

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Ligação à Rede Elétrica de Microgeração Eólica

Vítor José Lavrador Sousa

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: António José de Pina Martins

15 de Abril de 2015

A Dissertação intitulada

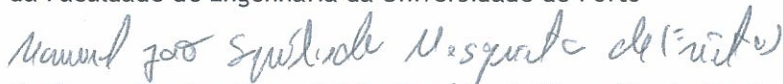
“Ligação à Rede Elétrica de Microgeração Eólica”

foi aprovada em provas realizadas em 23-03-2015

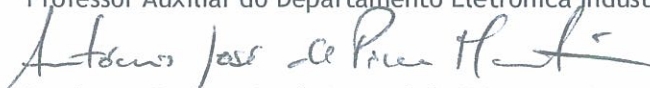
o júri



Presidente Professor Doutor Carlos João Rodrigues Costa Ramos
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

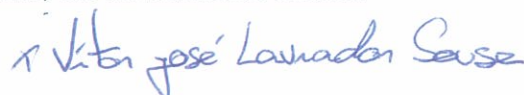


Professor Doutor Manuel João Sepúlveda Mesquita de Freitas
Professor Auxiliar do Departamento Eletrónica Industrial da Universidade do Minho



Professor Doutor António José de Pina Martins
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Vítor José Lavrador Sousa

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Dadas as preocupações ambientais que existem cada vez mais no dia a dia em relação aos combustíveis fósseis, aliadas ao esgotamento das suas reservas naturais, métodos alternativos são procurados para a extração de energia que é fundamental para o ser humano. Como o vento é uma das fontes de energia mais abundantes, virtualmente infinita e renovável, os sistemas de conversão de energia eólica têm recebido cada vez mais atenção por parte da comunidade científica, para que se possa obter o maior rendimento possível dos mesmos.

Na realização do projeto descrito neste documento, o estudo de várias topologias e métodos de controlo é efetuado. Com o intuito de realizar a simulação de um sistema de conversão de energia eólica, uma topologia é escolhida e o sistema é dimensionado, de forma a que a solução encontrada possa ser generalizada, com apenas a alteração de alguns fatores que condicionam o sistema. Dois métodos de controlo de *Maximum Power Point Tracking* foram implementados, e os diferentes resultados para cada um deles foram encontrados, tendo ainda em consideração várias séries temporais de velocidade do vento que testem a dinâmica do sistema. Uma comparação entre os resultados foi efetuada e várias conclusões foram retiradas em relação a cada método de controlo.

Abstract

Given the environmental concerns that grow everyday related to fossil fuel and the depletion of its natural reserves, alternative methods are researched in order to extract the energy that is fundamental to mankind. Being the wind one of the most abundant, virtually infinite and renewable sources, the wind energy conversion systems have been given a spotlight by the scientific community in order to obtain maximum possible efficiency from them.

During the fulfillment of the project described in this document, the study of several topologies and control methods were made. Aiming for the simulation of a wind energy conversion system, one topology is chosen and the system is designed in order to provide a general solution that only requires some changes given the system's specifications. Two Maximum Power Point Tracking control methods were applied and the various results were found for each one of them, considering different wind speed time series that test the system's dynamics. A comparison was made between the distinct results and several deductions were made to the application of each method.

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos do projeto	1
1.3	Estrutura da Dissertação	2
2	Estado da Arte	3
2.1	Introdução	3
2.2	A energia eólica	4
2.3	Os métodos de controlo	11
2.4	Máquina elétrica: gerador de indução	13
2.5	Máquina elétrica: gerador síncrono	15
2.6	Máquina elétrica: gerador de indução duplamente alimentado	16
2.7	Máquina elétrica: gerador síncrono de ímanes permanentes	20
2.8	Caso de estudo	23
2.9	Sintetização da fonte de energia	24
2.10	Resumo	26
3	Dimensionamento do Sistema	27
3.1	Caracterização do problema	27
3.2	O conversor CC/CC elevador	29
3.2.1	Topologia e dimensionamento	29
3.2.2	O modelo de média	35
3.3	O conjunto turbina e gerador	38
3.4	Séries de vento a utilizar na simulação	45
3.5	Resumo	47
4	Aplicação dos Métodos de Controlo MPPT	49
4.1	Método de controlo TSR	49
4.2	Resultados do método de controlo TSR	52
4.2.1	Resultados do método de controlo TSR: séries artificiais de velocidade do vento	52
4.2.2	Resultados do método de controlo TSR: séries reais de velocidade do vento	58
4.3	Método de controlo PSF	63
4.4	Resultados do método de controlo PSF	65
4.4.1	Resultados do método de controlo PSF: séries artificiais de velocidade do vento	65
4.4.2	Resultados do método de controlo PSF: séries reais de velocidade do vento	72
4.5	Comparação de resultados	77

4.5.1	Comparação de resultados obtidos: primeira série real de velocidade do vento	77
4.5.2	Comparação de resultados obtidos: segunda série real de velocidade do vento	80
4.5.3	Comparação de resultados obtidos: conclusões	82
4.6	Resumo	82
5	Conclusões e Trabalho Futuro	85
5.1	Satisfação dos Objectivos	85
5.2	Trabalho Futuro	86
	Referências	89

Lista de Figuras

2.1	Configuração básica de um sistema de conversão de energia eólica [1].	3
2.2	Ilustração da energia cinética do vento [2].	5
2.3	Máximo teórico da potência que pode ser extraída do vento [2].	7
2.4	Curva de potência de uma turbina eólica e as diferentes zonas que a caracterizam [2].	8
2.5	Coefficiente de potência de uma turbina eólica [2].	8
2.6	Potência que é possível extrair do vento em função do TSR, considerando o ângulo <i>pitch</i> das pás [3].	9
2.7	Exemplo de uma relação entre o coeficiente de potência e a relação da velocidade da ponta [4].	10
2.8	Variação da potência de saída com a variação da velocidade de rotação da turbina para uma dada velocidade do vento [5].	11
2.9	Controlo TSR de um sistema de conversão de energia eólica [6].	12
2.10	Controlo PSF para um sistema de conversão de energia eólica [6].	12
2.11	Princípio de controlo do método HCS [6].	13
2.12	Controlo HCS para um sistema de conversão de energia eólica [6].	13
2.13	Topologia típica do gerador de indução, com conversores <i>back-to-back</i> [4]. . . .	14
2.14	Curva característica da relação entre o binário e a velocidade do rotor, em sub e sobre-sincronismo [2].	16
2.15	Trânsito de potência em (a) sub-sincronismo e (b) sobre-sincronismo [2]. . . .	17
2.16	Gerador de indução duplamente alimentado com topologia de conversão <i>static Kramer drive</i> [4].	17
2.17	Gerador de indução duplamente alimentado com topologia de conversores <i>back-to-back</i> [4].	18
2.18	Gerador de indução duplamente alimentado com topologia de conversor em matriz [4].	19
2.19	Gerador síncrono de ímanes permanentes com topologia de inversor a tirístores [4].	20
2.20	Gerador síncrono de ímanes permanentes com topologia de inversor de alta comutação [4].	21
2.21	Gerador síncrono de ímanes permanentes com um inversor de comutação alta e um conversor CC/CC [2].	22
2.22	Gerador síncrono de ímanes permanentes com dois conversores do tipo <i>back-to-back</i> [4].	23
3.1	Topologia do conversor CC/CC elevador.	30
3.2	Circuito do conversor CC/CC simulado.	33
3.3	Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: corrente de entrada vs. corrente de referência e tensão de entrada.	33

3.4	Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: <i>duty cycle</i>	34
3.5	Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: corrente de saída vs. corrente de entrada vs. corrente de referência.	34
3.6	Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: detalhe do comportamento das correntes do circuito.	35
3.7	Topologia do modelo de média do conversor CC/CC simulado.	36
3.8	Circuito do modelo de média do conversor CC/CC simulado.	37
3.9	Resultados do modelo de média do conversor CC/CC simulado: corrente de entrada vs. corrente de referência vs. corrente de saída e tensão de entrada.	37
3.10	Resultados do modelo de média do conversor CC/CC simulado: <i>duty cycle</i>	37
3.11	Estruturas básicas de máquinas síncronas: (a) de rotor cilíndrico; (b) de pólos salientes [7].	39
3.12	Circuito equivalente da dinâmica das componentes d - q de uma máquina síncrona de ímanes permanentes, com $X_d = \omega L_d$, $X_q = \omega L_q$ e $E_m = \omega \Psi_m$ [7].	42
3.13	Topologia do sistema de conversão de energia eólica.	43
3.14	Sistema de conversão de energia eólica e malha de controlo do <i>pitch angle</i>	44
3.15	Primeira série temporal artificial de velocidade do vento.	45
3.16	Segunda série temporal artificial de velocidade do vento.	46
3.17	Primeira série temporal real de velocidade do vento.	46
3.18	Segunda série temporal real de velocidade do vento.	47
4.1	Blocos de simulação responsáveis por criar a referência de potência.	50
4.2	Blocos de simulação responsáveis por efetuar a medição da potência mecânica e do valor de TSR da turbina.	51
4.3	Blocos de simulação responsáveis por criar a referência de tensão.	52
4.4	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	53
4.5	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada e <i>duty cycle</i> do conversor.	53
4.6	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: referência de tensão e tensão de entrada do conversor.	54
4.7	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: velocidade de rotação vs. o valor ótimo para a velocidade de rotação e valor atual de TSR da turbina.	54
4.8	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: corrente de entrada vs. referência de corrente e potência de entrada vs. potência de saída do conversor.	55
4.9	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	56
4.10	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada do conversor e o <i>pitch angle</i> das pás.	56
4.11	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: tensão de entrada e <i>duty cycle</i> do conversor.	57
4.12	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência.	58
4.13	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: corrente de entrada vs. corrente de referência e potência de entrada vs. potência de saída do conversor.	58

4.14	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	59
4.15	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série real do vento: potência de referência vs. potência de entrada e corrente de referência vs. corrente de entrada do conversor.	60
4.16	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série real do vento: velocidade de rotação da turbina vs. o seu valor ótimo e valor instantâneo de TSR. . .	60
4.17	Resultados do método de controlo TSR com a primeira série real do vento: potência de entrada vs. potência de saída do conversor.	61
4.18	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	61
4.19	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: potência de entrada vs. potência de referência do conversor e o <i>pitch angle</i> das pás da turbina.	62
4.20	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: velocidade de rotação da turbina vs. o seu valor ótimo e corrente de entrada vs. corrente de referência do conversor.	62
4.21	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência da turbina.	63
4.22	Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: potência de entrada vs. potência de saída.	63
4.23	Blocos de simulação responsáveis por efetuar a medição da potência mecânica, do valor de TSR e de rotação da turbina.	64
4.24	Blocos de simulação responsáveis por a referência de potência para o sistema. . .	65
4.25	Blocos de simulação responsáveis por efetuar o controlo da potência do sistema. .	65
4.27	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada e <i>duty cycle</i> do conversor.	66
4.26	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	66
4.29	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: velocidade de rotação vs. o valor ótimo para a velocidade de rotação e valor atual de TSR da turbina.	67
4.28	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: tensão de entrada do conversor.	67
4.30	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: corrente de entrada vs. referência de corrente e potência de entrada vs. potência de saída do conversor.	68
4.31	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	69
4.32	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada do conversor e o <i>pitch angle</i> das pás.	70
4.33	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: tensão de entrada e <i>duty cycle</i> do conversor.	70
4.34	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência.	71
4.35	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: corrente de entrada vs. corrente de referência e potência de entrada vs. potência de saída do conversor.	72

4.36	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	73
4.37	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: potência de referência <i>vs.</i> potência de entrada e corrente de referência <i>vs.</i> corrente de entrada do conversor.	73
4.38	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: velocidade de rotação da turbina <i>vs.</i> o seu valor ótimo e valor instantâneo de TSR. . .	74
4.39	Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: potência de entrada <i>vs.</i> potência de saída do conversor.	74
4.40	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.	75
4.41	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: potência de entrada <i>vs.</i> potência de referência do conversor e o <i>pitch angle</i> das pás da turbina. . .	75
4.42	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: velocidade de rotação da turbina <i>vs.</i> o seu valor ótimo e corrente de entrada <i>vs.</i> corrente de referência do conversor.	76
4.43	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência da turbina.	76
4.44	Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: potência de entrada <i>vs.</i> potência de saída.	77
4.45	Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: energia captada pelo sistema para ambos os métodos de controlo MPPT.	78
4.46	Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: rendimento do sistema para ambos os métodos de controlo MPPT.	78
4.47	Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: correntes e tensões de entrada para ambos os métodos de controlo MPPT.	79
4.48	Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: valores de TSR, de coeficiente de potência e de velocidade de rotação da turbina para ambos os métodos de controlo MPPT.	79
4.49	Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: energia captada sistema para ambos os métodos de controlo MPPT.	80
4.50	Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: rendimento do sistema para ambos os métodos de controlo MPPT.	81
4.51	Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: correntes e tensões de entrada do sistema para ambos os métodos de controlo MPPT. . .	81
4.52	Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: valores de TSR, do coeficiente de potência e de velocidade de rotação da turbina para ambos os métodos de controlo MPPT.	82

Abreviaturas

CA/CC	Corrente Alternada para Corrente Contínua
CC	Corrente Contínua
CC/CC	Corrente Contínua para Corrente Contínua
FOC	<i>Field Oriented Control</i>
HCS	<i>Hill Climb Search</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PI	Proporcional Integral
PSF	<i>Power Signal Feedback</i>
PWM	Pulse Width Modulation
RPM	Rotações Por Minuto
SVPWM	<i>Space Vector Pulse Width Modulation</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

Os sistemas de conversão de energia eólica têm vindo a ser alvo de grande atenção como uma fonte de energia. O vento, que cuja energia cinética é convertida em energia elétrica nestes sistemas, existe em abundância e largamente distribuído, tornando esta energia numa energia renovável. O grande interesse surge devido ao facto de as reservas de combustível fóssil se começarem a esgotar e de existirem preocupações ambientais, directamente relacionadas com os mesmos combustíveis fósseis poluentes e com os impactos criados pela energia nuclear, nos países em que esta é aproveitada. Podendo, então, os sistemas de conversão de energia eólica serem considerados como uma alternativa aos sistemas baseados em combustíveis fósseis, os mesmos contribuem para a redução da emissão de gases de estufa para a atmosfera, tornando também a energia eólica numa fonte de energia sustentável.

A forte impulsão que existe na investigação dos sistemas de conversão de energia eólica, em relação às outras energias renováveis, prende-se ao facto dos rápidos avanços que se têm observado na redução do tamanho dos geradores utilizados nos mesmos. Aliado a isso, existe um grande desenvolvimento na eletrónica de potência utilizada nestes sistemas.

Facilmente se conclui que, como fonte energia sustentável, e como tecnologia que tem tido largos avanços nos últimos anos, a energia eólica é um tipo de energia que, apesar de já se encontrar presente nos dias de hoje, terá uma maior contribuição na produção de energia elétrica no futuro. Como tal, existe um grande interesse em procurar a forma mais rentável para essa produção existir.

1.2 Objetivos do projeto

- Estudar, analisar e caracterizar soluções de condicionamento de energia eólica no âmbito da micro-geração (menor que 10 kW de produção) com ligação à rede elétrica.
- Caracterizar o recurso primário: velocidade do vento. Sistematizar os geradores elétricos e os conversores eletrónicos de potência aplicáveis neste domínio.

- Simular a solução global seleccionada e caracterizar os resultados.

1.3 Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, esta dissertação contém mais quatro capítulos. No Capítulo 2, é descrito o estado da arte e são apresentados trabalhos relacionados ou de relevância para a elaboração deste documento, assim como demonstrados conhecimentos fundamentais para a realização do projeto em causa. No Capítulo 3 é elaborado o dimensionamento do sistema de conversão de energia eólica em estudo. São também apresentadas as séries temporais de velocidade do vento que servirão para realizar a simulação dos métodos de controlo a aplicar ao mesmo. No Capítulo 4 são descritos os métodos de controlo de *Maximum Power Point Tracking* que serão aplicados ao sistema dimensionado no capítulo anterior. São obtidos diversos resultados para cada um dos métodos, tendo em conta as séries temporais de velocidade de vento escolhidas para os testar, e é elaborada uma comparação de resultados. Os resultados são devidamente ilustrados e justificados, permitindo retirar conclusões sobre cada um dos métodos de controlo. No Capítulo 5 são elaboradas as diversas conclusões tiradas durante o decorrer do projeto de que foi alvo deste documento. São tiradas também algumas notas sobre trabalho futuro a desenvolver para que o mesmo projeto possa acrescentar no seu valor.

Capítulo 2

Estado da Arte

No presente capítulo será realizado um levantamento de todo o material que se mostre relevante para a realização do projeto. Este material deve basear-se em trabalhos já realizados e que possuam relevância para o mesmo, com os devidos fundamentos tidos em conta. Considerando o tema da dissertação de que é alvo este documento, neste capítulo será feita uma descrição dos fundamentos da energia eólica e da sua extração por parte de um sistema de conversão da mesma. Serão abordadas as várias topologias aplicáveis, assim como os métodos de controlo de *Maximum Power Point Tracking* que podem ser utilizadas nas mesmas. Um caso de estudo é referido, que possui uma solução alternativa às que foram descritas anteriormente. Por fim, é demonstrado como se pode realizar a sintetização do comportamento do vento, no que refere à sua velocidade, para que a mesma possa ser utilizada em ambiente de simulação.

2.1 Introdução

A configuração básica de um sistema de conversão de energia eólica pode ser dividida em duas partes distintas: uma parte mecânica e uma parte elétrica, como se pode observar na Figura 2.1. A parte mecânica é responsável por extrair a energia cinética do vento e transferi-la a um gerador elétrico. Este gerador transforma a energia mecânica em energia elétrica, disponibilizando-a à parte elétrica. Esta parte, constituída por componentes de eletrónica de potência, é responsável por manipular essa energia, para que a mesma possa enviada para a rede elétrica [1].

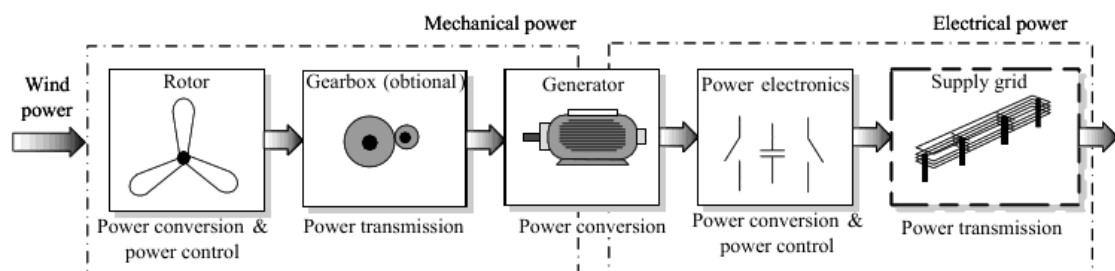


Figura 2.1: Configuração básica de um sistema de conversão de energia eólica [1].

A parte mecânica do sistema é constituída por uma turbina, e pode incluir ou não uma caixa de velocidades. A turbina, que recebe o vento existente numa direção perpendicular à área descrita pela rotação da sua hélice, transfere a energia cinética do mesmo para um veio mecânico, sob a forma de binário e de velocidade de rotação do mesmo. Se existir uma caixa de velocidades, é possível aplicar uma relação de transformação entre o binário e a velocidade de rotação, transferindo estes novos valores para o gerador elétrico. Este gerador, que marca a fronteira entre a parte mecânica e a parte elétrica do sistema, transforma estes valores em valores de tensão e corrente, a uma dada frequência.

A parte elétrica do sistema é constituída por componentes eletrónicos, responsáveis pela conversão e controlo de potência. Para que a energia possa ser enviada para a rede elétrica, é necessário que o nível de tensão à saída dos subsistemas de conversão e controlo de potência seja igual, assim como a frequência, e ambos devem ser constantes [4].

Para um sistema de conversão de energia eólica, diversas abordagens podem ser tomadas para realizar a implementação do sistema. Estas abordagens diferem nas máquinas elétricas utilizadas para a geração de energia, nas diferentes topologias para os componentes que efetuam a conversão e controlo de potência e nos próprios métodos de controlo usados nesses componentes [4].

Neste documento, as diversas abordagens para a implementação de um sistema de conversão de energia eólica são estudados. Cada abordagem será tomada em conta, tendo como referência a máquina elétrica em causa, as diversas topologias para a conversão e controlo de potência aplicáveis a essa máquina e o método de controlo que mais se adequa às mesmas. No entanto, é necessário ter em conta algumas considerações teóricas para se poder analisar corretamente essas abordagens. Tais considerações são enunciadas nas duas secções seguintes.

2.2 A energia eólica

Para a energia do vento poder ser corretamente capturada, vários aspectos fundamentais devem ser considerados, como a densidade do ar, a área descrita pelas pás da turbina e a velocidade do vento.

A força aplicada às pás da turbina, pelo vento, é maior para maiores densidades do ar. Essa força irá gerar binário na turbina, que provoca a rotação das pás. Portanto, a energia cinética do vento depende da densidade do ar, ou seja, quanto mais denso (pesado) for o ar, maior a sua energia cinética [2].

A área de rotação da turbina também representa um fator importante para a geração de energia eólica. Quanto maiores forem as pás da turbina, maior é a área de rotação da turbina. Para, as mesmas condições de funcionamento da turbina, quanto maior for esta área de rotação, maior é a quantidade de energia eólica que pode ser capturada pelo sistema [2].

A energia cinética do vento é também maior com velocidades maiores, como seria de esperar. A energia cinética do vento é dada por

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}\rho V_{ar}v^2 = \frac{1}{2}\rho A dv^2 = \frac{1}{2}\rho R^2 \pi dv^2, \quad (2.1)$$

em que m representa a massa do volume de ar que atravessa a turbina, v a velocidade do vento, ρ a densidade do ar, V_{ar} o volume de ar que atravessa a turbina, A a área de rotação da turbina, d a grossura do “disco” de ar que atravessa a turbina e R o raio da área de rotação da turbina (cumprimento da pá). Estas características são ilustradas na Figura 2.2 [2].

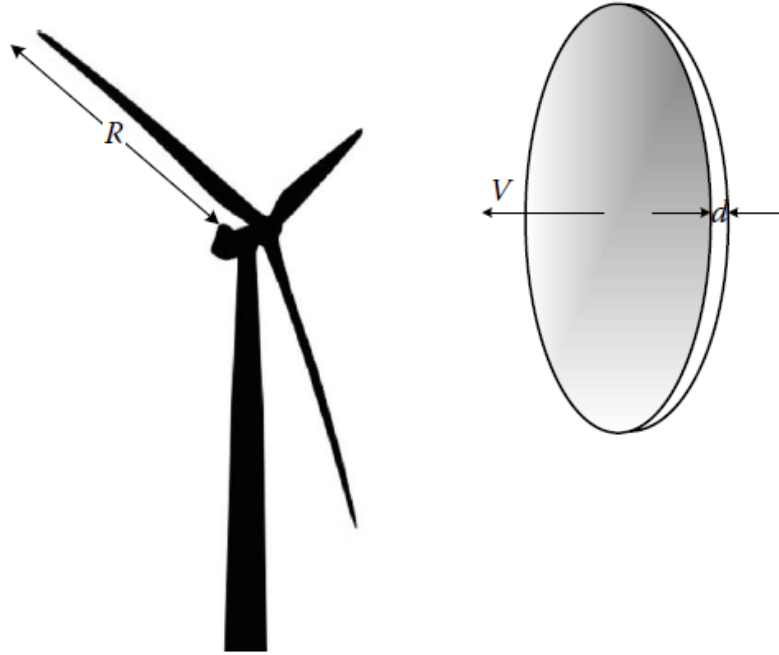


Figura 2.2: Ilustração da energia cinética do vento [2].

