5	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	-5
1	0	-3	+2	-3	+2	-3	+2	+2	-3	+2	-3	+2	-3	+2	-3	+2	-3	+2	-3	-3	+2	-3	+2	-3	+2	+2
1	1	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8

**Tabela H.3 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 4 e 5.**

		Zona de Tensão de Saída 4 + 5																								
		Zona de Corrente de Entrada																								
		Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4		Zona 5		Zona 6		Zona 7		Zona 8		Zona 9		Zona 10		Zona 11		Zona 12		
$S_{\alpha}$	$S_{\beta}$	$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		
		-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	
-1	-1	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8
-1	0	+1	-2	+1	-2	+1	-2	-2	+1	-2	+1	-2	+1	-2	+1	-2	+1	-2	+1	+1	-2	+1	-2	+1	-2	+1
-1	1	-4	+5	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5
0	-1	-7	+8	-7	+8	-7	+8	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+8	-7	+8	-7	+8	-7	-5	+4	-5	+4	-5	+4	
0	0	-3	+3	+9	-9	+9	-9	-6	+6	-6	+6	+3	-3	+3	-3	-9	+9	-9	+9	+6	-6	+6	-6	-3	+3	
0	1	-8	+7	-8	+7	-8	+7	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+7	-8	+7	-8	+7	-8	-4	+5	-4	+5	-4	+5	
1	-1	-5	+4	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4
1	0	+2	-1	+2	-1	+2	-1	-1	+2	-1	+2	-1	+2	-1	+2	-1	+2	-1	+2	+2	-1	+2	-1	+2	-1	
1	1	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7

**Tabela H.4 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 6 e 7.**

		Zona de Tensão de Saída 6 + 7																							
		Zona de Corrente de Entrada																							
		Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4		Zona 5		Zona 6		Zona 7		Zona 8		Zona 9		Zona 10		Zona 11		Zona 12	
$S_{\alpha}$	$S_{\beta}$	$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$	
		-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1
-1	-1	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9	-7	+9
-1	0	-3	+1	-3	+1	-3	+1	+1	-3	+1	-3	+1	-3	+1	-3	+1	-3	+1	-3	-3	+1	-3	+1	-3	+1
-1	1	+6	-4	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-4
0	-1	+6	-7	+9	-7	+9	-7	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-7	+9	-7	+9	-7	+9	+4	-6	+4	-6	+4	-6
0	0	+2	-2	-8	+8	-8	+8	+5	-5	+5	-5	-2	+2	-2	+2	+8	-8	+8	-8	-5	+5	-5	+5	+2	-2
0	1	+7	-9	+7	-9	+7	-9	-4	+6	-4	+6	-4	+6	-9	+7	-9	+7	-9	+7	+6	-4	+6	-4	+6	-4
1	-1	+4	-6	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6	+4	-6
1	0	-1	+3	-1	+3	-1	+3	+3	-1	+3	-1	+3	-1	+3	-1	+3	-1	+3	-1	-1	+3	-1	+3	-1	+3
1	1	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9	+7	-9

**Tabela H.5 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 8 e 9.**

		Zona de Tensão de Saída 8 + 9																								
		Zona de Corrente de Entrada																								
$S_\alpha$	$S_\beta$	Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4		Zona 5		Zona 6		Zona 7		Zona 8		Zona 9		Zona 10		Zona 11		Zona 12		
		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		
		-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1
-1	-1	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9	-8	+9
-1	0	+2	-3	+2	-3	+2	-3	-3	+2	-3	+2	-3	+2	-3	+2	-3	+2	-3	+2	+2	-3	+2	-3	+2	-3	+2
-1	1	-5	+6	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+6
0	-1	-8	+9	-8	+9	-8	+9	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+9	-8	+9	-8	+9	-8	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6
0	0	-1	+1	+7	-7	+7	-7	-4	+4	-4	+4	+1	-1	+1	-1	-7	+7	-7	+7	+4	-4	+4	-4	-1	+1	+1
0	1	-9	+8	-9	+8	-9	+8	+6	-5	+6	-5	+6	-5	+8	-9	+8	-9	+8	-9	-5	+6	-5	+6	-5	+6	-5
1	-1	-6	+5	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5	-6	+5
1	0	+3	-2	+3	-2	+3	-2	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3	+3	-2	+3	-2	+3	-2	+3
1	1	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-8	-9	-8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8	-9	+8

**Tabela H.6 – Vetores espaciais para todas as combinações de erro das correntes de saída e da potência reativa de entrada, quando as tensões de entrada se localizam nas Zonas 10 e 11.**

		Zona de Tensão de Saída 10 + 11																								
		Zona de Corrente de Entrada																								
$S_\alpha$	$S_\beta$	Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4		Zona 5		Zona 6		Zona 7		Zona 8		Zona 9		Zona 10		Zona 11		Zona 12		
		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		$S_{Qi}$		
		-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1
-1	-1	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8	+7	-8
-1	0	-1	+2	-1	+2	-1	+2	+2	-1	+2	-1	+2	-1	+2	-1	+2	-1	+2	-1	-1	+2	-1	+2	-1	+2	-1
-1	1	+4	-5	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4
0	-1	+7	-8	+7	-8	+7	-8	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-8	+7	-8	+7	-8	+7	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5
0	0	+3	-3	-9	+9	-9	+9	+6	-6	+6	-6	-3	+3	-3	+3	+9	-9	+9	-9	-6	+6	-6	+6	+3	-3	-3
0	1	+8	-7	+8	-7	+8	-7	-5	+4	-5	+4	-5	+4	-7	+8	-7	+8	-7	+8	+4	-5	+4	-5	+4	-5	+4
1	-1	+5	-4	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5	-4	+5
1	0	-2	+1	-2	+1	-2	+1	+1	-2	+1	-2	+1	-2	+1	-2	+1	-2	+1	-2	-2	+1	-2	+1	-2	+1	-2
1	1	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	-7	+8	-7	+8	-7	+8	-7	+8	+7	+8	+7	+8	+8	+8	-7

## Anexo I - Valores dos parâmetros utilizados na simulação

Na Tabela I.1 são apresentados os parâmetros da turbina usada neste estudo.

**Tabela I.1 – Parâmetros da Turbina Eólica.**

$R$ [m]	$u_0$ [ $ms^{-1}$ ]	$u_N$ [ $ms^{-1}$ ]	$u_{max}$ [ $ms^{-1}$ ]	$P_N$ [MW]	$V_N$ [V]
37.5	3	12 a 13	25	2.3	690

Os parâmetros do PMSG estão apresentados na Tabela I.2

**Tabela I.2 – Parâmetros do PMSG.**

$\psi_{f0}$ [Wb]	$L_{ds}$ [mH]	$L_{qs}$ [mH]	$R$ [m $\Omega$ ]	$J$ [kgm <sup>2</sup> ]	$p$	$P_N$ [MW]	$V_N$ [V]
0.91	0.0235	0.0235	0.4	100	4	2.3	690

A Tabela I.3 reúne os parâmetros do filtro de entrada do conversor matricial.

**Tabela I.3 – Valores dos elementos de filtragem.**

$C_f$ [ $\mu$ F]	$L_f$ [ $\mu$ H]	$r_f$ [ $\Omega$ ]
273	123	0.259

A Tabela I.4 apresenta os parâmetros de simulação do controlador de velocidade.

**Tabela I.4 – Parâmetros de simulação do controlador de velocidade.**

$K_t$	$T_d$ [ms]	$\xi$	$T_z$ [s]	$\omega_0$ [rad/s]	$T_p$ [s]	$K_p$	$K_i$
1	1	$\frac{\sqrt{2}}{2}$	2000	707.11	0.04	50 000	25