A potência gerada por uma turbina é dada por

$$P = \frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} \rho R^2 \pi \frac{d}{t} v^2 = \frac{1}{2} \rho R^2 \pi v^3, \quad (2.2)$$

onde t representa o tempo que a massa de ar demora a atravessar a turbina. Através desta expressão, é possível concluir que a potência instantânea de uma turbina depende diretamente do cubo da velocidade instantânea do vento [2].

A lei de Betz demonstra qual é o valor máximo teórico de potência que pode ser extraído da fonte de energia eólica do local. Depois de passar pela turbina, ou seja, depois de a energia ser extraída, a velocidade do vento diminui drasticamente. Existem, portanto, duas velocidades para o vento quando se extrai energia eólica: a velocidade antes e a velocidade depois passar pela turbina. Tendo em conta o decréscimo de velocidade, é possível determinar a potência extraída do vento [2].

A potência extraída do vento é então dada por

$$P_{ext} = \frac{E_{c,ext}}{t} = \frac{1}{2} \rho R^2 \pi \frac{d}{t} (v_a^2 - v_d^2) = \frac{1}{2} \rho R^2 \pi \frac{v_d + v_a}{2} (v_a^2 - v_d^2), \quad (2.3)$$

onde v_a representa a velocidade do vento antes de o mesmo passar pela turbina, e onde v_d representa a velocidade do vento depois de passar pela turbina. Sendo agora possível determinar a quantidade de potência que está a ser extraída, pode-se calcular qual a relação entre essa mesma potência e a potência total do vento:

$$P_{total} = \frac{1}{2} \rho R^2 \pi v_a^3; \quad (2.4)$$

$$\frac{P_{ext}}{P_{total}} = \frac{(v_d + v_a)(v_a^2 - v_d^2)}{2v_a^2} = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{v_d^2}{v_a^2}\right) \left(1 + \frac{v_d}{v_a}\right). \quad (2.5)$$

Tendo presente a equação que relaciona as duas potências, é possível determinar o seu valor máximo em relação a v_d/v_a , que é a relação entre as duas velocidades:

$$\frac{d(P_{ext}/P_{total})}{d(v_d/v_a)} = \frac{1}{2} \left[-3 \left(\frac{v_d}{v_a}\right)^2 - 2 \frac{v_d}{v_a} + 1 \right] = 0. \quad (2.6)$$

Resolvendo a equação em ordem a v_d/v_a , conclui-se que:

$$\frac{v_d}{v_a} = \frac{1}{3}. \quad (2.7)$$

Sabendo que a máxima potência a ser extraída do vento se dá para esta relação entre as duas velocidades, é possível determinar o máximo da potência que pode ser extraída:

$$\left. \frac{P_{ext}}{P_{total}} \right|_{v_d/v_a=1/3} \approx 59,3\%. \quad (2.8)$$

Esta equação demonstra como a potência máxima que pode ser extraída é de aproximadamente 59,3% da potência disponível do vento, como é ilustrado na Figura 2.3 [2]. Não é possível extrair 100% da energia do vento porque a velocidade do mesmo após passar pela turbina não pode ser igual a zero. A lei de Betz prova que o máximo teórico de potência que pode ser extraída é de aproximadamente 59%. No entanto, na prática, a verdadeira eficiência do sistema de conversão eólica é um pouco diferente [2].

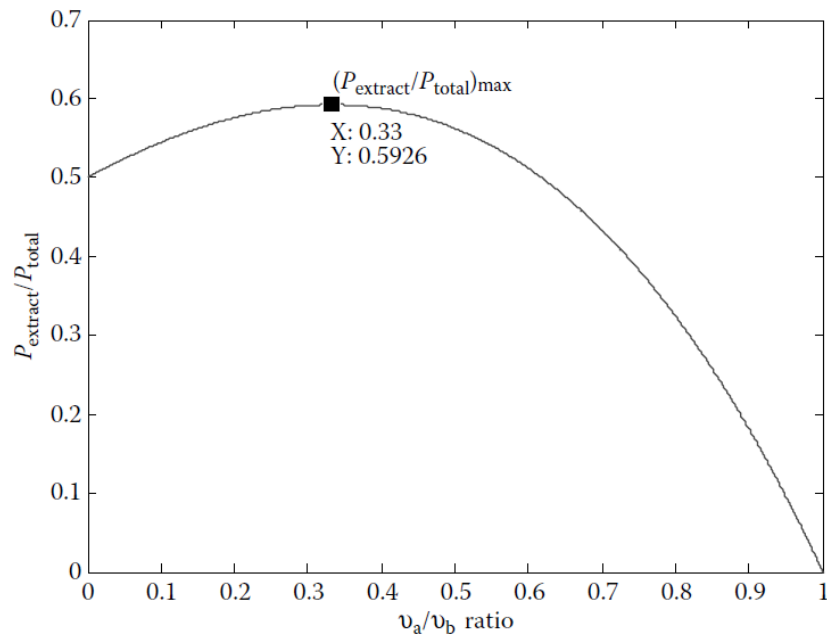


Figura 2.3: Máximo teórico da potência que pode ser extraída do vento [2].

As turbinas eólicas podem ser caracterizadas pela sua curva de potência. A curva de potência de uma turbina é um diagrama que relaciona uma potência específica de saída do sistema com diversas velocidades de vento. Estas são compostas por uma série de medidas, para uma dada turbina, para diferentes velocidades de vento.

As velocidades do vento que devem ser consideradas para um sistema de conversão de energia eólica, e nas respectivas curvas de potência, devem estar compreendidas entre a velocidade mínima para o arranque do gerador - *cut-in speed* - e a velocidade de corte da turbina - *cut-out speed* (durante o funcionamento da mesma, se a velocidade do vento atingir um valor que comprometa a integridade de todo o sistema, a turbina deve ser parada). Tanto as pás, como os cabos que compõem as turbinas, são suscetíveis danos durante essas velocidades altas de vento [2].

A curva de potência da turbina difere com o tipo de controlo das pás da mesma. O controlo é um de dois tipos: do tipo *stall* ou do tipo *pitch*. O tipo *stall* implica que o controlo efetuado nas pás da turbina é feito através da aerodinâmica das mesmas e da turbina. O controlo do tipo *pitch* altera o ângulo das pás da turbina, consoante a velocidade do vento que passa pela mesma. O ângulo *pitch* é definido pelo ângulo entre a superfície da pá e o plano onde se dá a revolução da mesma. Na Figura 2.4 [2] é possível observar a influência deste tipo de controlo na curva a tracejado, havendo proporcionalidade direta entre a potência e a velocidade do vento, e estabilizando a potência da turbina no seu valor nominal, mesmo na presença de valores elevados de velocidade do vento [2].

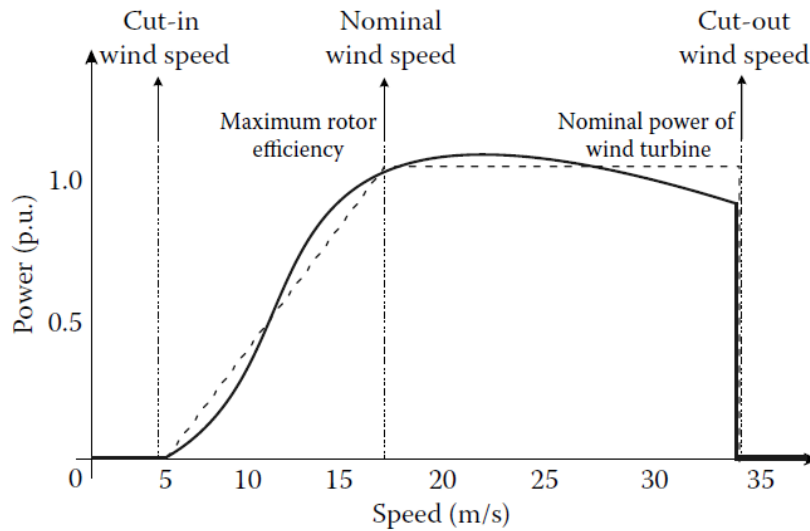


Figura 2.4: Curva de potência de uma turbina eólica e as diferentes zonas que a caracterizam [2].

Outra característica específica de cada turbina é o seu coeficiente de potência. O coeficiente de potência representa a relação que existe entre a potência de saída da turbina eólica e a potência total do vento, a qual depende da sua velocidade. Na Figura 2.5 [2] é possível observar a variação do coeficiente de potência de uma turbina com a velocidade do vento. Este coeficiente possui sempre um valor máximo, para que se possa fazer a máxima extração de potência pela turbina. A geometria da própria turbina influencia este coeficiente, em particular, a estrutura aerodinâmica das pás [2].

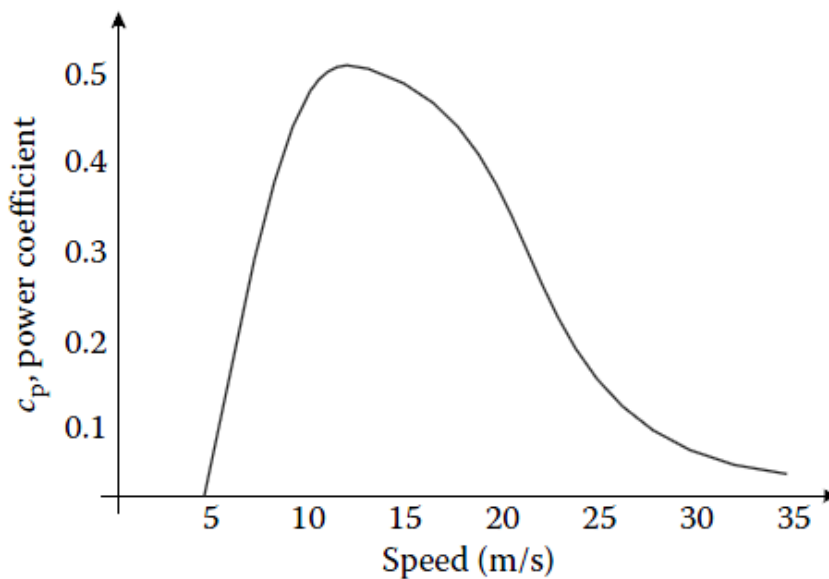


Figura 2.5: Coeficiente de potência de uma turbina eólica [2].

Assim, cada turbina possui um coeficiente de potência específico, que variará com a relação

da velocidade de ponta λ e com o ângulo *pitch* β . Na Figura 2.6 [3] é possível observar a variação da potência que pode ser extraída do vento em função do TSR, tendo em conta o ângulo das pás.

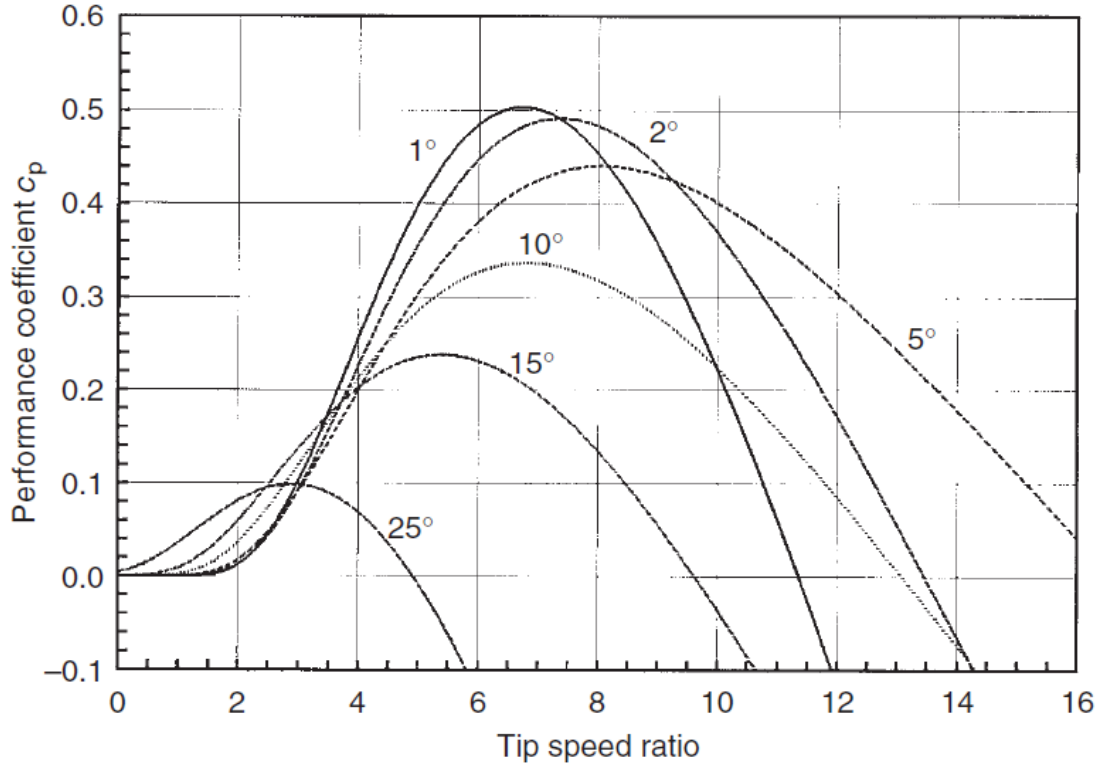


Figura 2.6: Potência que é possível extrair do vento em função do TSR, considerando o ângulo *pitch* das pás [3].

A potência extraída do vento passa então a ser dada por

$$P_{total} = \frac{1}{2} \rho c_p(\lambda, \beta) R^2 \pi v_a^3, \quad (2.9)$$

onde $c_p(\lambda, \beta)$ o coeficiente de potência, como função da relação de velocidade de ponta λ e do ângulo *pitch* β , e v_a representa a velocidade do vento antes de passar pela turbina [2].

A relação da velocidade λ é normalmente é designada de *tip speed ratio* (TSR). A TSR é dada por [6]

$$\lambda = \omega_r R / v_w, \quad (2.10)$$

onde ω_r é a velocidade angular de rotação da turbina. A equação dinâmica que descreve a turbina eólica é dada por

$$d\omega_r/dt = (1/J)[T_m - T_L - F\omega_r], \quad (2.11)$$

em que J é a inércia do sistema, F é o coeficiente de viscosidade da máquina elétrica, T_m é o binário debitado pela turbina e T_L é o binário da carga, que neste caso, corresponde ao binário eletromagnético [6].

Se se considerar que a turbina não possui controlo de *pitch angle*, ou que o mesmo é sempre mantido a zero, é possível concluir que o valor máximo de $c_{p,max}$ é dado por um valor ótimo de TSR λ_{opt} [4]. Esta relação pode ser observada na Figura 2.7 [4].

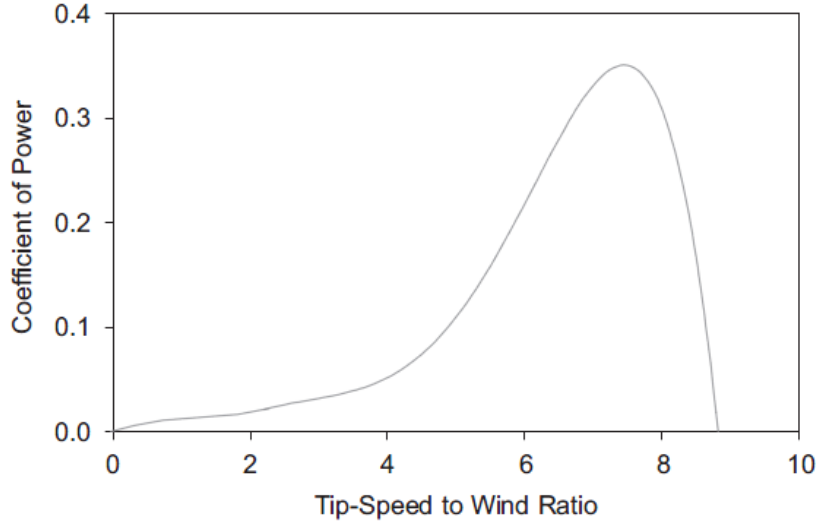


Figura 2.7: Exemplo de uma relação entre o coeficiente de potência e a relação da velocidade da ponta [4].

A partir deste facto, pode-se concluir que a máxima potência que pode ser gerada é dada por [6]

$$P_{o,max} = k_{opt} \omega_{r,opt}^3, \quad (2.12)$$

onde

$$k_{opt} = \frac{\pi \rho c_{p,max} R^5}{2 \lambda_{opt}^2}; \quad (2.13)$$

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} v_w}{R}. \quad (2.14)$$

A máxima potência que pode ser gerada passa a ser dada por uma velocidade rotação ótima da turbina ω_{opt} . A esta velocidade de rotação ótima irá corresponder um valor de TSR ótimo λ_{opt} , que será sempre o valor desejado para extrair a máxima potência. É possível alcançar este valor através do controlo da velocidade de rotação da turbina [6]. Na Figura 2.8 [5] pode-se observar um exemplo de uma curva característica da variação da potência de saída com a variação da velocidade de rotação para uma dada velocidade do vento.

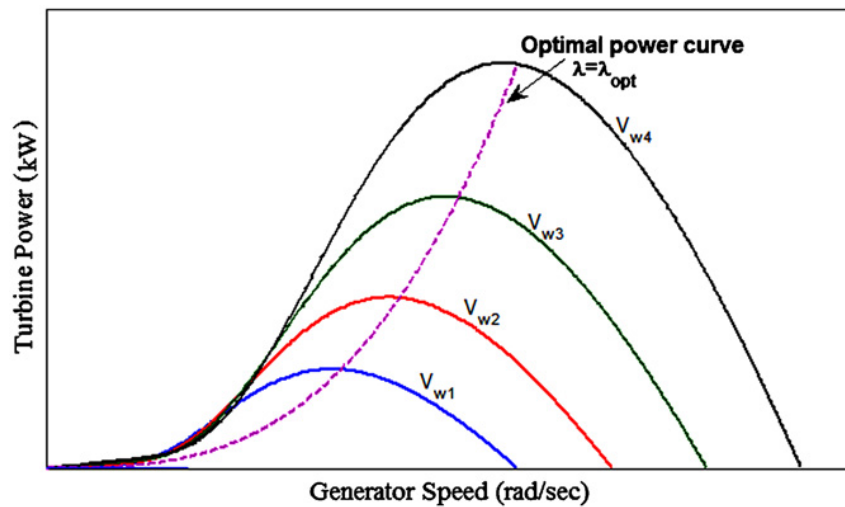


Figura 2.8: Variação da potência de saída com a variação da velocidade de rotação da turbina para uma dada velocidade do vento [5].

2.3 Os métodos de controlo

Como é possível concluir do capítulo anterior, o controlo do sistema deve ser feito de maneira a garantir a máxima produção de potência para uma gama de velocidades. Outro factor a ter em conta com a variação da velocidade do vento é o de que o controlo do sistema deve ser tal que se possa garantir à saída os desejados valores de tensão e de frequência constantes, iguais aos da rede elétrica [4]. Pode-se concluir que, com a velocidade do vento a variar, a quantidade de potência que pode ser extraída pelo sistema está dependente da precisão do método de controlo de detetar o ponto de potência máxima de saída, a um dado momento, e da capacidade de o mesmo fazer com que o sistema convirja para esse ponto, independentemente do gerador a ser utilizado. Este tipo de métodos de controlo é designado de *maximum power point tracking* (MPPT) [6].

Para melhor se compreender os métodos de controlo que irão analisados acerca das diversas abordagens para os sistemas de conversão de energia eólica, é necessário perceber em estes se baseiam. Os métodos de controlo MPPT são de três tipos: o TSR (de *tip speed ratio*), o *power signal feedback* (PSF) e o *hill-climb search* (HCS) [6].

Com o método de controlo TSR, a relação de velocidade de ponta ótima é procurada através do controlo da velocidade de rotação da turbina. Encontrada a velocidade de rotação ótima, é possível extrair a máxima potência do sistema. Este método de controlo caracteriza-se pela necessidade de existir uma leitura constante dos valores de velocidade do vento e da turbina, ou pela constante estimação dos mesmos. Para que seja possível controlar o sistema e obter a extracção máxima de potência, é necessário saber também, a priori, o valor de TSR ótimo para a turbina em questão [6]. A base desta filosofia de controlo encontra-se ilustrada na Figura 2.9 [6].

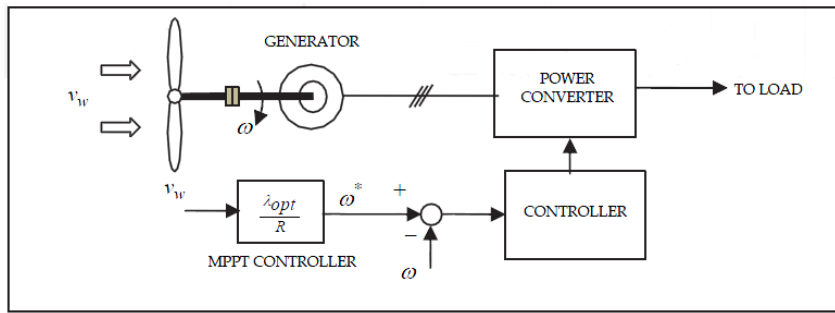


Figura 2.9: Controlo TSR de um sistema de conversão de energia eólica [6].

Para ser possível aplicar o método PSF, é necessário efetuar simulações do sistema ou realizar experiências, sem estar o sistema ligado à rede elétrica, para se obter as curvas de potência máxima em função do vento para cada turbina a ser implementada. Sabendo o valor máximo da potência que turbina deve gerar, o método de controlo tenta fazer com que o sistema convirja para esse ponto através dos seus mecanismos de controlo. A referência de potência que será gerada pelo sistema de controlo é obtida através de um valor máximo já sabido ou através da equação mecânica que rege a turbina, que terá como entrada a velocidade do vento ou a velocidade de rotação da turbina [6]. Este tipo de controlo MPPT encontra-se representado na Figura 2.10 [6].

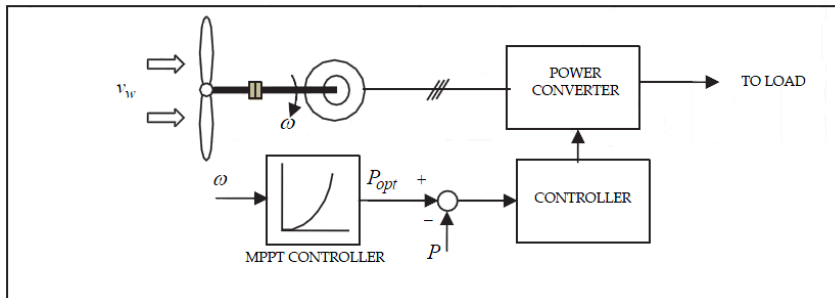


Figura 2.10: Controlo PSF para um sistema de conversão de energia eólica [6].

O algoritmo do método de controlo HCS procura continuamente o ponto máximo de potência durante a operação da turbina. Este método consegue ultrapassar, normalmente, os problemas comuns aos outros dois métodos de controlo. Dependendo do ponto de operação atual e da variação da potência e da velocidade, o algoritmo de controlo irá gerar o sinal ótimo desejado para fazer com que o sistema convirja para o ponto de potência máxima [6]. A essência deste método de controlo encontra-se representado nas Figuras 2.11 [6] e 2.12 [6].

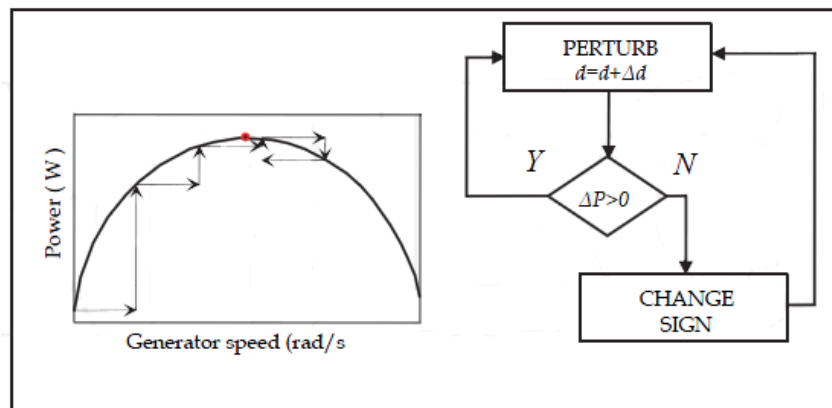


Figura 2.11: Princípio de controlo do método HCS [6].

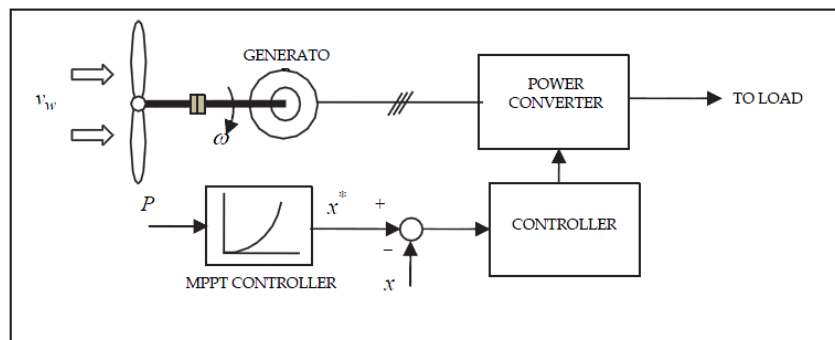


Figura 2.12: Controlo HCS para um sistema de conversão de energia eólica [6].

2.4 Máquina elétrica: gerador de indução

O gerador de indução pode ser uma solução bastante vantajosa para um sistema de conversão de energia eólica. Esta máquina é robusta, necessita de pouca manutenção e é relativamente barata. A grande desvantagem para uma aplicação deste género é a da necessidade de suporte externo de potência reativa por parte da rede, ou de outra fonte de energia, obrigando a que o conversor da máquina seja bidireccional [4]. Esta necessidade por parte do gerador de indução não se aplica a outras máquinas elétricas [2], como se poderá analisar ao longo deste documento.

Para sistemas que usufruem de um gerador de indução, os conversores eletrónicos são tipicamente do tipo *back-to-back*, com um barramento em corrente contínua (CC) entre o conversor do lado do gerador e conversor do lado da rede [2]. Os métodos de controlo MPPT neste tipo de sistemas é realizado pelo conversor do lado da máquina [6].

A utilização de conversores do tipo *back-to-back*, como demonstrado na Figura 2.13 [4], para além de permitirem trânsito de energia em ambas as direções, quando aplicados com controladores de lógica difusa (*fuzzy logic*), são uma solução bastante consistente para se aplicar ao gerador de indução. Este tipo de conversores caracteriza-se pela rápida convergência, insensibilidade a parâmetros e aceitação de sinais pouco precisos e ruidosos [4].

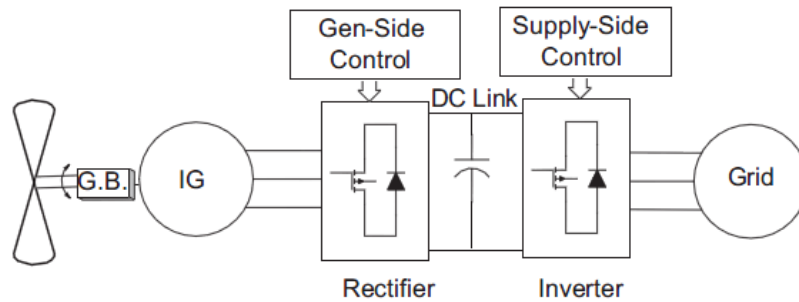


Figura 2.13: Topologia típica do gerador de indução, com conversores *back-to-back* [4].

Os controladores *fuzzy* são bastante utilizados como controladores do tipo proporcional-integral (PI). Combinando as características de um controlador PI clássico com um controlador *fuzzy*, é possível adquirir a vantagem de ambos, tratando-se de um novo controlador. Um exemplo de aplicação é a sua utilização para tratar o erro de tensão no barramento de corrente contínua. Para o conversor do lado da rede poder enviar energia para a mesma, é necessário que a tensão do barramento CC se encontre constantemente no seu suposto valor. Tendo isso em conta, e criando um referencial das componentes direta e em quadratura (referencial d-q) das correntes geradas, o controlador terá como saída a corrente de referência no eixo d, controlando o fluxo da energia ativa do gerador. Mantendo a referência da corrente no eixo q igual a zero, é possível obter um fator de potência unitário [4]. Este método de controlo consiste num método MPPT HCS, em que o valor de referência para as componentes d e q da corrente do gerador é manipulado, para tentar obter o ponto de potência máxima. Esse ponto é identificado através do erro da tensão do barramento CC [6].

É possível utilizar mais que um controlador *fuzzy* neste sistema. Um exemplo, em que três controladores são utilizados, divide tarefas específicas para serem elaboradas por cada um dos controladores, de maneira a ser possível aumentar a eficiência do sistema global. Um primeiro controlador é responsável por seguir o valor da velocidade do vento e da velocidade de rotação da turbina. Um segundo controlador é responsável por reduzir o fluxo do seu valor estipulado, assim como as suas perdas no núcleo ferromagnético. Este controlo de fluxo é possível para baixas cargas, aumentando a eficiência e aumentando a potência extraída. O último controlador *fuzzy* efetua um controlo ativo e constante sobre a velocidade de rotação, prevenindo o sistema para problemas que envolvam súbitas rajadas de vento ou binários oscilatórios [4]. Este método de controlo descreve o típico método MPPT de TSR, em que é efetuada a medição ou estimação das velocidades do vento e de rotação da turbina, obtendo um controlo da velocidade da mesma, para garantir a máxima extracção de energia [6].

A medição da velocidade de rotação da turbina pode tornar-se uma desvantagem, na medida em que os sensores para o efeito são caros e possuem um erro de medição que se pode tornar considerável. Para realizar uma estimação da velocidade de rotação, um bom método é realizar a medição dos harmónicos das ranhuras do rotor do gerador de indução. Estes harmónicos surgem

através da interação entre as ranhuras do rotor e a componente magnetizante da força magnetomotriz do entreferro da máquina. Estes harmónicos dependem da velocidade angular do rotor. Usando um controlador *fuzzy* do tipo PI, a frequência dos harmónicos é medida e a velocidade do rotor calculada [4].

Um controlador *fuzzy* seria também útil para implementar facilmente um método MPPT do tipo PSF. A diferença entre a potência atual gerada e a de referência seria a entrada do controlador, que iria controlar o índice de modulação do conversor do lado do gerador [6].

É possível implementar um método de controlo, para o conversor do lado da rede elétrica, capaz de controlar a energia ativa e reativa. Para tal, é necessário criar um referencial d-q orientado com o vetor de tensão da rede. A componente direta da corrente controla a potência ativa do conversor, enquanto que a componente em quadratura da corrente controla a potência reativa. À semelhança do controlo para o conversor do lado do gerador, este método possui uma convergência rápida para o ponto de funcionamento pretendido, tornando um sistema ideal para sistemas sem o controlo da inclinação das pás da turbina (sistemas stall). Existe uma rápida reacção do conversor às variações do vento, que provocam variações na velocidade de rotação [4].

Algumas topologias pouco convencionais podem ser observadas em [2], que utilizam armazenamento de energia.

2.5 Máquina elétrica: gerador síncrono

Nos geradores síncronos, toda a corrente do estator é utilizada quando existe produção de binário eletromagnético, tornando-os em máquinas que possuem alto rendimento. Outra vantagem destes geradores é a possibilidade de minimizar a corrente do estator através do controlo do fator de potência. Os custos de manutenção destes motores são maiores que os dos geradores de indução e o ímã necessário para a sincronização tende a desmagnetizar-se com a presença de fortes campos magnéticos no interior da máquina [4].

Se o gerador síncrono for multipolar, é possível aplicar um acionamento direto a este, reduzindo o custo da solução, devido à eliminação da caixa de velocidades [6, 4]. É possível, assim, obter as frequências desejadas para a ligação à rede elétrica. O inconveniente destes motores multipolares reside na necessidade de existir um conversor CA/CC, ou uma fonte CC separada, para a excitação dos enrolamentos [2].

Uma boa solução com a utilização da máquina síncrona para a aplicação num sistema de conversão de energia eólica de pequenas dimensões consiste num retificador a diodos do lado da máquina e um inversor do lado da rede elétrica. Entre estes dois conversores existirá um conversor CC/CC, que controla a tensão do barramento CC intermédio. A tensão deste mesmo barramento é controlada por esse conversor, dependendo da tensão e do deslocamento da fase do inversor. Assim, a eficiência do sistema pode ser melhorada através do controlo do ângulo de potência (*power angle control*) [4]. Este método MPPT será do tipo HCS, visto que regula o deslocamento entre as fases das tensões do gerador e do inversor.

Para aplicações de grandes dimensões, as máquinas síncronas são tipicamente acompanhadas de conversores do tipo *back-to-back* com barramento CC intermédio. Os conversores são controlados por modulação de largura de pulso (*pulse-width modulation* – PWM). O conversor do lado do gerador é utilizado para regular o binário eletromagnético, enquanto que o conversor do lado da rede consegue, assim, controlar a energia ativa e reativa enviada para a rede [4]. Como o controlo da potência é realizado através do controlo do binário, o método MPPT é do tipo HCS.

2.6 Máquina elétrica: gerador de indução duplamente alimentado

Se o gerador de indução duplamente alimentado possuir um rotor com ranhuras, é possível aceder aos respetivos circuitos. Estes geradores, assim como os geradores de indução, são os mais indicados para aplicações de elevada potência (na gama dos MW). Os geradores de indução duplamente alimentados possuem a capacidade de produzirem uma potência de saída maior que a sua potência estipulada e são capazes de gerar a potência máxima disponível numa gama abrangente de velocidades, tanto em modo de sub-sincronismo como de sobre-sincronismo [4]. Estes estados da máquina encontram-se descritos na Figura 2.14 [2], onde se observa como o binário varia com a velocidade de rotação em que a máquina se encontra.

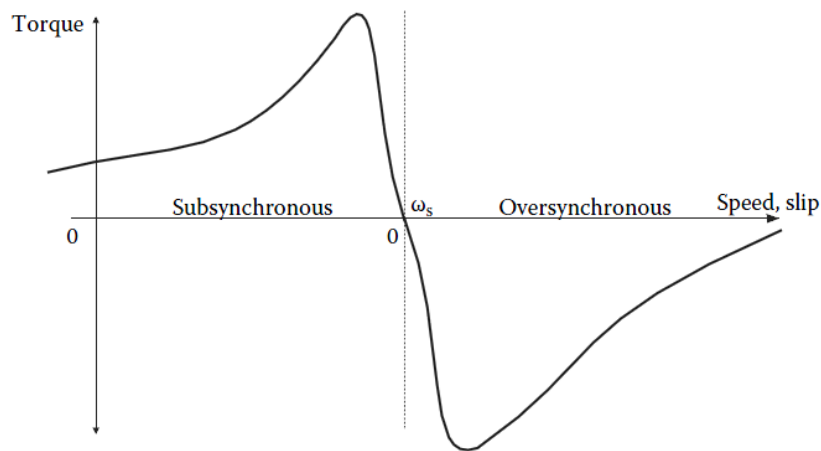


Figura 2.14: Curva característica da relação entre o binário e a velocidade do rotor, em sub e sobre-sincronismo [2].

Neste tipo de aplicação, o estator do gerador encontra-se ligado diretamente à rede e o rotor encontra-se ligado ao sistema de conversão. Assim, o rotor é controlado de forma a que a grande maioria da energia elétrica seja transmitida diretamente do estator para a rede (à volta de 75%), enquanto que o restante é transmitido através do rotor e de todo o sistema de conversão. Assim, a potência estipulada dos conversores passa a ser de 25% da da aplicação, reduzindo grandemente o custo dos componentes e as perdas de comutação dos mesmos [2]. Como o estator se encontra diretamente ligado à rede, existe a possibilidade de o sistema sofrer com perturbações na rede e vice versa. Este fenómeno encontra-se representado na Figura 2.15 [2], em que a potência

é distribuída para o conversor (num valor superior ao supracitado, mas relativamente próximo). O conversor não tem necessariamente de ser o ilustrado nesta figura, como se demonstrará de seguida.

Diversas topologias para os conversores podem ser aplicadas a este tipo de aplicação. Uma possível solução é a utilização de um retificador a díodos no lado da máquina e um inversor a tirístores do lado da rede, também conhecida como *static Kramer drive*, que se encontra ilustrada na Figura 2.16 [4]. Através de um controlo do tipo *sliding mode*, atinge-se um bom compromisso entre a eficiência da conversão e a suavização do binário oscilatório, e este apenas controlará o ângulo de disparo dos tirístores.

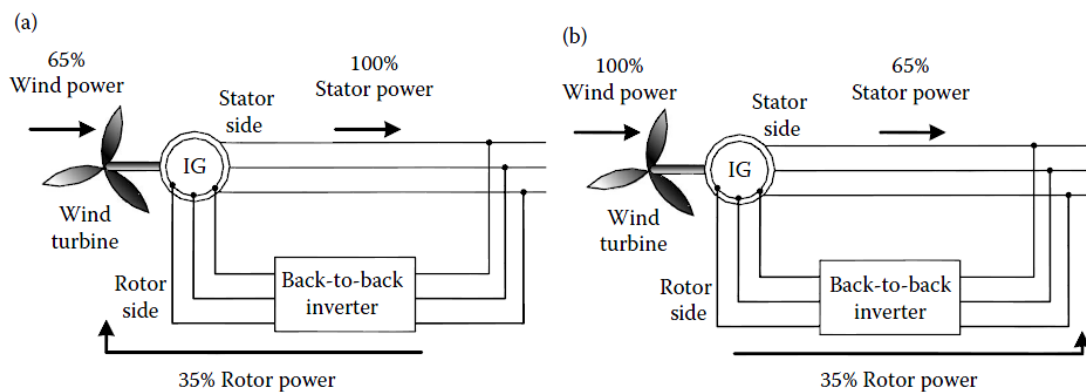


Figura 2.15: Trânsito de potência em (a) sub-sincronismo e (b) sobre-sincronismo [2].

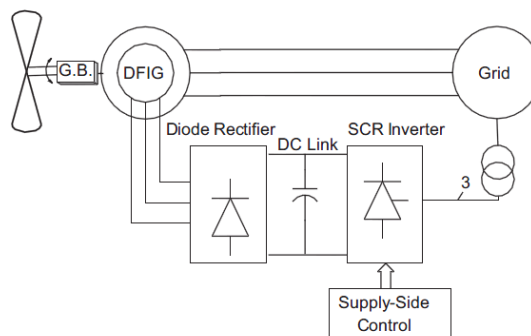


Figura 2.16: Gerador de indução duplamente alimentado com topologia de conversão *static Kramer drive* [4].

Através da Figura 2.15, é possível perceber que esta topologia apenas funcionará se o gerador se encontrar no modo de sincronismo, visto que o trânsito de energia nos conversores apenas se dá do gerador para a rede. Para contornar este problema, pode-se substituir a ponte rectificadora a díodos por outro conversor a tirístores. Podendo agora existir trânsito de energia reativa para o rotor, a eficiência desejada do sistema pode ser conseguida. No entanto, com a ponte rectificadora, o sistema produz maior potência devido à inexistência de energia reativa. Os grandes inconvenientes desta topologia consistem em problemas de comutação e criação de distorção harmónica por

parte do conversor do lado da rede [4]. O controlo em *sliding mode* é um controlo MPPT HCS. As variáveis são manipuladas e conduzem o sistema num processo iterativo que procura o ponto de potência máxima desejado. O ponto desejado é determinado através do método de procura de máximo, que se baseia no facto de

$$dP/d\omega = 0, \quad (2.15)$$

no valor máximo de potência disponível.

Uma topologia baseada em dois conversores *back-to-back*, é aplicável a este sistema de conversão de energia eólica com gerador de indução duplamente alimentado. A mesma encontra-se já ilustrada na Figura 2.15, e mais em detalhe na Figura 2.17 [4]. As potências ativa e reativa são controladas pelo conversor do lado da rede através da aplicação de modulação por largura de pulso através de vetores de espaço, ou *space vector* PWM (SVPWM). O eixo d do referencial é orientado pelo vetor de tensão da rede. Através da regulação da componente direta da corrente, é possível controlar a parte ativa da potência e regular a tensão do barramento CC, enquanto que o controlo da componente em quadratura da corrente permite controlar a parte reativa da mesma. O SVPWM será também aplicado ao conversor do lado do gerador, estando o seu referencial orientado diretamente com o vetor do fluxo no estator. Esta escolha no referencial permite que o máximo da energia seja transferida e que se possa controlar separadamente o binário e a excitação (fluxo) do motor. Assim sendo, decompondo a corrente do rotor nos eixos d-q, é possível controlar o binário eletromagnético com a componente direta e controlar o fator de potência com a componente em quadratura [4]. Esta topologia pode suportar um método MPPT do tipo PSF, no qual um controlador *fuzzy* receberia como entradas os valores d-q da tensão do rotor, que irão corresponder às variáveis para o controlo das potências ativa e reativa, respetivamente. Como sinais de referência, as variáveis controlariam a modulação do conversor [6].

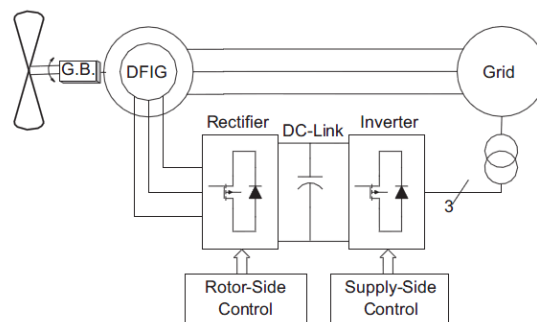


Figura 2.17: Gerador de indução duplamente alimentado com topologia de conversores *back-to-back* [4].

Se se adicionasse uma bateria ao barramento CC, seria possível realizar armazenamento de energia e, ao mesmo tempo, estabilizar a tensão do barramento. O conversor do lado da rede passaria a controlar a transferência de energia ativa entre a bateria e a rede elétrica. A energia

podia ser armazenada em alturas de ventos fortes e ser transferida para a rede quando requisitada [4].

Um outro método de controlo possui um algoritmo que funciona com base no método MPPT HCS. A referência dos eixos d-q é igual à das soluções supracitadas. Variando a velocidade de rotação, o algoritmo procura incrementos na potência produzida. Se não existir uma mudança do valor da potência dentro de uma gama de valores estipulada, o controlador não perturba a velocidade de rotação da turbina. Se as dinâmicas do controlador de velocidade forem demasiado rápidas, existe a possibilidade de surgirem transientes de elevado valor no binário do gerador [4].

Usando a potência de saída da turbina e a velocidade da caixa, pode ser feita uma estimação da velocidade do vento. Tendo este facto em conta, um método de MPPT TSR é aplicável. A potência de saída da turbina é uma função de TSR. Para um valor de velocidade da caixa, é possível chegar a um valor ótimo de TSR. Um novo valor para a velocidade da caixa e para referência da saída são gerados, sendo que o erro da potência define o controlo na desejada velocidade da caixa.

Uma solução viável quanto à topologia do sistema de conversão é a do conversor de matriz. Este tipo de conversão não possui barramento CC nem um armazenamento de energia volumoso, e a conversão é realizada em apenas uma fase de conversão. Este consiste de dois conjuntos de 9 interruptores bidirecionais, totalizando 18 interruptores. Os interruptores encontram-se ligados de tal maneira que a qualquer fase na entrada pode ser ligada a uma qualquer fase na saída, fazendo com que cada interruptor seja capaz de inverter ou de rectificar. Para o controlo deste conversor é necessário aplicar uma modulação baseada num duplo SVPWM. O controlo é feito em controlo de orientação de campo do estator, conhecido como *field oriented control* (FOC). O eixo d estará orientado pelo vetor de tensão do fluxo do estator. A componente direta da corrente do estator irá controlar a potência reativa do sistema, enquanto que a componente em quadratura controlará a potência ativa. Apesar de apenas utilizar um conversor, o custo necessário para os componentes do conversor é maior [4]. Para controlar este sistema, um método de controlo MPPT que pode ser aplicado é o PSF, visto que com o FOC as potências ativa e reativa são controladas. A linearização da realimentação do motor pode ser realizada através das potências ativa e reativa e tensões d-q do rotor como estado. As referências de comando do conversor passam a ser as referências de potências ativa e reativa [6]. Esta topologia encontra-se representada na Figura 2.18 [4].

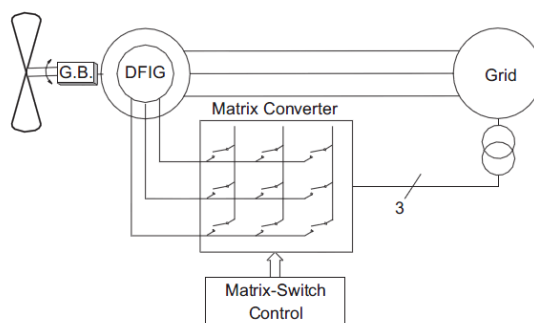


Figura 2.18: Gerador de indução duplamente alimentado com topologia de conversor em matriz [4].

À semelhança do caso dos geradores de indução, existem algumas topologias pouco convencionais em [2], no que toca a sistemas de conversão de energia eólica, que usam armazenamento de energia.

2.7 Máquina elétrica: gerador síncrono de ímanes permanentes

O gerador síncrono de ímanes permanentes tem tido cada vez maior preferência no que toca a sistemas de conversão de energia eólica de pequena escala. Vários fatores contribuem para esta tendência. A sua densidade de potência favorável e eficiência elevada contribuem para que este tipo de gerador seja cada vez mais utilizado em pequenas dimensões de sistema [4]. Isto permite que o raio das lâminas seja reduzido quando aplicado o acionamento direto [6]. A principal razão para a sua limitação em aplicações de elevada escala deve-se ao facto de os ímanes permanentes serem compostos por um material magnético caro [4].

Por causa da presença desse mesmo material caro, que constitui o rotor do gerador, não é necessária excitação externa do gerador, eliminando a necessidade de obter energia reativa da rede. Por isso mesmo, as pontes retificadoras a díodos podem ser consideradas para uma primeira fase conversão [4].

Sendo o conversor, do lado do gerador do sistema de conversão de energia eólica, uma ponte retificadora a díodos, várias topologias para o conversor do lado da rede podem ser consideradas. Para todas elas, existe um barramento CC entre ambos os conversores do sistema em caso.

O controlo contínuo do ângulo de disparo de um inversor a tirístores, é possível regular a velocidade da turbina, controlando a tensão do barramento CC. Assim, o inversor pode ser constituído por estes semicondutores [4], como se encontra ilustrado na Figura 2.19 [4]. Este método de controlo MPPT é do tipo TSR, em que é controlada a velocidade de rotação do rotor para se encontrar o ponto de potência máxima a um dado momento [6]. As vantagens desta solução são o baixo custo do sistema e poder obter uma maior potência estipulada do que com os sistemas de alta comutação. Por contraste, é necessário um compensador ativo, para pedidos de energia reativa por parte da rede, e a injeção de conteúdo harmónico na rede devido ao inversor a tirístores [4].

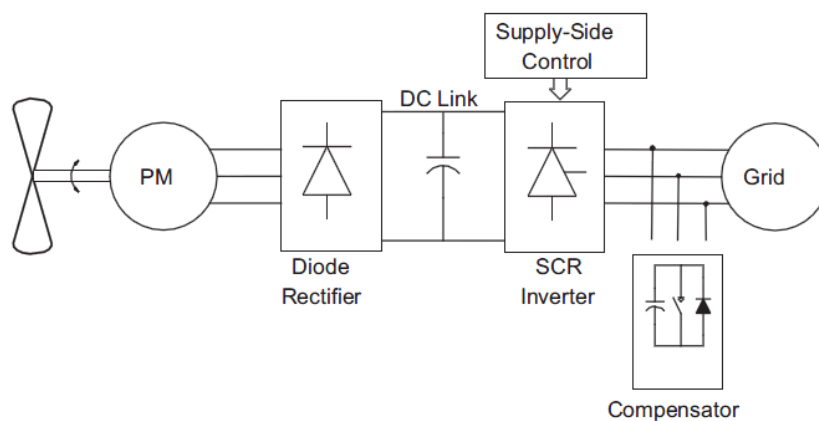


Figura 2.19: Gerador síncrono de ímanes permanentes com topologia de inversor a tirístores [4].

Utilizando um inversor de frequência de comutação elevada, com a topologia tipo *back-to-back* representada na Figura 2.20 [4], é possível implementar várias estratégias de controlo. As duas estratégias mais abordadas são a de um método MPPT, que usufrui de um anemómetro para medir a velocidade do vento, e a de tensão fixa no barramento CC. Através da medição da velocidade do vento com um anemómetro, uma nova referência de potência é criada pelo algoritmo de MPPT. Esta potência é comparada com a potência atual do barramento CC, utilizando o erro entre as duas para gerar uma PWM instantânea. Como o controlo é feito a partir dos valores de potência, este método MPPT é do tipo PSF. Para o método de tensão fixa, através de uma estimação de velocidade do vento, o conversor fixa uma tensão no barramento CC, a qual será um valor ótimo que corresponde diretamente ao valor de velocidade de vento estimada. Com essa tensão, o controlador pretende ajustar a velocidade de rotação da turbina para o seu valor ótimo. Trata-se, portanto, de um método MPPT TSR. Se se comparar estes dois métodos de controlo, observa-se que o método de controlo MPPT com anemómetro é mais eficiente (captando 56-69% da energia disponível). O método de tensão fixa continua a ser uma solução plausível, pois apesar de produzir menos energia (55-61% da disponível), este não possui o sensor de velocidade do vento [4].

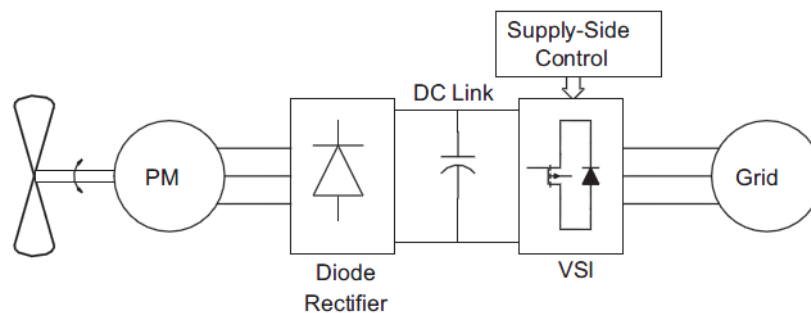


Figura 2.20: Gerador síncrono de ímãs permanentes com topologia de inversor de alta comutação [4].

Se para o caso descrito pela Figura 2.20 se considerar um conversor CC/CC associado ao barramento CC, algumas vantagens surgem para o controlo do sistema. Este conversor CC/CC passa a controlar o binário eletromagnético do gerador, assim como a tensão do barramento. Assim, o inversor tem maior flexibilidade de controlo, visto que já não necessita de controlar a tensão do barramento CC. Torna-se possível controlar a energia ativa e reativa transmitida para a rede através do inversor, com a modulação SVPWM. Como entradas do controlador do conversor CC/CC, são consideradas a velocidade da turbina, a tensão e corrente do barramento CC e a tensão da rede. Como saída possui a modulação PWM para o conversor [2, 4]. Esta topologia é observada na Figura 2.21 [2].

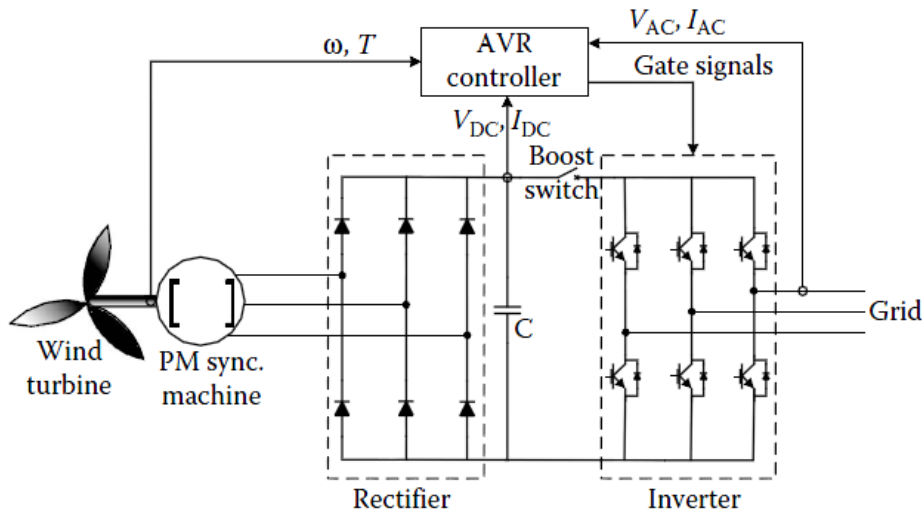


Figura 2.21: Gerador síncrono de ímanes permanentes com um inversor de comutação alta e um conversor CC/CC [2].

Um exemplo desta topologia é demonstrado em [8], mas onde é utilizado um indutor supercondutor para conversor CC/CC. As correntes, tanto do lado do gerador como do lado da rede, são controladas através de controlo vectorial indirecto. O fluxo no entreferro é controlado pelo conversor do lado da máquina através da componente d da corrente do estator, enquanto que a componente q controla o binário eletromagnético. Um método de MPPT TSR é usado para a extração da potência máxima disponível. Para tal, a medição das velocidades do vento e do rotor é efetuada. O conversor do lado da rede é responsável pelo controlo do nível de tensão do barramento CC. Este é também responsável pelo controlo das potências ativa e reativa, através das d e q da tensão, respetivamente. A inclusão de um conversor CC/CC trás todas as vantagens já descritas neste capítulo. Com a utilização de um indutor supercondutor para realizar a as trocas de energia, tanto a capacidade de armazenamento como a eficiência sobem bastante. Bons resultados são obtidos com o estudo.

Substituindo os dois conversores do sistema de conversão de energia eólica por dois do tipo *back-to-back*, é necessário usar um referencial de eixos d - q , em que o eixo d se encontra alinhado com o fluxo do estator. Assim, se a componente d da corrente do estator for mantida em zero, é possível, através da componente q , obter o máximo binário elétrico disponível. Um método de MPPT do tipo TSR é usado para obter o valor ótimo da velocidade de rotação do rotor para uma dada velocidade do vento, extraindo o máximo de potência possível. O Controlador do lado do gerador é responsável por inverter a tensão do barramento CC numa sinusoidal através de controladores de histerese [4]. Esta topologia encontra-se representada na Figura 2.22 [4].

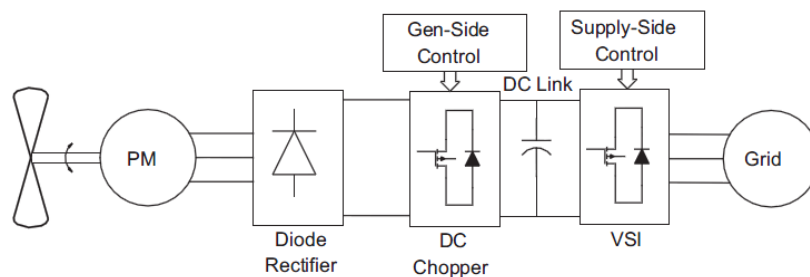


Figura 2.22: Gerador síncrono de ímãs permanentes com dois conversores do tipo *back-to-back* [4].

2.8 Caso de estudo

Em [6], um caso de estudo é analisado, que deve ser alvo de análise neste documento. Neste caso, desenvolvido em [9], um método de controlo para o controlador do lado da máquina elétrica é proposto. Este método não necessita de conhecer a velocidade do vento, densidade do ar ou parâmetros da turbina. O controlador é capaz de gerar um controlo ótimo de velocidade, para ser usado na realimentação de controlo de velocidade de um conversor controlado por orientação vetorial do fluxo do rotor, e aplica a modulação SVPWM. Este comando ótimo de velocidade do rotor, que obriga o sistema de conversão de energia eólica a encontrar o ponto máximo de potência, é gerado de acordo com a variação criada na potência de saída do sistema, devido a esses mesmos comandos de velocidade. Este método de MPPT é do tipo HCS, combinado com o TSR, criando perturbações no sistema e observando a alteração da potência de saída. Este método utiliza a potência como variável para estimar a velocidade do vento. Os métodos MPPT normalmente associados a estimação da velocidade do vento possuem a desvantagem de se tornarem em algo que apenas irá ser aplicado à turbina em específico. Com o método proposto, o resultado é um controlo capaz de efetuar uma generalização do problema, evitando que este tipo de controlo se restrinja a uma única aplicação. Pelo método de MPPT TSR, a potência máxima que se pode extrair a um dado momento apenas existe para uma velocidade do rotor ótima. O controlador deve ser capaz de calcular esta velocidade ótima através da magnitude e da direção da variação da potência na saída para um dado comando de velocidade. Sendo assim, o MPPT gera uma estimação de velocidade do rotor a ser aplicada no conversor, ω^* , que quando aplicada à realimentação de velocidade do conversor do lado da máquina, obriga o sistema a encontrar um ponto de potência máxima [9].

Durante a operação do controlador, a variação sofrida pela potência de saída $\Delta P_o(k)$ é adquirida. Se essa variação se encontrar entre um valor específico máximo ΔP_M , e um valor específico mínimo ΔP_L , nenhuma alteração à velocidade de rotação é efetuada. Se $\Delta P_o(k)$ se encontrar fora desta gama de valores, então o controlador gerará uma saída seguindo as seguintes regras:

- Se na amostra atual existir um crescimento na variação da potência ($\Delta P_o(k) > \Delta P_M$), devido a um aumento ou devido à manutenção do comando de velocidade, o comando de velocidade sobe o seu valor.

- Se na amostra atual existir um crescimento na variação da potência ($\Delta P_o(k) > \Delta P_M$), devido a uma diminuição do comando de velocidade, o comando de velocidade desce o seu valor.
- Se na amostra atual existir um decrescimento na variação da potência ($\Delta P_o(k) < \Delta P_L$), devido a um aumento ou devido à manutenção do comando de velocidade, o comando de velocidade desce o seu valor.
- Se na amostra atual existir um decrescimento na variação da potência ($\Delta P_o(k) < \Delta P_L$), devido a uma diminuição do comando de velocidade, o comando de velocidade sobe o seu valor.

Caso exista variação do comando de velocidade, este é calculado através de um produto entre $\Delta P_o(k)$ e uma variável C , cujos valores dependem da velocidade do vento estimada. Os valores mais adequados para C são determinados através de simulação.

O controlo do sistema de conversão do lado da rede é também efetuado por um controlo SVPWM. À semelhança dos sistemas anteriormente estudados, o controlo das potências ativa e reativa [9].

Como simulação do problema, este método é aplicado a um sistema de conversão de energia eólica de velocidade variável, com um gerador síncrono de ímanes permanentes. Bons resultados são observados na simulação, tanto para regime permanente como para regime dinâmico.

Analisando as Figuras 2.11 e 2.12, é fácil perceber o porquê de este método funcionar, na medida em que é criada a perturbação para que se encontre o ponto de potência máxima do sistema.

2.9 Sintetização da fonte de energia

Sendo a simulação de um sistema de conversão de energia eólica o principal objetivo da presente dissertação, para além da modelação de todo sistema, é extremamente importante realizar uma correta sintetização desta fonte de energia. Visto que a natureza do vento apenas pode ser prevista até certo ponto, dada a existência de algumas características do mesmo que podem ocorrer a qualquer momento, é necessário criar um modelo que permita simular o seu efeito espacial, nomeadamente a sua velocidade, quando captado pela turbina. Esta velocidade pode ser decomposta em quatro componentes: uma componente de base da velocidade, uma de rajada, uma que traduza as alterações abruptas de velocidade (rampa) e uma componente de ruído [10].

Assim, a velocidade do vento (*wind*) é dada pela soma destas quatro componentes:

$$V_w = V_b + V_g + V_r + V_n, \quad (2.16)$$

onde V_w representa a velocidade do vento, V_b a componente de base da velocidade do vento, V_g a componente de rajada (gust), V_r componente a de rampa e V_n a componente de ruído (noise), sendo todas elas em metros por segundo (m/s).

A componente de base da velocidade do vento é uma constante, e é assumido que esta está sempre presente durante a simulação.

$$V_b = k_b, \quad (2.17)$$

em que k_b é uma constante.

A componente de rajada consiste numa função sinusoidal, que ocorre num intervalo de tempo.

$$V_g = \begin{cases} 0 & , \text{se } t < t_{1g} \\ V_{cos} & , \text{se } t_{1g} < t < t_{1g} + T_g \\ 0 & , \text{se } t > t_{1g} + T_g \end{cases} . \quad (2.18)$$

Esta função, V_{cos} , é dada por

$$V_{cos} = \frac{Max_g}{2} \left[1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t}{T_g} - \frac{t_{1g}}{T_g} \right) \right] \right] \quad (2.19)$$

onde T_g representa o período durante o qual se dá a rajada de vento, t_{1g} representa o instante em que se dá a rajada e t representa o tempo, com três valores temporais em segundos. Max_g representa o valor máximo para a velocidade da rajada de vento, em metros por segundo.

A componente em rampa da velocidade do vento consiste na função

$$V_r = \begin{cases} 0 & , \text{se } t < t_{1r} \\ V_{ramp} & , \text{se } t_{1r} < t < t_{2r} \\ 0 & , \text{se } t > t_{2r} \end{cases} , \quad (2.20)$$

onde V_{ramp} é dada por

$$V_{ramp} = Max_r \left(1 - \frac{t - t_{2r}}{t_{1r} - t_{2r}} \right) . \quad (2.21)$$

Nesta função, Max_r possui o valor máximo para a velocidade do vento caracterizada pela função em rampa, em metros por segundo, t_{1r} representa o instante inicial da componente do vento e t_{2r} o instante final, ambas em segundos. Analisando a função de V_{ramp} , conclui-se que se se ajustar o valor de t_{2r} para um ligeiramente superior que t_{1r} , é possível estudar uma resposta do sistema a uma aproximação de um degrau [10].

A componente que traduz o ruído na velocidade do vento deve tomar valores aleatórios. Tendo este facto em conta, a função é dada por

$$V_n = 2 \sum_{i=1}^n \left[\sqrt{s_v(\omega_i) \Delta \omega} \cos(\omega_i t + \phi_i) \right], \quad (2.22)$$

tal que

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2} \right) \Delta \omega, \quad (2.23)$$

e ϕ_i representa uma variável aleatória, com densidade probabilística uniforme no intervalo de 0 a 2π . $s_v(\omega_i)$ é uma função de densidade espectral, que por sua vez é definida por

$$s_v(\omega_i) = \frac{2k_n F^2 |\omega_i|}{\pi^2 \left[1 + \left(\frac{F \omega_i}{\mu \pi} \right) \right]}. \quad (2.24)$$

Nesta última função, k_n traduz o coeficiente de resistência da superfície (do solo) ao vento, F a escala de turbulência, para a altura a que se encontra a turbina, e μ a velocidade média do vento para essa dada altura de referência. Em [10] é feita também a referência que se se utilizar um número de iterações $n = 50$, e uma variação da densidade espectral $\Delta\omega$ entre 0,5 e 2,0 radianos por segundo (rad/s), é possível obter excelentes resultados de uma aproximação do ruído da velocidade do vento [10].

2.10 Resumo

Neste capítulo são mostrados os fundamentos que devem ser considerados quando se efetua a implementação de um sistema de conversão de energia eólica. O sistema é abordado quanto às várias topologias possíveis, assim como os diversos métodos de controlo MPPT que podem ser aplicados. É referido um caso de estudo que se distingue das outras abordagens estudadas contidas no capítulo. É também demonstrado como realizar a sintetização do vento, em termos da sua velocidade, para que o mesmo possa ser utilizado em ambiente de simulação.

Capítulo 3

Dimensionamento do Sistema

Neste capítulo procede-se ao dimensionamento do sistema de conversão de energia eólica que foi utilizado para a realização do projeto. Uma breve caracterização do problema é realizada para que se possa proceder à escolha da topologia e dos níveis de potência e de tensão que irão condicionar o sistema em estudo. Escolhida a topologia, é abordado o estágio intermédio de conversão de energia elétrica que será utilizado no sistema, tendo em consideração as constantes de tempo do conversor e do sistema. Uma solução é apresentada para que se torne viável a simulação de todo o sistema, sem que seja necessário existirem simulações exaustivas. É dimensionado o conjunto mecânico, formado pela turbina e pelo gerador, tendo em consideração as escolhas tomadas durante a caracterização do problema. Por fim, são ilustradas as séries temporais de velocidade do vento que irão ser utilizadas para o ambiente de simulação.

3.1 Caracterização do problema

Este capítulo explica a metodologia adotada para realização da dissertação proposta. A mesma será realizada num ambiente de simulação, tentando obter uma solução generalizada para o problema. Com uma solução deste tipo, é possível aplicá-la a turbinas distintas, com especificações distintas, que tenham a mesma topologia. O ambiente de simulação escolhido é o PSIM. Este *software* é uma ferramenta bastante útil para se realizarem simulações de electrónica de potência. A principal razão para a escolha deve-se ao facto de já existirem conhecimentos e experiência na utilização do PSIM, facilitando o projeto.

Como alvo de estudo no desenvolvimento desta dissertação, a turbina eólica fará uma tração direta no rotor de um motor síncrono de ímanes permanentes, ou seja, sem uma caixa redutora de velocidade entre ambos. Assim, reduz-se o custo do sistema e eliminam-se as perdas mecânicas causadas pela existência da caixa. O motor, a funcionar como gerador, é responsável por transformar a energia mecânica transferida pela turbina em energia elétrica. Esta energia elétrica é disponibilizada nos terminais do estator.

Como o vento, a fonte de energia do sistema, não possui um comportamento previsível, é necessário existir um subsistema que seja capaz de adequar a energia elétrica recolhida, de maneira

a que a mesma possa ser transferida para a rede elétrica, um dos principais objetivos do sistema. Assim, optou-se por um conversor CC/CC elevador, para se manipular essa energia elétrica. Com uma retificação prévia da energia disponibilizada no estator do motor, esta passará a encontrar-se em corrente contínua à entrada do conversor. O propósito do conversor será de colocar à sua saída a energia elétrica para um nível de tensão que se adeque à ligação à rede. Essa ligação será efetuada por um segundo conversor, um inversor. Nesta topologia, para além de manipular a energia elétrica para um valor desejado de tensão à sua saída, o conversor CC/CC é também responsável por efetuar o controlo do conjunto turbina e gerador, como se poderá observar nos próximos capítulos desta dissertação. Desta forma, o inversor apenas será responsável por converter e transferir a energia recolhida para a rede elétrica.

Definida a topologia do sistema, segue-se a definição das especificações de alguns dos seus componentes. Apesar de se desejar uma solução generalizada, esta não é possível de se obter sem estas especificações. O que implica apenas que, para se poder transpor a solução procurada para outros sistemas semelhantes, apenas se deverá fazer pequenas adaptações da solução original.

Facilmente se apercebe que nesta fase do problema existe um enorme grau de liberdade quanto aos valores que o mesmo irá assumir. Como tal, para que se possa encontrar uma solução que se adeque à realidade deste tipo de sistemas, é usada como referência uma solução comercial. A solução escolhida é a turbina Enair 30 da companhia Enair D. Bornay Energy S.L. As razões para a escolha desta turbina consistem na sua conveniência (desde as suas características até ao acesso físico à turbina, visto que a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto possuir uma para realizar estudos e experiências) e na sua potência, que se enquadra na micro-geração eólica. Como o objetivo não consiste em realizar uma solução já existente no mercado, apenas alguns valores característicos da Enair 30 relativamente ao conjunto turbina e gerador serão considerados. Assim, o grau de liberdade passou a existir relativamente à topologia do sistema e quanto ao método de controlo a ser implementado no mesmo.

O conjunto turbina e gerador é o que influenciará todos os outros componentes do sistema, devido à especificação do nível de potência que o sistema assumirá e devido ao seu comportamento em geral, durante a extração de energia do vento. Tendo como base a solução comercial supracitada, a turbina terá uma potência estipulada de 1500W, com uma velocidade de vento de base de 12m/s, para a qual deverá ter uma velocidade de rotação de 250rpm. O comprimento das pás da turbina será de 1,6m. O motor, cujo rotor terá uma velocidade de rotação igual à da turbina, possuirá 12 pares de pólos. Este número implica que, para a velocidade de rotação estipulada de 250rpm, a corrente elétrica alternada nos terminais do estator terá uma frequência de 50Hz. Outra característica importante do motor será a o valor da força contra-eletromotriz que, funcionando como gerador, irá definir o valor da tensão composta aos seus terminais, dependendo da velocidade de rotação do veio do rotor. A razão entre estes dois valores que foi escolhida é de 1244,51V para uma velocidade de rotação de 1000rpm. Esta razão é definida através da solução comercial. Assim, para uma velocidade de rotação da turbina estipulada de 250rpm, o motor terá aos seus terminais um valor eficaz de tensão composta de 220V.

No caso da Enair 30, o valor máximo de potência que a turbina extrai é limitada aproximadamente aos 12m/s. Esta turbina é do tipo *stall*, o que implica que a característica aerodinâmica complexa da turbina foi projetada para que a partir desse valor de velocidade do vento não haja extração de energia para além do valor limite. Realizar uma turbina do tipo *stall* num ambiente de simulação, para além de complexo, ultrapassa o âmbito deste projeto, que pretende focar-se nas metodologias e métodos de controlo deste tipo de sistemas. Como tal, é assumido que a turbina é do tipo *pitch*. O controlo do *pitch angle* é muito mais comum em turbinas eólicas de potências muito superiores (na ordem das centenas de kW e MW), mas visto que o modelo de simulação da turbina do PSIM possui controlo do *pitch angle*, é possível efetuar uma limitação dos níveis de potência da turbina semelhante às do tipo *stall*, sem ser necessário ultrapassar o âmbito do projeto.

Outras características tiveram de ser definidas, tanto para a turbina como para o motor, mas serão abordadas mais à frente neste documento, visto que não foram retiradas da solução comercial Enair 30.

Relativamente à retificação efetuada antes da conversão em corrente contínua, a mesma será feita por uma ponte de díodos. Este tipo de retificação elimina a necessidade de existir mais uma malha de controlo para o retificador, sem efetuar um grande compromisso visto que o sistema lida com valores relativamente baixos de potência.

Quanto ao conversor CC/CC, é definida uma tensão de 400V à sua saída, valor que é propício para a inversão monofásica na ligação à rede A velocidade de vento de arranque da turbina deverá rondar os 2m/s, que corresponderá a uma velocidade de rotação de aproximadamente 42rpm. Definindo a velocidade de rotação de arranque da turbina para este valor, implica que o conversor deverá funcionar para uma gama de tensão de entrada compreendida entre os 50V e 400V.

3.2 O conversor CC/CC elevador

É importante efetuar um correto dimensionamento do conversor CC/CC elevador, visto que este será o responsável por controlar todo o sistema, à exceção da ligação à rede elétrica. O primeiro passo será ter em consideração a sua topologia e as expressões matemáticas que o caracterizam.

3.2.1 Topologia e dimensionamento

Para o sistema em estudo, foi escolhida a topologia ilustrada na Figura 3.1. A frequência de comutação escolhida é de 25kHz. Esta frequência de comutação permite que os elementos indutor e condensador do conversor não tenham valores demasiado altos, nem é um valor exagerado, que levaria a grandes perdas por comutação. O interruptor será controlado por PWM, o que significa que a variável de controlo do sistema será o seu tempo de ciclo, o *duty cycle*.

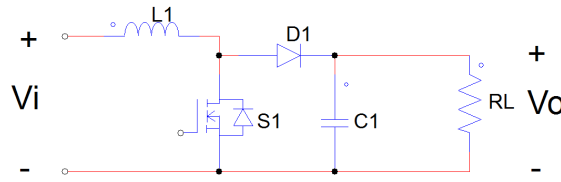


Figura 3.1: Topologia do conversor CC/CC elevador.

Neste conversor existem dois estados distintos: quando o interruptor se encontra fechado (*on state*) e quando o interruptor se encontra aberto (*off state*). É importante ter em conta que durante o estado *off*, a corrente que passa no indutor servirá para carregar o condensador e alimentar a carga, e que para o estado *on*, apenas a corrente debitada pelo condensador alimentará a carga. Considerando que o mesmo funcionará em modo contínuo, é possível descrever o conversor através das expressões matemáticas presentes para cada um dos estados.

On state:

$$\frac{\Delta I_L}{\Delta t_{on}} = \frac{V_i}{L} \rightarrow \Delta I_{L,on} = \frac{1}{L} \int_0^{DT} V_i dt = \frac{DT}{L} V_i \quad (3.1)$$

Off state:

$$\frac{\Delta I_L}{\Delta t_{off}} = \frac{V_i - V_o}{L} \rightarrow \Delta I_{L,off} = \int_{DT}^T \frac{V_i - V_o}{L} dt = \frac{(V_i - V_o)(1 - D)T}{L} \quad (3.2)$$

Nestas expressões, ΔI_L representa a variação da corrente no indutor L1, Δt_{on} a variação de tempo durante o estado *on*, V_i a tensão à entrada do conversor, L o valor da indutância de L1, $\Delta I_{L,on}$ a variação da corrente no indutor L1 durante o estado *on*, T o período de comutação ($40\mu s$), Δt_{off} a variação de tempo durante o estado *off*, V_o a tensão de saída do conversor e $\Delta I_{L,off}$ a variação da corrente no indutor L1 durante o estado *off*. Dimensionando o conversor para funcionar em modo contínuo, através destas expressões pode-se concluir que:

$$\Delta I_{L,on} + \Delta I_{L,off} = 0 \rightarrow \frac{V_i DT}{L} + \frac{(V_i - V_o)(1 - D)T}{L} = 0 \rightarrow D = 1 - \frac{V_i}{V_o} \quad (3.3)$$

A partir da última expressão, é possível realizar a transformação desejada no conversor. Contudo, apesar de tensão e a potência à entrada do conversor são variáveis, a tensão à saída do conversor é considerada como fixa. Este facto deve ser considerado devido ao facto de existir um conversor inversor à saída do conversor CC/CC elevador, ou seja, à entrada do conversor CC/CC existirá uma tensão qualquer, até um valor máximo que é assumido ser o estipulado, e à sua saída a tensão será sempre de 400V. Para realizar o controlo do *duty cycle* devem ser consideradas as correntes presentes no conversor. Sabendo que

$$P_o = P_i, \quad (3.4)$$

ou seja,

$$V_o I_o = V_i I_i, \quad (3.5)$$

conclui-se que

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{I_i}{I_o} \quad (3.6)$$

$$D = 1 - \frac{I_o}{I_i}, \quad (3.7)$$

em que I_i representa a corrente à entrada do conversor (ou seja, a corrente do indutor L1) e I_o a corrente à saída do conversor (ou seja, a corrente na carga de saída). Na Equação 3.4, P_o e P_i representam as potências de saída e de entrada, respetivamente. Assim, a conversão pode ser controlada utilizando a corrente como referência.

Para o dimensionamento do indutor e do condensador, devem ser considerados os valores máximos que o conversor terá de transformar. Como se considera que o sistema possuirá um mecanismo que efetuará o controlo do *pitch angle* da turbina, limitando a potência da mesma ao seu valor estipulado, será o este último o considerado para o dimensionamento dos elementos do conversor CC/CC.

Assim sendo, para uma potência de 1500W, com uma tensão de entrada de 300V e uma tensão de saída de 400V, assume-se uma variação de 5% da corrente de entrada e aplicam-se as Equações 3.2, 3.5 e 3.7, obtendo uma indutância de 12mH. Os valores de potência e de tensão correspondem às condições existentes no sistema para os valores estipulados.

Dimensionado o indutor, apenas resta dimensionar o condensador. Por definição, a capacidade do condensador é dada por

$$C = \frac{Q}{V}, \quad (3.8)$$

onde C representa a capacidade do condensador, Q a quantidade de carga que este debita e V a diferença de potencial eléctrico nos seus terminais. Sendo o condensador o elemento que permitirá regular o *ripple* da tensão de saída, este pode ser dimensionado determinando a carga que debitará deste durante o intervalo de tempo do estado on para uma variação arbitrária de tensão aos seus terminais, que será igual à da saída do conversor. A variação da tensão de saída escolhida é de 1%. Tendo este fator em consideração, a Equação 3.8 pode ser aplicada, substituindo Q pela corrente de saída do conversor ao longo do intervalo de tempo do estado on e V pela variação de tensão estipulada. O condensador dimensionado possui uma capacidade de $9,375\mu F$. O valor da capacidade de C1 pode ser aproximada para $10\mu F$, visto que é o valor disponível, e que ao aumentar o valor da capacidade a consequência será diminuir o *ripple* da tensão, não colocando em causa o compromisso assumido.

A tensão de saída será de 400V, independentemente da tensão e da potência de entrada. Considerando o sistema completo de conversão de energia eólica, à saída deste conversor encontra-se

um inversor, que irá impor esta mesma tensão de saída. Como tal, para efeitos de simulação, à saída do conversor CC/CC, a carga será substituída por uma fonte de tensão de 400V.

Por consequência, a tensão aos terminais do condensador será sempre de 400V, pelo que a sua inclusão na simulação do conversor é desnecessária. Assim, o condensador, para efeitos de simulação, encontrar-se-á desligado do circuito. Outra consequência será observada na corrente de saída. Como não será debitada corrente do condensador, quando o conversor se encontra no estado *on* a corrente de saída terá o valor de 0A, e quando o conversor se encontrar no estado *off* a corrente de saída será igual à da corrente e L1, visto que o condensador não é carregado. Apesar de a corrente de saída não assumir o seu valor real com a adição da fonte à saída do conversor, esta toma o valor médio pretendido, assegurando que a potência à saída é igual à da à entrada.

Como já se concluiu anteriormente, o facto de a tensão à saída do conversor ser fixa obriga a que o controlo do interruptor seja feito através de uma referência de corrente. Essa referência de corrente, no sistema completo, deve surgir tendo em conta a potência que se encontra a transitar e a tensão aos terminais do conversor. Para se testar o conversor, o mesmo deve ser submetido a uma tensão de entrada variável e a uma referência de corrente variável também. Considerando que para o ambiente de simulação, as fontes de tensão possuem potência infinita, qualquer que seja o nível da tensão de entrada, o controlador do interruptor deverá ser capaz de fazer com que o circuito extraia sempre a corrente pretendida. Estas variações de corrente e de tensão testam a capacidade do conversor reagir a variações de potência, independentemente do valor de tensão, visto que a potência será sempre igual a $V_i I_i$.

O controlo da corrente será efetuado por controlador proporcional-integral (PI), que ditará o *duty cycle* através da diferença entre a referência de corrente para o circuito e a corrente instantânea de entrada (corrente de L1). O circuito final para simulação do conversor pode ser observado na Figura 3.2. Os resultados podem ser observados nas Figuras 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6.

Na Figura 3.2, o controlador PI é do tipo

$$G(s) = k \frac{1 + sT}{sT}, \quad (3.9)$$

em que $G(s)$ representa a resposta do controlador, $k = 0,05$ é o seu ganho e $T = 0,001$ a sua constante de tempo. Para os ganhos deste controlador PI, assim como para outro qualquer controlador deste tipo desenvolvido durante este projeto, foram determinados de forma empírica, procurando a melhor resposta por parte do sistema em todas as alturas, e eliminando qualquer erro em regime permanente.

Na Figura 3.3 estão retratadas num primeiro gráfico a referência de corrente e a corrente no indutor L1. Num segundo gráfico pode-se observar a tensão de entrada. É de notar que o controlador faz com que a corrente em L1 siga a referência, independentemente da tensão de entrada. Outro aspeto pode ser observado quando se dá a transição da mudança do valor da tensão de entrada. Uma variação significativa surge na corrente do indutor, e o controlador PI obriga a que a corrente volte a seguir a referência num curto intervalo de tempo (aproximadamente 6ms). Note-se que a transição dada no valor da tensão de entrada é extremamente elevada, que dificilmente se encon-

trará no sistema completo, visto que, mesmo que se dê uma variação tão abrupta na velocidade do vento, tanto a turbina como o gerador não variarão tão rapidamente a sua velocidade de rotação devido aos respetivos momentos de inércia. É possível observar na Figura 3.4 a influência que as variações de corrente e de tensão têm no *duty cycle*, e como este muda bastante com a mudança do valor de tensão, mas permitindo ainda controlar a corrente.

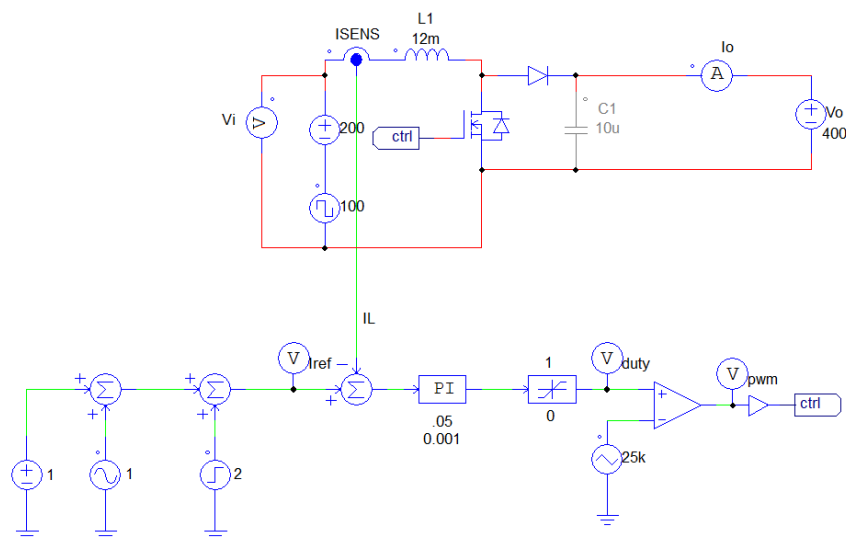


Figura 3.2: Circuito do conversor CC/CC simulado.

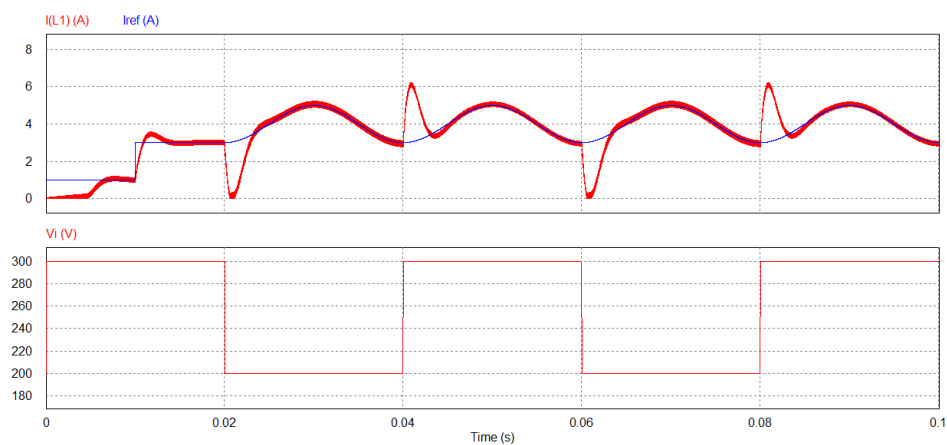


Figura 3.3: Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: corrente de entrada vs. corrente de referência e tensão de entrada.

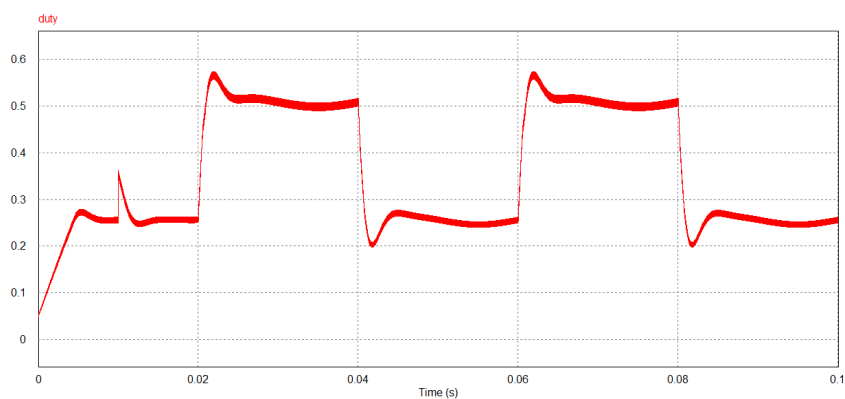


Figura 3.4: Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: *duty cycle*.

Na Figura 3.5 pode-se observar as correntes no indutor e de saída e a referência de corrente do indutor. É notório como a corrente de saída I_o possui o comportamento já esperado, em que assumiria o valor de 0A e o valor da corrente de L1. Observando mais em detalhe na Figura 3.6, num intervalo de tempo compreendido entre 19,8ms e 20ms, confirma-se o comportamento supracitado. Mais se observa que os valores médios das correntes de entrada e de saída são de 3,00A e de 2,26A respectivamente. Neste intervalo de tempo, o *duty cycle* possui um valor médio de 0,256. Pela Equação 3.7

$$I_o = I_i(1 - D). \quad (3.10)$$

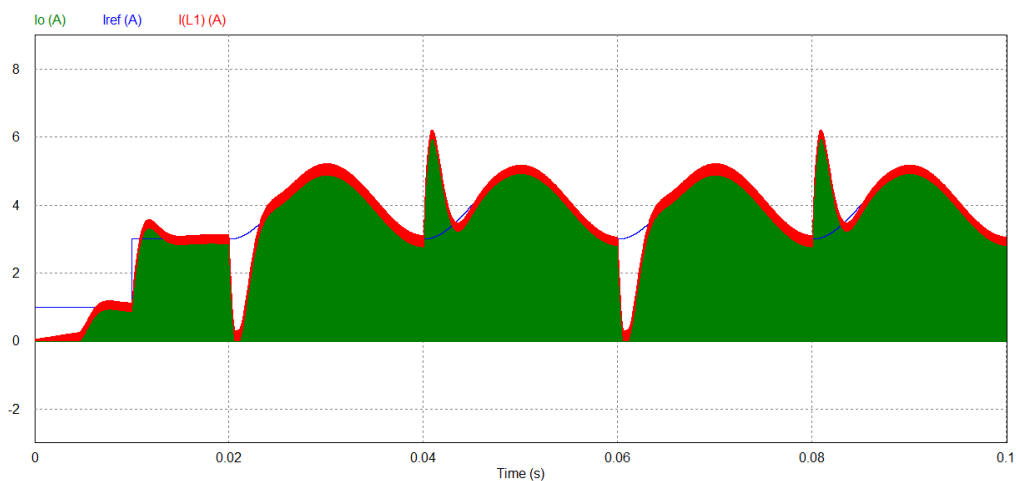


Figura 3.5: Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: corrente de saída vs. corrente de entrada vs. corrente de referência.

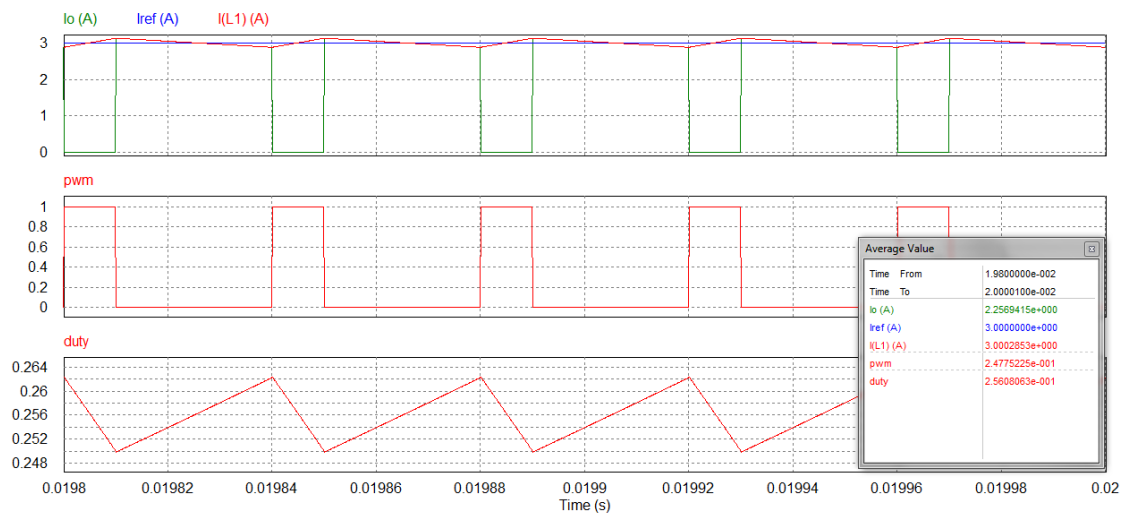


Figura 3.6: Resultados do circuito do conversor CC/CC simulado: detalhe do comportamento das correntes do circuito.

Aplicando a Equação 3.10, a corrente média de saída esperada é de 2,25A e é bastante próximo do valor médio obtido.

Conclui-se que o conversor CC/CC consegue converter a tensão para o valor desejado e deve ser capaz de transitar a potência desejada. O mesmo consegue reagir rapidamente a alterações no seu regime de funcionamento e garantir a controlabilidade dentro dos valores estipulados de potência para o sistema de conversão de energia eólica.

Tendo em consideração o sistema completo de extração de energia eólica, as constantes de tempo envolvidas são muito superiores ao período de comutação do conversor CC/CC. Para o teste e simulação do primeiro devem ser utilizadas séries de vento que existam em intervalos de tempo na ordem das décadas de segundo. Assim, a simulação do sistema tornar-se-ia demasiado exaustiva ao utilizar-se o conversor CC/CC dimensionado neste Capítulo. Para solucionar este problema, deve ser criado um modelo de média, ou seja, que utilize os valores médios das diferentes variáveis. Tendo em conta as expressões matemáticas que regem o conversor CC/CC, é possível realizar um modelo que exiba exatamente o mesmo comportamento e tenha a uma capacidade de resposta semelhante à do modelo original, mas sem utilizar a comutação do último. Assim, quando se realizarem simulações com intervalos de tempo muito superiores, o conversor CC/CC é também aí validado, sem existir a necessidade de que as mesmas sejam demasiado longas. Este facto facilita o projeto do sistema, contribuindo para que se possa encontrar a melhor solução possível.

3.2.2 O modelo de média

Como se pretende que o comportamento e a capacidade de resposta do modelo sejam semelhantes à do conversor original, nenhuma alteração deve ser feita à topologia, aos elementos indutor e condensador e ao método de controlo. Os valores de tensão e de corrente para os quais deve funcionar devem ser também mantidos.

Para se poder realizar este modelo é necessário ter em atenção duas variáveis presentes no conversor original. Essas variáveis são as presentes nos seus semicondutores, responsáveis por efetuar a comutação do circuito, nomeadamente a tensão aos terminais do interruptor S1 e corrente no díodo D1. Durante o estado *on*, a tensão aos terminais do interruptor é zero, assim como a corrente no díodo, visto que toda a corrente de entrada passa no primeiro semicondutor. Durante o estado *off*, a tensão aos terminais do interruptor é igual à tensão de saída, e a corrente no díodo é igual à do indutor L1. Portanto, para efeitos de simulação, o interruptor pode ser substituído por uma fonte de tensão controlada, assim como o díodo pode ser substituído por uma fonte de corrente controlada. Estas fontes regem-se pelas expressões

$$V_{S1,med} = (1 - D)V_o \quad (3.11)$$

e

$$I_{D1,med} = (1 - D)I_{L1}, \quad (3.12)$$

onde $V_{S1,med}$ representa a tensão média aos terminais do interruptor S1 e $I_{D1,med}$ a corrente média no díodo D1. Mantendo a topologia, o conversor passa a ser como o ilustrado na Figura 3.7. O conversor utilizado para simulação, com a malha de controlo incluída, pode ser observado na Figura 3.8, e os diversos resultados nas Figuras 3.9 e 3.10.

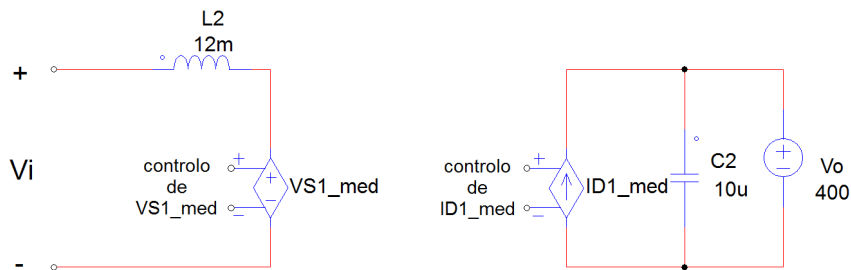


Figura 3.7: Topologia do modelo de média do conversor CC/CC simulado.

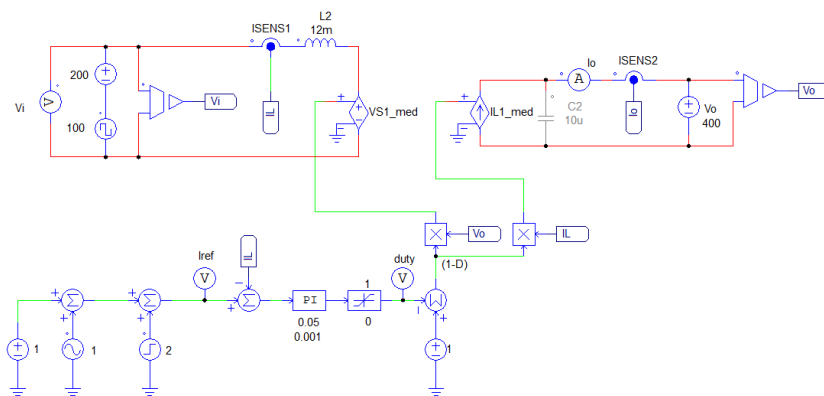


Figura 3.8: Circuito do modelo de média do conversor CC/CC simulado.

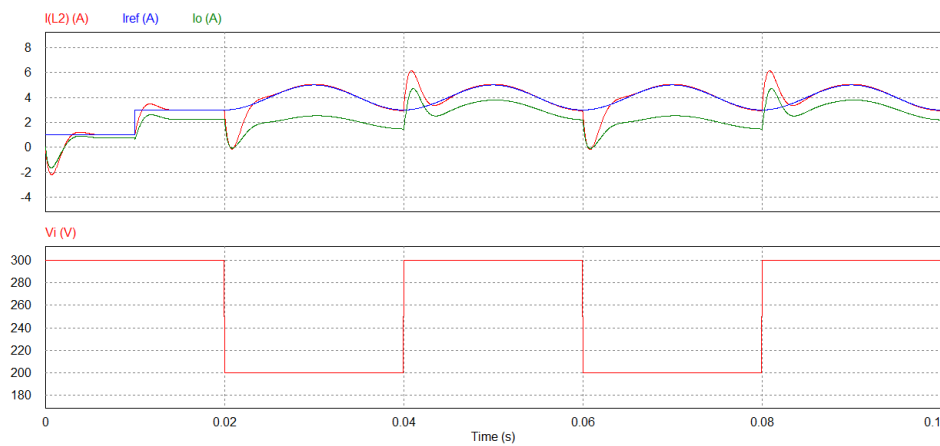


Figura 3.9: Resultados do modelo de média do conversor CC/CC simulado: corrente de entrada vs. corrente de referência vs. corrente de saída e tensão de entrada.

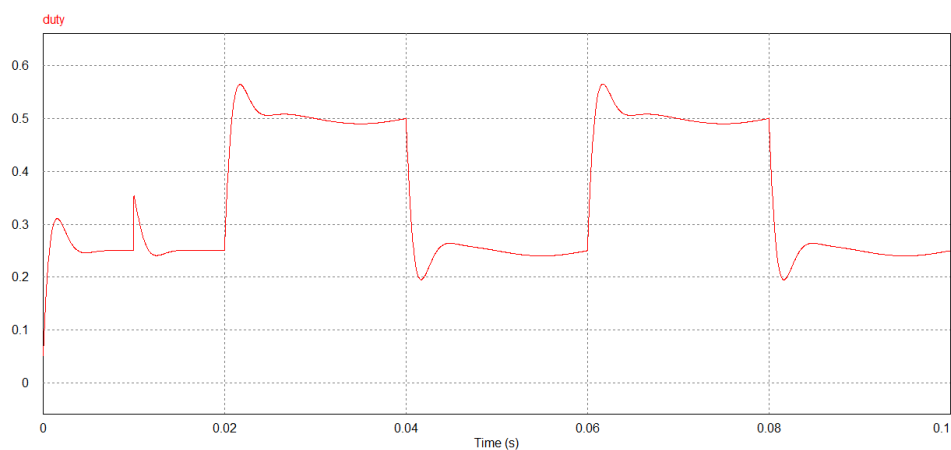


Figura 3.10: Resultados do modelo de média do conversor CC/CC simulado: *duty cycle*.

No circuito simulado, presente na Figura 3.8, é possível observar como o método de controle de corrente é mantido, utilizando o mesmo valor de *duty cycle*, em valor médio, calculado no

conversor original. Este valor é posteriormente utilizado para controlar as fontes de tensão e de corrente $VS1_{med}$ e $ID1_{med}$. Na Figura 3.9 é possível observar as correntes de entrada e de saída, a referência de corrente de entrada e a tensão de entrada do conversor. Uma grande alteração, que pode ser observada nos resultados da simulação, é o facto de a corrente de saída assumir um valor instantâneo igual ao pretendido numa aplicação real, visto que a fonte $ID1_{med}$ impõe a corrente na malha e não é utilizada a comutação. Pode-se observar também como a corrente de saída varia o seu valor em função do *duty cycle*, estando este ilustrado na Figura 3.10. Em intervalos de tempo em que a referência de corrente é periódica, mas com valores diferentes de tensão de entrada, como se pode observar no intervalo compreendido entre os 60ms e os 100ms. Outra grande alteração, observada nos resultados da simulação deste conversor, é a eliminação do *ripple*, tanto nas correntes do circuito como no *duty cycle* da malha de controlo. O *ripple* que se pode observar no conversor elevador original é uma consequência da comutação e, portanto, bastante característica deste tipo de conversores. Mas, considerando novamente o sistema completo de conversão de energia eólica e a sua escala temporal, o *ripple* tornar-se-ia irrelevante na dinâmica do primeiro.

Conclui-se que o modelo de média do conversor elevador é capaz de retratar o modelo de comutação do mesmo, assumindo apenas um compromisso de exclusão do *ripple* característico deste tipo de conversores. O problema relativo à execução de simulações demasiado exaustivas, do qual surgiu a necessidade de criar este modelo, é solucionado, visto que o tempo de simulação para obter resultados semelhantes aos do conversor original foi dezenas de vezes inferior.

3.3 O conjunto turbina e gerador

Nesta secção é feita a descrição do conjunto turbina e gerador elétrico. À semelhança dos anteriores capítulos, o estágio de inversão e de ligação à rede elétrica será substituído por uma fonte de tensão de 400V. O inversor deverá ser dimensionado posteriormente, e como este apenas é responsável pelo trânsito da energia disponibilizada pelo sistema para a rede, pode-se realizar o estudo sobre em relação ao resto do sistema, sem assumir qualquer compromisso em relação ao mesmo ou aos métodos de controlo MPPT a aplicar.

Como foi descrito em 3.1, o gerador será composto de uma máquina elétrica síncrona de ímanes permanentes. Deverá ser o primeiro passo modelar a máquina para que se possam identificar as suas principais características. Dentro desta categoria de máquinas, podem-se distinguir duas estruturas distintas: as de rotor cilíndrico e as de pólos salientes. O rotor irá rodar à velocidade de sincronismo, assim como o fluxo magnético no entreferro. O facto de o rotor ser de pólos faz com que o fluxo não se distribua uniformemente em todo o entreferro, ao contrário do que acontece para um rotor cilíndrico, com os ímanes permanentes distribuídos por toda a sua superfície. Se o rotor for cilíndrico, mas possuir os ímanes embutidos no ferro que o constitui, fará com que a máquina se comporte como se fosse de pólos salientes, isto porque a permeabilidade magnética dos ímanes é semelhante à do ar. Assim, ao aplicar-se um referencial $d-q$ ao rotor da máquina de pólos salientes, o entreferro terá um comprimento maior ao longo do referencial q , e menor ao

longo do referencial d . Numa máquina de rotor cilíndrico, os dois comprimentos serão iguais e a diferença entre a relutância magnética ao longo dos dois eixos é desprezada [7]. Esta configuração pode ser observada na Figura 3.11 [7].

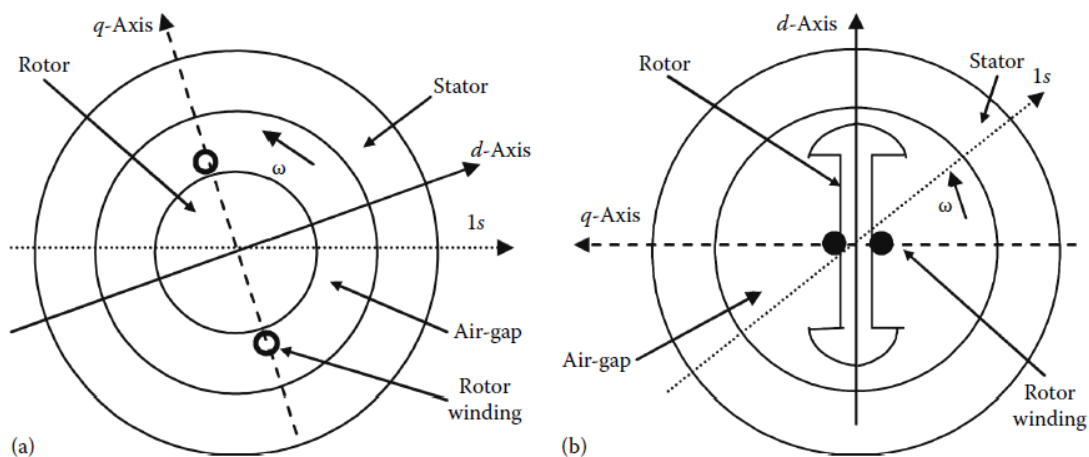


Figura 3.11: Estruturas básicas de máquinas síncronas: (a) de rotor cilíndrico; (b) de pólos salientes [7].

Considerando a variação da relutância magnética no entreferro, e considerando que a distribuição da força magneto motriz é sinusoidal no mesmo, a indutância de uma fase do estator pode ser descrita por [7].

$$L_{ls} = \frac{L_{sd} + L_{sq}}{2} + \left[\frac{L_{sd} - L_{sq}}{2} \right] \cos(2\theta), \quad (3.13)$$

onde L_{sd} e L_{sq} representam os valores máximos da auto-indutância dos enrolamentos do estator longitudinal e transversal, respetivamente, e θ a posição angular do eixo d do rotor em relação ao eixo magnético da fase do estator. Através da equação 3.13 conclui-se que se o entreferro for uniforme (ou seja, $L_{sd} = L_{sq}$) a auto-indutância da fase assume um valor constante e independente da posição do rotor. Para que se possam definir as indutâncias de fase através de equações diferenciais com coeficientes constantes é necessário fixar o referencial $d-q$ no rotor, como consequência das indutâncias dependerem da posição do mesmo. O eixo d estará posicionado ao longo do eixo onde é criado fluxo magnético [7].

As considerações tomadas até agora relativas à modelação da máquina são válidas para qualquer máquina síncrona (de ímanes permanentes ou não). Dentro da categoria das máquinas síncronas de ímanes permanentes, as mesmas podem possuir no rotor um gaiola de esquilo, que servirá para o arranque da mesma caso estas se encontrem ligadas diretamente à rede, ou sem um sistema eletrónico que as controle [7]. Caso a gaiola exista, as equações que modelam a máquina são iguais às que modelam uma máquina síncrona com enrolamentos de excitação do rotor, à excepção da equação de equilíbrio de tensão dos enrolamentos do rotor e de todos os coeficientes criados por

estes, que não são aplicados. Estas equações são

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - \omega \Psi_{qs} \quad (3.14)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} + \omega \Psi_{ds} \quad (3.15)$$

$$0 = R_{rd} i_{dr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt} \quad (3.16)$$

$$0 = R_{rq} i_{qr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt} \quad (3.17)$$

$$\Psi_{ds} = (L_{ls} + L_{md}) i_{ds} + L_{md} i_{dr} + \Psi_m \quad (3.18)$$

$$\Psi_{qs} = (L_{ls} + L_{mq}) i_{qs} + L_{mq} i_{qr} \quad (3.19)$$

$$\Psi_{dr} = (L_{lr} + L_{md}) i_{dr} + L_{md} i_{ds} + \Psi_m \quad (3.20)$$

$$\Psi_{qr} = (L_{lr} + L_{mq}) i_{qr} + L_{mq} i_{qs} \quad (3.21)$$

$$T_e = p [\Psi_m i_{qs} + (L_{md} i_{dr} i_{qs} - L_{mq} i_{qr} i_{ds})] + p (L_{md} - L_{mq}) i_{ds} i_{qs} \quad (3.22)$$

Nestas expressões, v representa a tensão, R a resistência do enrolamento, i a corrente do enrolamento, Ψ o fluxo, ω a velocidade de rotação da máquina, L a indutância, T_e o binário eletromagnético e p o número de par de pólos. Tendo em atenção os índices destas variáveis, o índice s é referente ao estator, r ao rotor, d à componente longitudinal da variável e q à transversal, l da fase (ou seja, por fase, como se observa na Equação 3.13) e m a componente de magnetização. Logicamente que para R_{rd} e R_{rq} as resistências a considerar são as da gaiola de esquilo, que se encontra em curto-circuito. Na Equação 3.22, a primeira e terceira componente do binário são provocadas pela interação síncrona entre o rotor e o estator, e de desequilíbrio das relutâncias, respetivamente. A segunda componente é referente ao binário criado quando não existe sincronismo na máquina e é criada pela gaiola de esquilo curto-circuitada, visto que à velocidade de sincronismo não existe indução magnética na mesma [7].

As Equações de 3.14 até 3.22 descrevem o modelo de uma máquina síncrona de ímanes permanentes de pólos salientes, com gaiola de esquilo curto-circuitada. Para aplicações de velocidade variável, que implicam a existência de controlo eletrónico da máquina, a gaiola é desnecessária e deve ser eliminada. A máquina passa-se a reger pelas mesmas expressões, eliminando as Equações 3.16, 3.17, 3.20 e 3.21, e atribuindo o valor de zero às correntes d - q referentes ao rotor [7]. Por consequência, a componente assíncrona do binário é eliminada.

Se a máquina for de rotor cilíndrico e também sem a gaiola (como é o caso do sistema em estudo neste documento), as alterações adicionais passam por uniformizar o entreferro da máquina, ou seja, $L_{md} = L_{mq} = L_m$. Assim, a componente de relutância do binário é também eliminada, e as expressões passam a ser dadas por [7]

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - \omega \Psi_{qs} \quad (3.23)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} + \omega \Psi_{ds} \quad (3.24)$$

$$\Psi_{ds} = (L_{ls} + L_m) i_{ds} + \Psi_m \quad (3.25)$$

$$\Psi_{qs} = (L_{ls} + L_m) i_{qs} \quad (3.26)$$

$$T_e = p \Psi_m i_{qs} \quad (3.27)$$

A parte elétrica da máquina é usualmente descrita eliminando as componentes $d - q$ do fluxo magnético, através de [7]

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega L_s i_{qs} \quad (3.28)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega (\Psi_m + L_s i_{ds}) \quad (3.29)$$

onde $L_s = L_{ls} + L_m$ e a derivada do fluxo criado pelos ímanes permanentes é igual a zero. O circuito equivalente da máquina elétrica aqui descrita encontra-se representado na Figura 3.12 [7]. O circuito equivalente ilustrado pode ser aplicado a uma máquina síncrona de pólos salientes geral, implicando que para uma máquina de rotor cilíndrico apenas seja necessário assumir $L_d = L_q = L_s$. Considerando que a máquina se encontra em regime permanente, e alimentada por uma tensão sinusoidal, a velocidade de rotação do referencial $d - q$ (do rotor) será igual à de sincronismo. Assim, as componentes di/dt passam a ser zero, e a máquina é simplesmente descrita por [7]

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega L_s i_{qs} \quad (3.30)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega (\Psi_m + L_s i_{ds}) \quad (3.31)$$

$$T_e = p \Psi_m i_{qs} \quad (3.32)$$

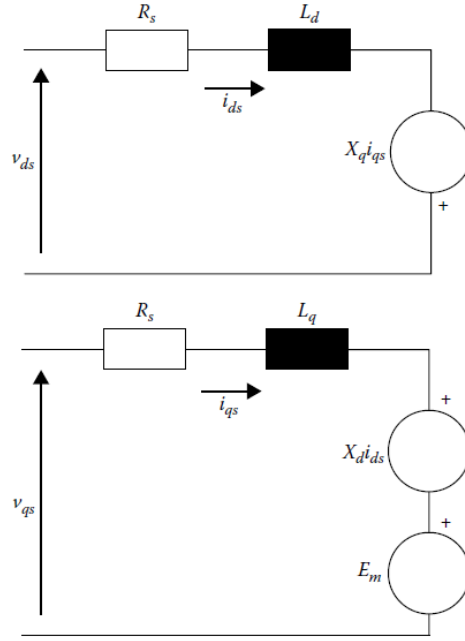


Figura 3.12: Circuito equivalente da dinâmica das componentes d - q de uma máquina síncrona de ímanes permanentes, com $X_d = \omega L_d$, $X_q = \omega L_q$ e $E_m = \omega \Psi_m$ [7].

As expressões matemáticas aplicáveis à máquina síncrona de ímanes permanentes, que é a máquina que será utilizada como gerador do sistema, encontram-se descritas. No entanto, é necessário dimensionar algumas das variáveis da mesma, assim como da turbina que irá ser utilizada.

Na Figura 3.13 é ilustrada a topologia do sistema, já definida na Secção 3.1. Durante a simulação do método de controlo, o modelo utilizado para o conversor CC/CC elevador será o modelo de média. Os elementos turbina e gerador terão as características também já definidas em 3.1. Relativamente à turbina, apenas falta definir o seu momento de inércia, que terá o valor de 15 gm^2 . O gerador será de rotor cilíndrico, o que significa que as suas indutâncias direta e em quadratura possuem o mesmo valor, que será de 10 mH . A resistência dos enrolamentos do estator será igual a $1,936 \Omega$. Este valor é calculado para que o rendimento do gerador seja de aproximadamente 94% à potência estipulada do sistema. Os parâmetros escolhidos para o gerador são baseados nos valores típicos que estes assumem para esta ordem de potências. Considerando P_{Rs} a potência dissipada por efeito de joule em cada enrolamento do estator, P_n a potência estipulada do sistema, R_s o valor da resistência de cada enrolamento do estator, $I_{f,rms}$ o valor eficaz da corrente em cada enrolamento do estator e $V_{f,rms}$ o valor eficaz da tensão por fase do estator, e sabendo que $V_{f,rms} = (220/\sqrt{3})V$ e que

$$3P_{Rs} = 0,06P_n, \quad (3.33)$$

$$P_{Rs} = R_s I_{f,rms}^2, \quad (3.34)$$

$$I_{f,rms} = \frac{P_n}{3V_{f,rms}}, \quad (3.35)$$

$$R_s = \frac{P_{Rs}}{I_{f,rms}^2}, \quad (3.36)$$

conclui-se que a potência dissipada pela resistência do estator é 30W, e obtém-se o valor da mesma. O momento de inércia do gerador será igual ao da turbina, ou seja, 15gm².

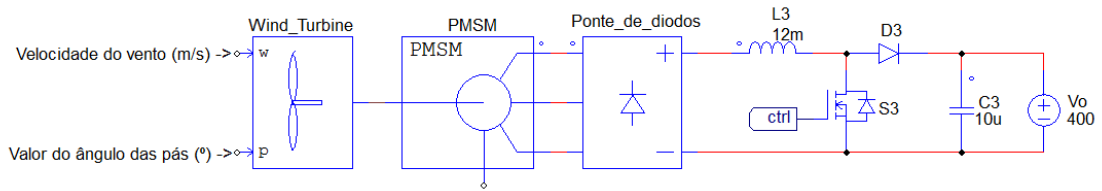


Figura 3.13: Topologia do sistema de conversão de energia eólica.

Como já foi referido na Secção 3.1, o sistema usufruirá de controlo do *pitch angle*. O controlo consistirá de um controlador do tipo PI, que apenas atuará caso a potência extraída pela turbina seja superior a 1600W. Assim é permitido que haja uma leve sobrecarga no sistema, mas que não o deve colocar em risco.

O bloco do software de simulação para a turbina possui um coeficiente de potência que é dado por

$$C_p = 0,5(116\lambda' - 0,4\beta - 5)e^{-21\lambda'} + 0,01\lambda, \quad (3.37)$$

sendo

$$\lambda' = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (3.38)$$

onde C_p é o coeficiente de potência instantâneo da potência eólica extraída, β o *pitch angle* da turbina e λ o TSR da mesma. Esta expressão é bastante comum em aplicações de conversão de energia eólica e pode ser consultada em [3]. A potência que a turbina gera é dada pela função

$$P = \frac{1}{2}Av_{wind}^3\rho C_p, \quad (3.39)$$

já retratada no Capítulo 2, em que P é a potência instantânea produzida pela turbina, A a área percorrida pelas pás da mesma, v_{wind} a velocidade do vento e ρ a densidade do ar. Quando a potência da turbina puder ultrapassar o valor limite para o sistema devido à elevada velocidade de vento, o controlo de *pitch angle* entra em ação, aumentando o seu valor, de forma a que as condições previstas para o funcionamento se mantenham.

A malha de controlo para o *pitch angle* pode ser observada na Figura 3.14. A saída desta malha de controlo é dada pelo nó "pitch". Essa mesma saída será conectada à segunda entrada

do bloco para simulação da turbina eólica, como pode ser observado na figura. Como entrada, a malha deve possuir o valor da potência mecânica (nó "Pmec" na figura) gerada pela turbina, seja esta medida diretamente do veio que liga a turbina ao gerador, como se encontra retratado, ou seja este um valor estimado. Na malha de controlo, é feita a diferença entre a potência mecânica e a potência limite, de 1600W. Entre o valor desta diferença e a entrada do controlador PI, existe um bloco multiplicador. Este bloco serve apenas para multiplicar o valor da diferença por um ou por zero, ou seja, ativar ou desativar o controlo do pitch angle. Este elemento é fundamental, visto que, caso a velocidade do vento tenha ultrapassado o valor que geraria a potência limite do sistema, e a mesma venha a decrescer desse mesmo valor, é necessário garantir que o valor do *pitch angle* também decresce com ela. Caso o controlo fosse simplesmente desligado, o ângulo das pás manter-se-ia, diminuindo a potência extraída pela turbina. Por outro lado, caso se forcesse a saída da malha de controlo a zero, quando a velocidade limite voltasse a ser ultrapassada, a componente integrativa do controlador não teria sido reiniciada, o que implica que o controlador criaria valores errados para o ângulo das pás. A entrada do bloco multiplicador que deve tomar o valor zero ou um provém do nó "logic", ligado diretamente à saída de um bloco C Block. O PSIM possui este tipo de blocos, que permite executar funções em trechos de código C. Este bloco possui três entradas, sendo elas o valor atual do ângulo das pás, a potência mecânica gerada pela turbina e a potência limite do sistema. Neste bloco, a saída é gerada tendo em consideração duas condições: se a potência gerada for superior à potência limite do sistema, ou se a potência gerada for inferior à de limite mas o valor do ângulo das pás é superior a zero, a saída é um, ou seja, o controlo deve se manter ligado. Se nenhuma destas condições se verificar, a saída é zero, desligando o controlo do *pitch angle*. Os resultados desta malha de controlo serão observados posteriormente neste documento, aquando da simulação do método de controlo MPPT a aplicar no sistema.

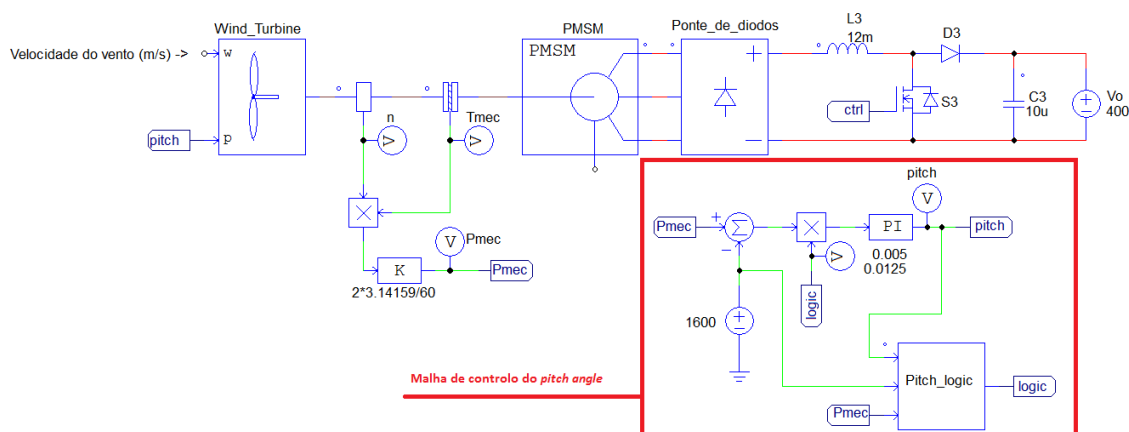


Figura 3.14: Sistema de conversão de energia eólica e malha de controlo do *pitch angle*.

3.4 Séries de vento a utilizar na simulação

Para se poder fazer uma correta simulação e validação do sistema, é necessário que o mesmo seja atacado por uma série temporal de velocidade de vento fidedigna. Como tal, deve haver uma cuidada selecção das séries a utilizar. Para o projeto, quatro séries temporais serão utilizadas, sendo elas de dois tipos: duas séries serão artificiais e duas serão séries reais. As séries artificiais, criadas dentro do ambiente de simulação, serve para testar algumas particularidades das malhas de controlo do sistema. As séries reais servirão para avaliar e prever a performance do sistema num ambiente real.

A primeira série temporal artificial de velocidade de vento está ilustrada na Figura 3.15. Esta série pretende testar a capacidade do sistema de seguir a referência de potência, com uma velocidade de vento máxima igual à velocidade estipulada. A segunda série temporal artificial pode ser observada na Figura 3.16. Com esta série, a malha de controlo do pitch angle será testada. Com a velocidade de vento a ultrapassar a velocidade que corresponde ao limite de potência do sistema, o controlo do *pitch angle* deve entrar em ação, diminuindo o coeficiente de potência da turbina. Como se pode observar nestas figuras, uma variável aleatória é adicionada para que esta se aproxime o mais possível do comportamento real do vento.

As séries reais de velocidade do vento foram criadas através de amostras retiradas na Faculdade de Engenharia. No Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores existe um anemómetro, com um condicionamento de sinal simples, que permite efetuar a leitura da velocidade de vento num osciloscópio. Utilizando um osciloscópio digital que possua a funcionalidade de guardar os dados medidos num ficheiro de texto, é possível importá-los posteriormente para o ambiente de simulação PSIM.

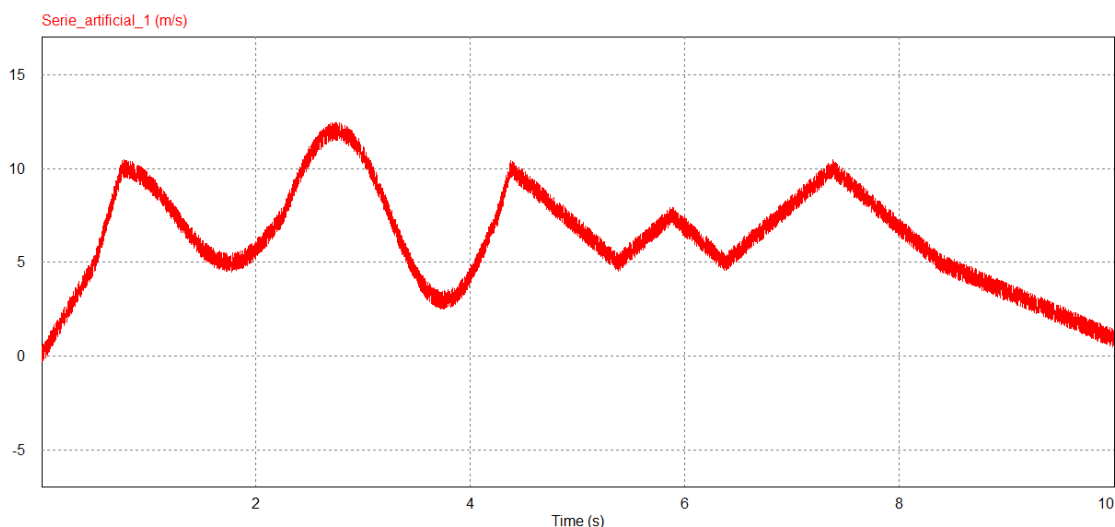


Figura 3.15: Primeira série temporal artificial de velocidade do vento.

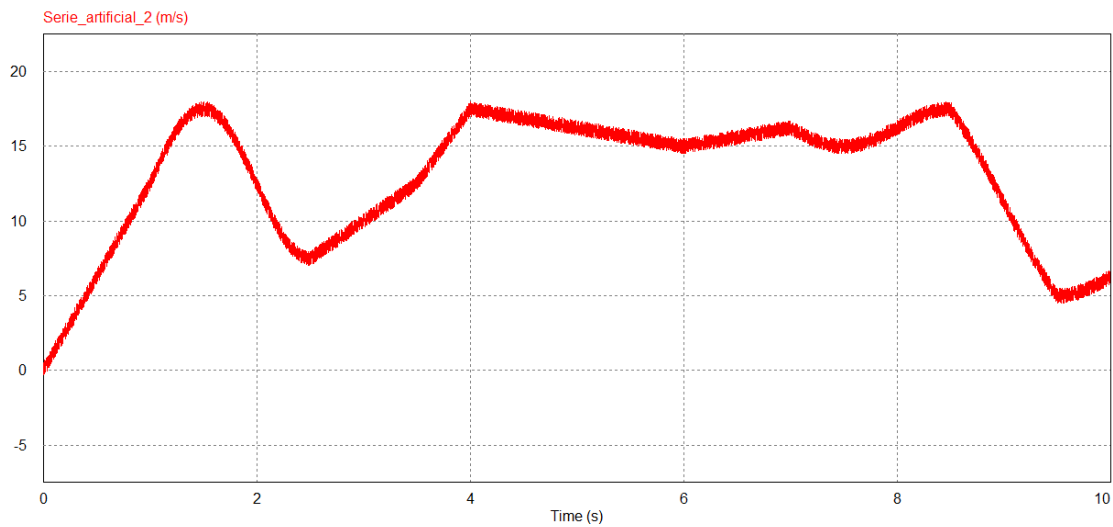


Figura 3.16: Segunda série temporal artificial de velocidade do vento.

A primeira série de vento medida é ilustrada na Figura 3.17, e a segunda na Figura 3.18. À semelhança da primeira série artificial, a velocidade da primeira série não ultrapassa o valor estipulado para o sistema em demasia. A segunda série real é adquirida durante 12,5 segundos e irá testar a capacidade de resposta da malha de controlo do *pitch angle*. Durante a totalidade dos respetivos intervalos de tempo em que foi feita a aquisição, observa-se o comportamento característico do vento em ambas as séries (que se encontra retratado no Capítulo 2), com a componente de ruído bastante presente.

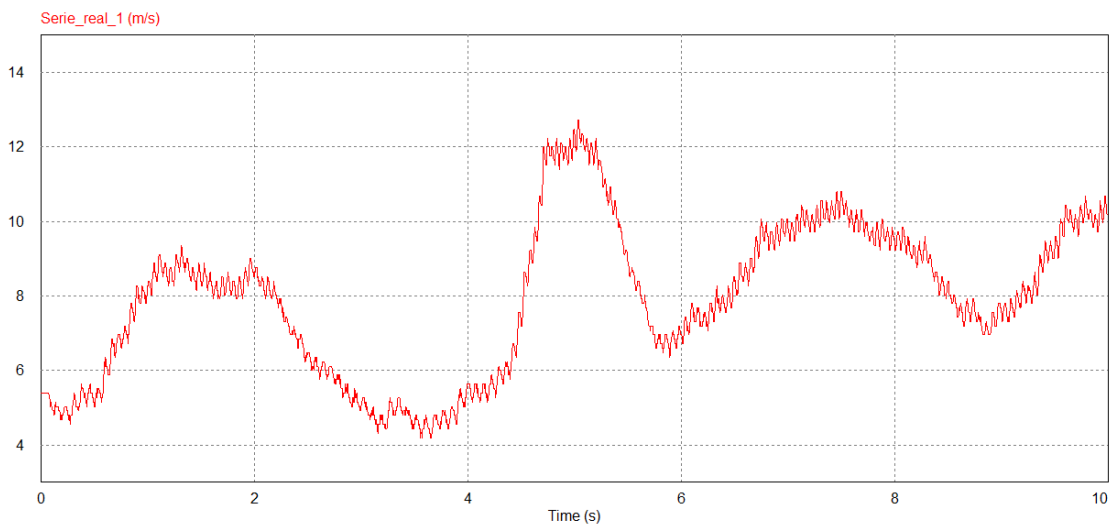


Figura 3.17: Primeira série temporal real de velocidade do vento.

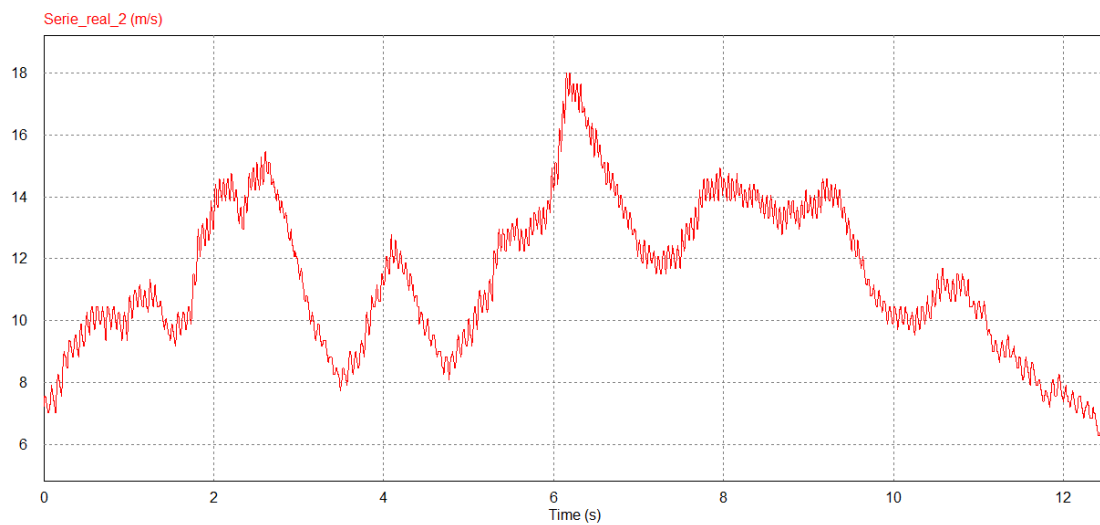


Figura 3.18: Segunda série temporal real de velocidade do vento.

3.5 Resumo

Para este capítulo, procedeu-se ao dimensionamento de todo o sistema de conversão de energia eólica. Para que se pudesse realizar uma escolha adequada da topologia a utilizar, assim como os níveis de potência e de tensão envolvidos, é feita uma breve caracterização do problema a que vai ser alvo este documento. É realizado o dimensionamento dos vários blocos constituintes do sistema, nomeadamente o bloco de conversão de energia elétrica e o bloco de conversão de energia mecânica para elétrica. Relativamente ao conversor elétrico, após o seu dimensionamento, uma solução alternativa para aplicar durante a simulação do sistema é apresentada. Esta solução pretende melhorar os tempos de simulação, tornando-os viáveis, sem comprometer o comportamento do sistema de conversão de energia eólica. O bloco de conversão de energia mecânica, constituído pela turbina eólica e pela máquina elétrica é dimensionado tendo em conta as considerações tomadas durante a caracterização do problema. Para finalizar o capítulo, são demonstradas as séries temporais de velocidade de vento que serão utilizadas durante a simulação do sistema, tendo como base os conhecimentos recolhidos no Capítulo 2.

Capítulo 4

Aplicação dos Métodos de Controlo MPPT

Neste capítulo pretende-se descrever os métodos de controlo MPPT a aplicar ao sistema de conversão de energia eólica em estudo neste documento, tendo em consideração o conhecimento adquirido no Capítulo 2. Diversos resultados devem ser obtidos, ilustrados e devidamente justificados, para os métodos de controlo em questão, tendo em conta as séries temporais de velocidade de vento descritas no capítulo anterior. Deve, também, ser elaborada uma comparação dos resultados obtidos para os métodos de controlo, que deverá permitir a obtenção de conclusões a aplicação de cada um.

4.1 Método de controlo TSR

Como já foi explicado no Capítulo 2, o método de controlo MPPT TSR procura a relação entre a velocidade do vento e a velocidade de rotação da pá da turbina para a qual a potência extraída é máxima. O valor do TSR ótimo, ou seja, para o qual a potência que pode ser extraída é máxima, varia de turbina para turbina, e deve ser conhecido para que se possa implementar este método de controlo.

Para o sistema de conversão de energia eólica em estudo, o valor TSR ótimo é assumido ser o que corresponde aos valores estipulados de funcionamento da turbina. Esse valor é calculado na Equação 4.1, onde λ representa o valor do TSR, ω a velocidade de rotação da turbina (em rad/s), R o raio da área varrida pelas pás da mesma e v_{wind} a velocidade do vento. Através da aplicação direta da Equação 4.1, o valor ótimo de TSR da será de 3,49.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_{wind}} \quad (4.1)$$

Se se tiver em consideração a Equação 3.37, a mesma representa o valor do coeficiente de potência que apenas pode ser aplicada a uma turbina específica. Ora, o valor escolhido para o TSR ótimo da turbina do projeto não corresponde ao valor ótimo de TSR aplicável à Equação

3.37, que é de 8,18. Mas como um dos principais objetivos do projeto consiste na generalização da solução, se se usasse o valor ótimo de TSR para o modelo de simulação da turbina, estar-se-ia a restringir as condições em que a solução pode ser aplicada. Como consequência desta opção, o valor máximo que o coeficiente de potência deveria assumir seria de 0,0963, que é um valor calculado utilizando diretamente a Equação 3.37. No entanto, verifica-se que durante a simulação não existe uma correta correspondência entre os valores estipulados e o coeficiente de potência da turbina. Para este valor de coeficiente de potência, e para uma velocidade do vento de 12m/s, a potência gerada deveria ser de aproximadamente 848W. Este valor é muito inferior à potência estipulada. Portanto, para se poder gerar uma correta referência de potência a partir da velocidade do vento, o valor máximo do coeficiente de potência é assumido ser de 0,167, e este foi determinado empiricamente. Para uma velocidade de 12m/s, a referência de potência passará a ser de aproximadamente 1497W. Mais uma vez se observa que o facto de existir uma função para o coeficiente de potência no modelo de simulação, para uma turbina específica, modifica a forma como o método de controlo deve ser aplicado caso se queira generalizar a solução.

Como é referido no parágrafo anterior, a velocidade do vento é utilizada para criar uma referência de potência para o sistema. Os blocos da simulação que estão responsáveis por criar esta referência estão ilustrados na Figura 4.1.

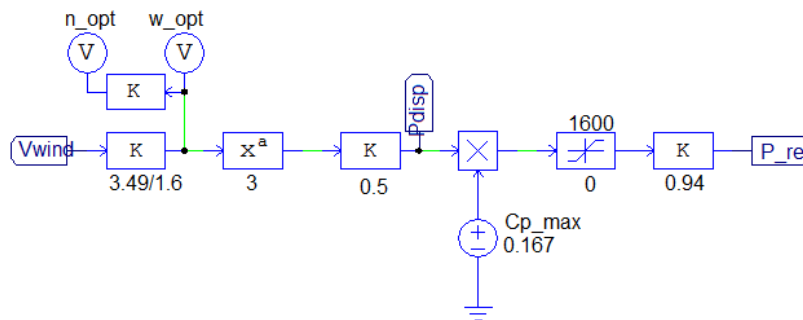


Figura 4.1: Blocos de simulação responsáveis por criar a referência de potência.

A velocidade do vento é transformada na velocidade de rotação que devia existir na turbina, para se poder criar uma referência da última, utilizando o valor de TSR pretendido. A velocidade de rotação de referência apenas servirá para que possa existir uma comparação entre a mesma e o valor atual a que a turbina se encontrará a rodar. Os blocos seguintes passam a efetuar a função presente nas Equações 4.2 e 4.3, seguido de um limitador, que limita a potência máxima de referência aos 1600W. Nas Equações 4.2 e 4.3, P_{opt} representa a potência que deve ser extraída para o valor ótimo de TSR, $\omega_{r,opt}$ a velocidade de rotação que a turbina deve ter para esse mesmo TSR, ρ a densidade do ar, A a área varrida pelas pás da turbina, $C_{p,max}$ o coeficiente de potência maximizado pelo valor do TSR ótimo, R o comprimento das pás da turbina e λ_{opt} o valor de TSR ótimo. Após o limitador, a referência de potência possui o valor da potência mecânica que deve estar presente no veio entre a turbina e o gerador. Esta deve, portanto, ser multiplicada pelo

Na Figura 4.3, é efetuada a diferença entre os valores ótimo e atual de TSR. Multiplicando posteriormente pela velocidade do vento, e dividindo pelo raio, obtem-se a diferença entre as velocidades de rotação ótima e a atual. Utilizando um controlador PI, é gerada uma referência para a velocidade de rotação do veio. Como existe uma relação de proporcionalidade entre a velocidade de rotação do gerador e força contra-eletromotriz, é criada a referência para a tensão de entrada do conversor elevador. Possuindo uma referência para a potência e uma para a tensão, é possível calcular a referência de corrente para o sistema. Esta referência é aplicada ao conversor da mesma forma que fora aplicada em 3.2.2.

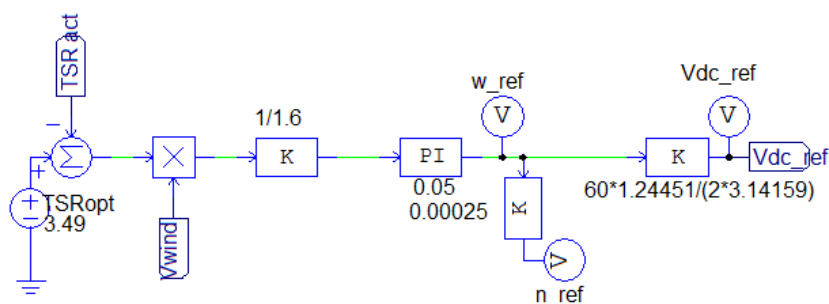


Figura 4.3: Blocos de simulação responsáveis por criar a referência de tensão.

4.2 Resultados do método de controlo TSR

Nesta secção são apresentados os resultados obtidos na implementação do método de controlo MPPT TSR no sistema de conversão de energia eólica descrito neste documento. Os resultados são fruto da simulação de todos os componentes do sistema enunciados e descritos nos capítulos anteriores. Para efetuar uma correta recolha dos mesmos, são utilizadas as quatro séries temporais de velocidade de vento, descritas em 3.4, em que duas delas são artificiais, e as restantes séries reais.

4.2.1 Resultados do método de controlo TSR: séries artificiais de velocidade do vento

Nas Figuras 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 são ilustrados os resultados obtidos da primeira série temporal artificial de velocidade do vento. Na Figura 4.4 observa-se como a potência no veio entre a turbina e o gerador (em W) varia em função da velocidade do vento (em m/s). A potência mecânica e a velocidade do vento correspondem ao gráfico superior e inferior, respetivamente. Na Figura 4.5 estão retratados também dois gráficos importantes para avaliar o comportamento do sistema. No primeiro, observam-se a referência de potência criada para o conversor elevador ("Pdc ref", em W) e a potência em trânsito no mesmo ("Pdc 2", em W, que corresponde à potência de entrada e é medida através da multiplicação dos valores de entrada de tensão e de corrente). Neste gráfico é demonstrado como a potência em trânsito segue a referência, garantindo a controlabilidade. A referência de potência é criada tendo em conta o rendimento de 94% do gerador. Observando a

potência em trânsito, é visível que esta é ligeiramente inferior à de referência, mas que ainda assim se traduz num rendimento de aproximadamente 93%, bastante próximo do que fora projetado. No segundo gráfico da Figura 4.5, é apresentada a forma de onda do *duty cycle* do conversor elevador. O comportamento deste encontra-se dentro do esperado, variando o seu valor conforme a transformação necessária por parte do conversor. A principal observação dá-se nos primeiros 0,6 segundos em que a simulação é efetuada, onde o *duty cycle* parte do valor zero. Este facto faz com que todos os controladores criem um atraso na resposta, ainda que pequeno.

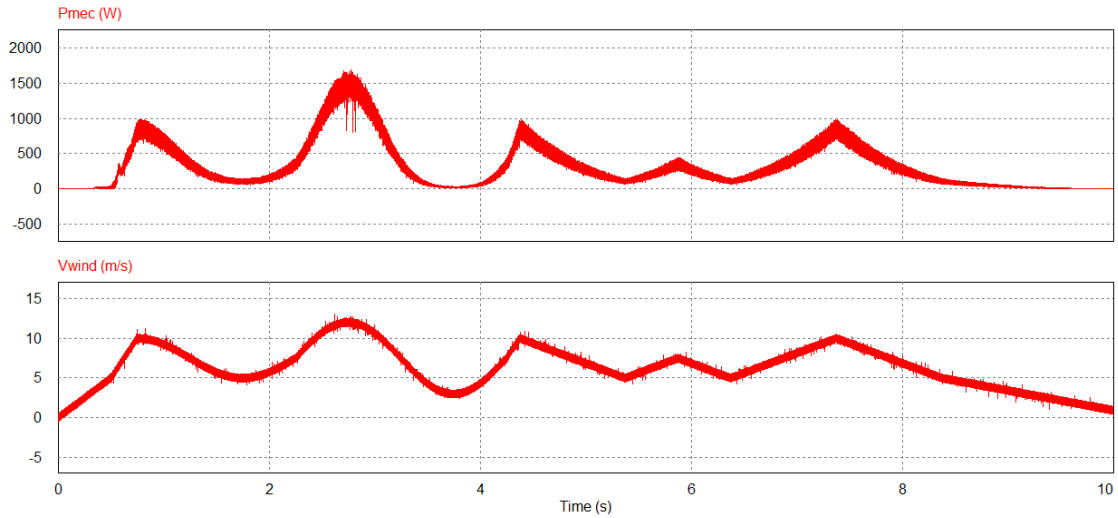


Figura 4.4: Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

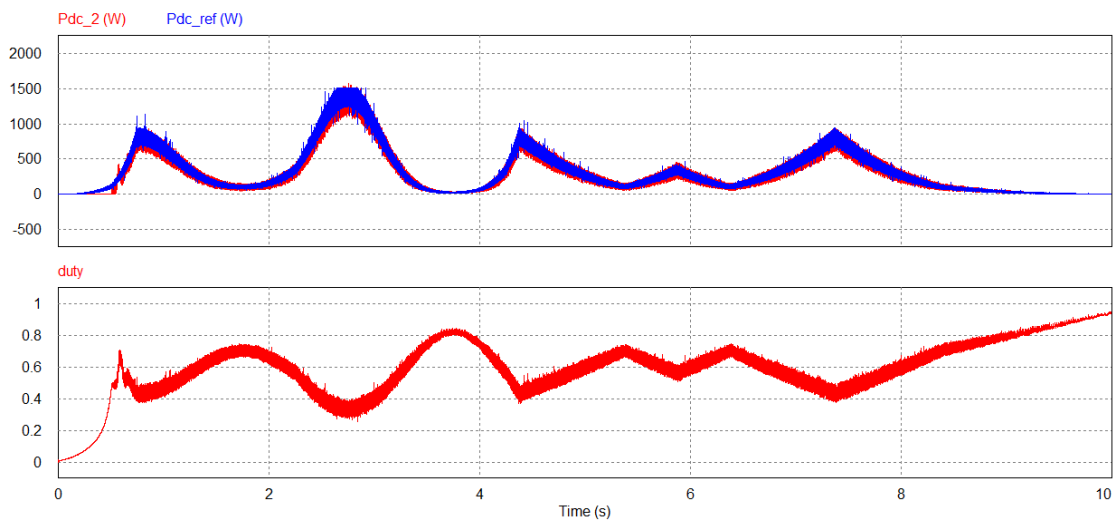


Figura 4.5: Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada e *duty cycle* do conversor.

O seu efeito pode ser observado na Figura 4.6, onde a referência de tensão ("Vdc ref", em V) toma valores demasiado elevados até a potência passar a ser regulada. A partir desse intervalo, a

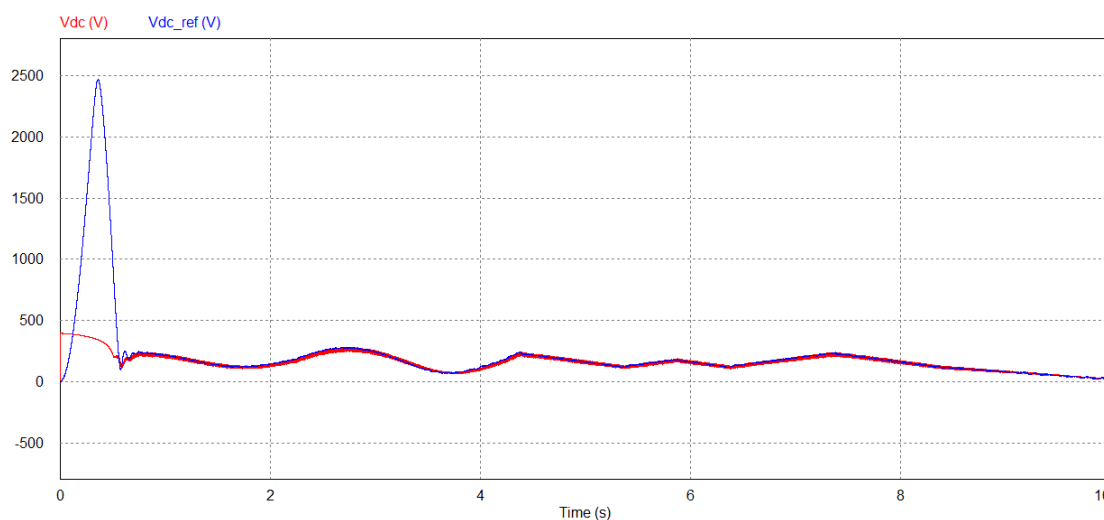


Figura 4.6: Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: referência de tensão e tensão de entrada do conversor.

tensão de entrada (" V_{dc} ", em V) do conversor segue a referência, impondo a velocidade de rotação do veio. Essa velocidade de rotação (" n ", em rpm) pode ser observada na figura Figura 4.7, no primeiro gráfico. É notório como a mesma tende para o valor ótimo (" n_{opt} ", em rpm), devido ao facto de o TSR tender para um valor médio constante e ótimo, demonstrado no gráfico inferior. Observa-se a consequência do ruído de alta frequência, presente na velocidade do vento, neste gráfico, principalmente aquando as velocidades são baixas. Este resultado era já esperado, como consequência de se criar a série temporal em ambiente de simulação, e o mesmo deve possuir melhor resposta para uma série real.

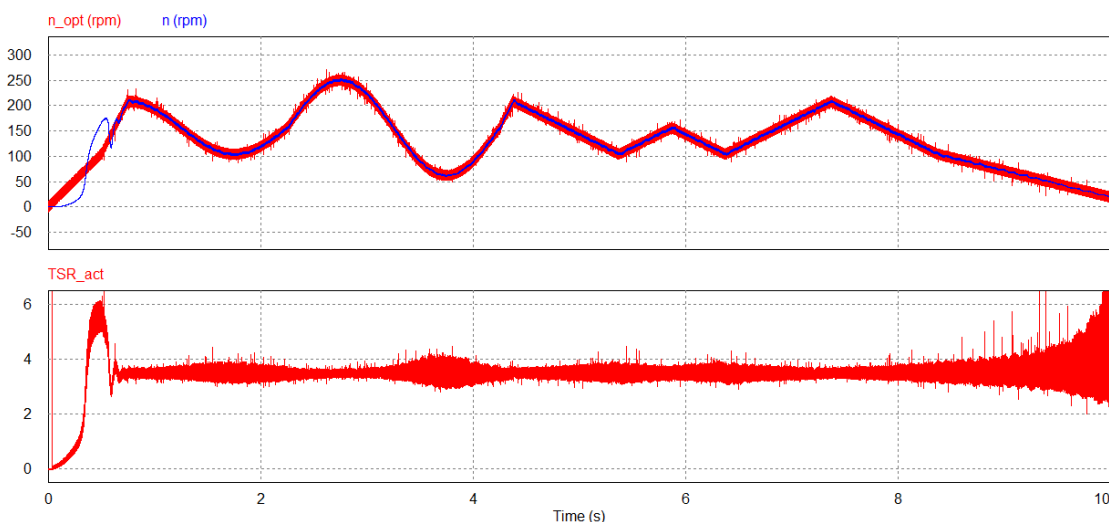


Figura 4.7: Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: velocidade de rotação vs. o valor ótimo para a velocidade de rotação e valor atual de TSR da turbina.

Na última figura relativa a esta série de vento, a Figura 4.8, estão também ilustrados dois

gráficos. No primeiro, demonstra-se como a corrente de entrada (" $I(L1)$ ", em A) segue a referência criada (" I_{ref} ", em A). É possível observar o efeito causado pelo ruído da velocidade de vento na corrente do conversor. Apesar de implicar uma grande oscilação na mesma, a controlabilidade é mantida e a corrente de entrada segue a sua referência. Observa-se novamente a influência do valor inicial do *duty cycle*, onde a corrente é praticamente zero, visto que a referência de tensão é extremamente elevada (e consequentemente, a tensão de entrada). No segundo gráfico da Figura 4.8 estão presentes as potências de entrada (" P_{dc} ", em W) e de saída (" P_o ", em W).

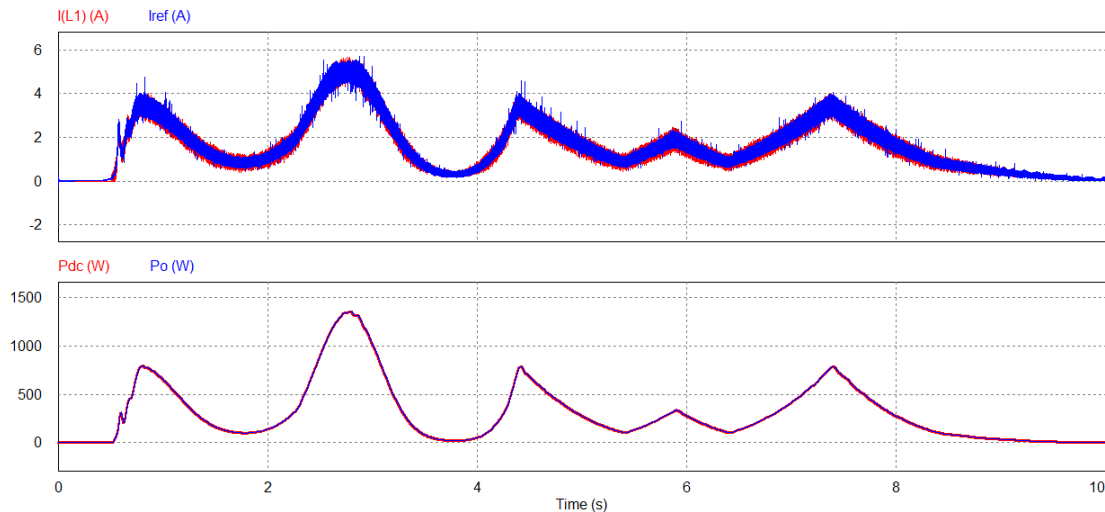


Figura 4.8: Resultados do método de controlo TSR com a primeira série artificial do vento: corrente de entrada *vs.* referência de corrente e potência de entrada *vs.* potência de saída do conversor.

Os resultados obtidos da simulação efetuada com a segunda série temporal artificial de velocidade de vento podem ser observados nas Figuras 4.9,4.10,4.11,4.12,4.13. Na primeira figura observam-se dois gráficos. No gráfico superior está ilustrada a potência a transitar no veio mecânico (em W), em função da velocidade do vento (em m/s), ilustrada no gráfico inferior. Com esta figura pretende-se demonstrar a dinâmica do controlo do *pitch angle* presente no sistema. O limite deve ser de 1600W para a potência mecânica. É possível observar que, no seu valor médio, a potência rondará esse valor para velocidades superiores a 13m/s. Observa-se uma zona de *overshoot* na potência extraída pela turbina assim que essa velocidade é ultrapassada, mas que regressa ao valor definido como limite.

Na Figura 4.10 observam-se no primeiro gráfico as potências de referência (" $P_{dc\ ref}$ ", em W) e de entrada (" $P_{dc\ 2}$ ", em W, medida através da multiplicação dos valores de entrada de tensão e de corrente) do conversor elevador e no segundo a variação do ângulo das pás da turbina (em $^{\circ}$). Observa-se como a potência a transitar no conversor segue a referência com o mesmo comportamento que a potência mecânica, tendo apenas algumas variações transitórias. Estas variações provêm da variação da velocidade do vento, e as suas durações dependem da dinâmica do controlo do *pitch angle*, que pode ser observada na segunda curva desta última figura. É importante referir como esta malha de controlo consegue desempenhar a sua função, e como o ângulo das pás volta

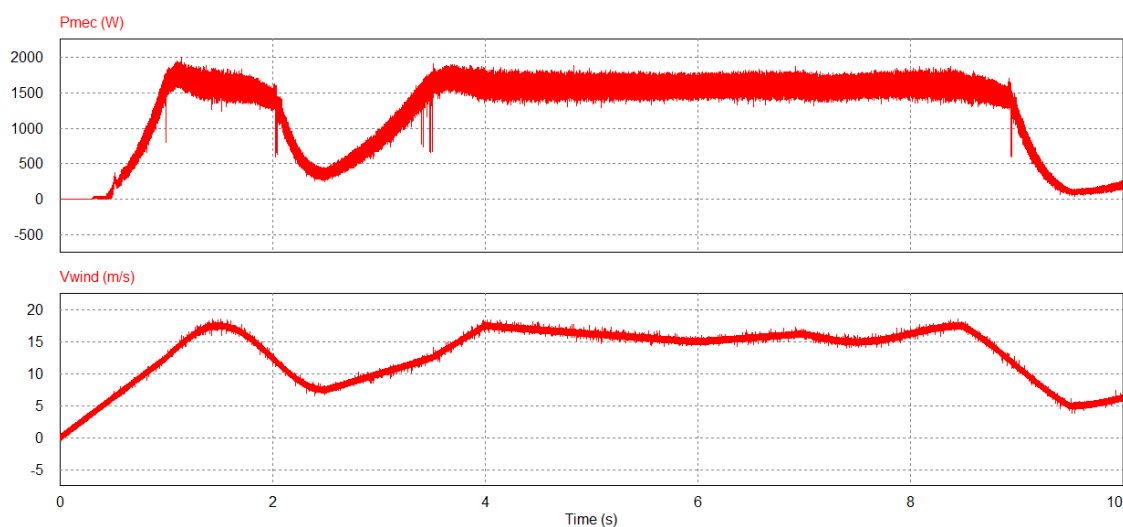


Figura 4.9: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

ao valor de zero quando a turbina volta a trabalhar dentro dos valores normais de funcionamento. Este último requisito é bastante importante, para que a potência extraída não diminua.

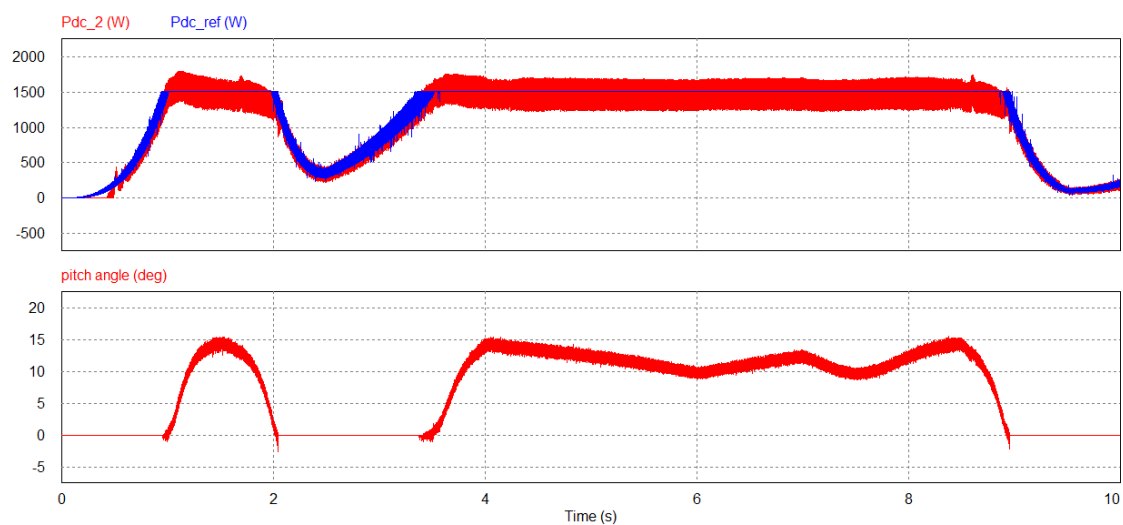


Figura 4.10: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada do conversor e o *pitch angle* das pás.

Na Figura 4.11, observam-se a tensão de entrada do conversor ("Vdc", em V) e a variação do valor do *duty cycle* do mesmo. De maneira análoga ao que foi demonstrado para a primeira série temporal artificial de velocidade de vento, no primeiro gráfico, a tensão no início da simulação possui um valor bastante elevado. O mesmo se volta a verificar nos intervalos de tempo em que a velocidade de vento utilizada possui os seus valores mais altos. Quando a velocidade do vento assume estes valores, a consequência direta é a subida da velocidade de rotação da turbina. Visto que a potência em trânsito se mantém, mais uma vez se prova que o controlo do ângulo das pás

funciona correctamente, diminuindo o binário aplicado pelo vento sobre as mesmas. Neste último gráfico percebem-se também as limitações dinâmicas do sistema. Nesses intervalos em que a velocidade do vento é máxima, o valor do *duty cycle* é zero, como é de esperar pelo valor da tensão de entrada, demonstrando um comportamento de saturação por parte do conversor. Para que o sistema pudesse sustentar velocidades superiores, poder-se-iam considerar algumas alternativas no dimensionamento do mesmo. Uma delas poderia ser subir o nível de tensão de saída do conversor elevador, ou então projectar um gerador que possuísse uma proporção entre a velocidade de rotação e a força contra-eletromotriz inferior, diminuindo a tensão de entrada. Apesar destas considerações, optou-se por não realizar nenhuma alteração ao dimensionamento do sistema, visto que as velocidades de vento suportadas se encontram num intervalo bastante considerável. Todos sistemas terão as suas limitações, e é importante haver um conhecimento das mesmas, como é o caso do deste projeto.

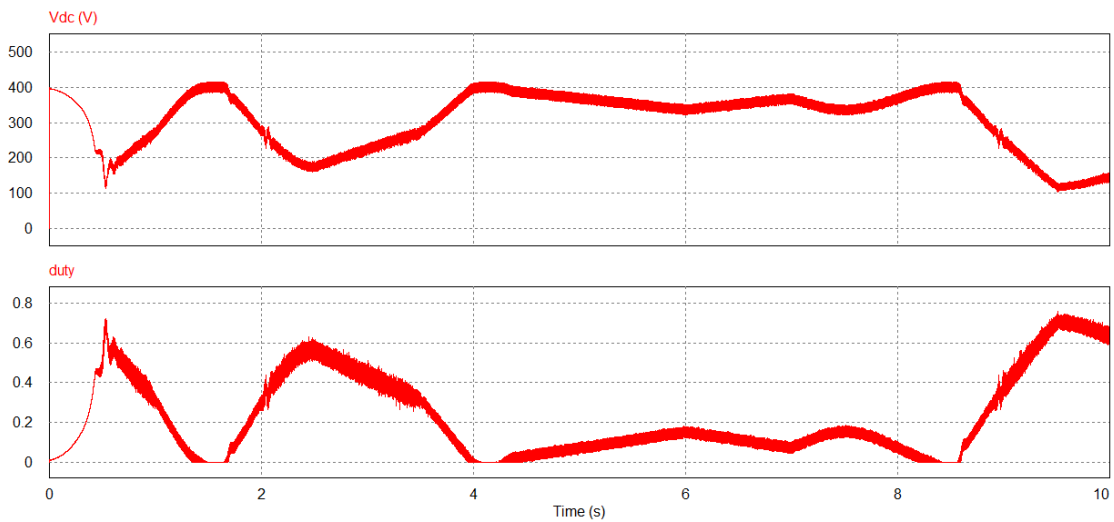


Figura 4.11: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série artificial do vento: tensão de entrada e *duty cycle* do conversor.

Na Figura 4.12 são ilustrados, em cima, o TSR e, em baixo, o coeficiente de potência da turbina. O TSR procura sempre manter o seu valor ótimo. É possível observar como o ruído presente na velocidade do vento não influencia tanto como se observou para o caso da série artificial de velocidade do vento anterior. A causa deste fenómeno é o facto de as velocidades serem bastante mais altas no segundo caso. O coeficiente de potência possui o comportamento desejado, em que diminui o seu valor com o incremento do ângulo das pás.

Por último, a Figura 4.13 é em tudo semelhante à última figura da anterior série temporal artificial de velocidade do vento, onde num primeiro gráfico observam-se as correntes de referência ("Iref", em A) e de entrada ("I(L1)", em A) do conversor elevador, e num segundo as potências de entrada ("Pdc", em W) e de saída ("Po", em W) do mesmo. As semelhanças são evidentes, à exceção das zonas em que a velocidade do vento ultrapassa o valor limite. Nestes intervalos de tempo, observa-se como a referência é limitada pela potência máxima que o conversor deve

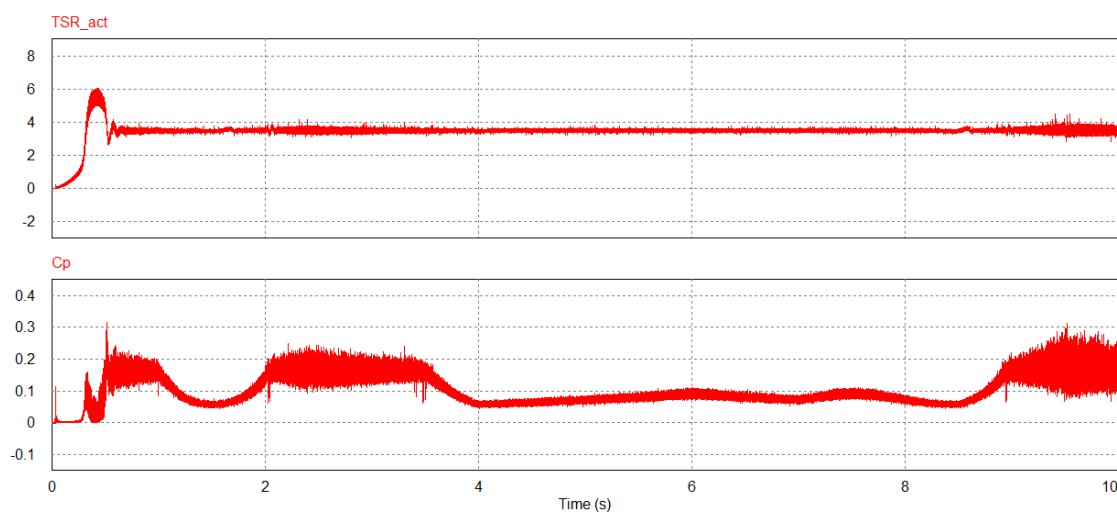


Figura 4.12: Resultados do método de controle TSR com a segunda série artificial do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência.

transitar. As considerações a tomar sobre estas curvas são as mesmas que as da anterior série artificial de velocidade do vento, com acréscimo de ser visível o efeito do controle do *pitch angle* nas correntes. Sendo estas diretamente proporcionais ao binário, os seus valores diminuem com o aumento do ângulo das pás.

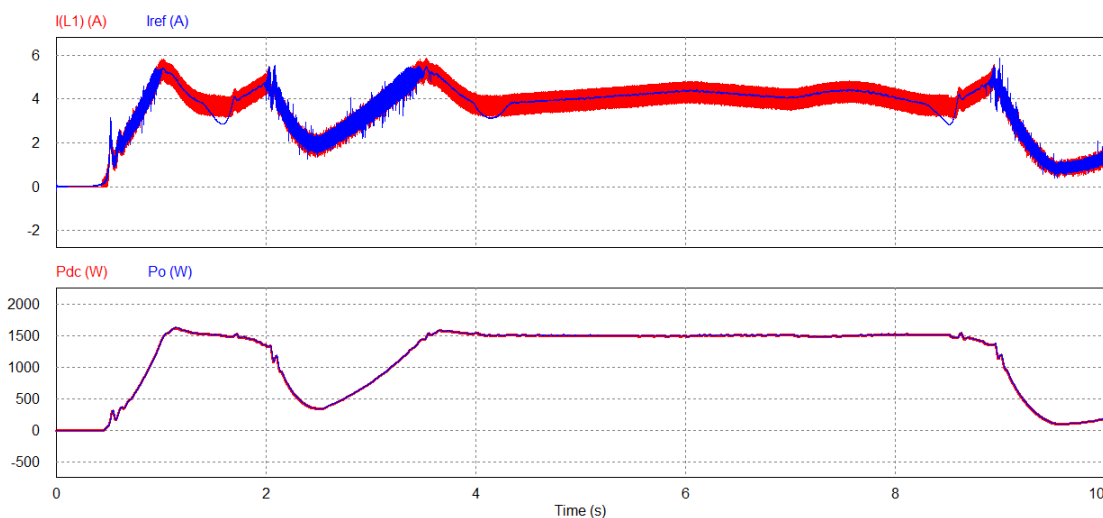


Figura 4.13: Resultados do método de controle TSR com a segunda série artificial do vento: corrente de entrada vs. corrente de referência e potência de entrada vs. potência de saída do conversor.

4.2.2 Resultados do método de controle TSR: séries reais de velocidade do vento

Seguem-se os resultados obtidos a partir da primeira série temporal de velocidade do vento medida. Estes podem ser observados nas Figuras 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17. Na Figura 4.14 são ilustradas as curvas da potência a transitar no veio mecânico (em W) e da velocidade do vento

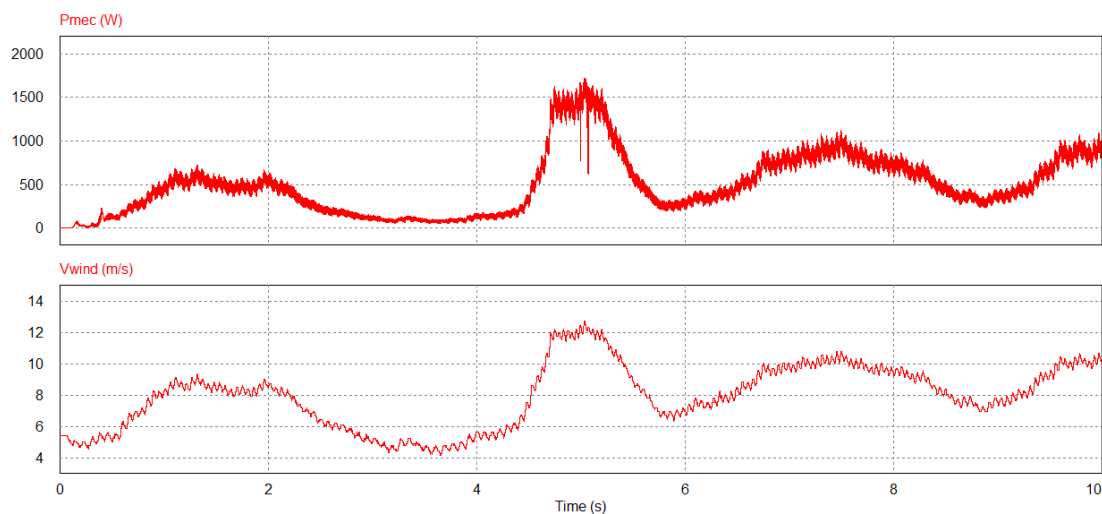


Figura 4.14: Resultados do método de controlo TSR com a primeira série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

(em m/s), ilustrados nos gráficos superior e inferior, respetivamente. O único comentário a tecer em relação a estas curvas reside no tempo que o sistema demora a arrancar. Este comportamento era previsível, tendo em conta a análise efetuada aos resultados nas séries temporais artificiais de velocidade de vento. O mesmo pode ser observado em pormenor no primeiro gráfico da Figura 4.15. Nele são ilustradas as curvas das potências de referência ("Pdc ref", em W) e de entrada ("Pdc 2", em W, medida através da multiplicação dos valores de entrada de tensão e de corrente). Com a referência é mais fácil observar o tempo que o sistema demora a arrancar, até esta poder ser seguida satisfatoriamente. No segundo gráfico da mesma figura observam-se as correntes de referência ("Iref", em A) e de entrada ("I(L1)", em A) do conversor CC/CC. O arranque está também presente neste gráfico, onde se encontram alguns valores de referência para a corrente de entrada notoriamente transitórios. Observa-se também o *ripple* elevado que o comportamento natural do vento cria na corrente de entrada, mas sem nunca o conversor perder a controlabilidade da mesma.

Na Figura 4.16, no gráfico superior, são apresentados os valores da velocidade de rotação da turbina ("n", em rpm) em comparação com o valor ótimo que esta deveria assumir ("n opt", em rpm). Após o arranque do sistema, a velocidade de rotação segue a referência, criando um valor constante de TSR, que pode ser observado no gráfico inferior da mesma figura. Por último, resta demonstrar, através da Figura 4.17, que o conversor consegue fazer o trânsito da potência da sua entrada ("Pdc", em W) para a sua saída ("Po", em W) com facilidade.

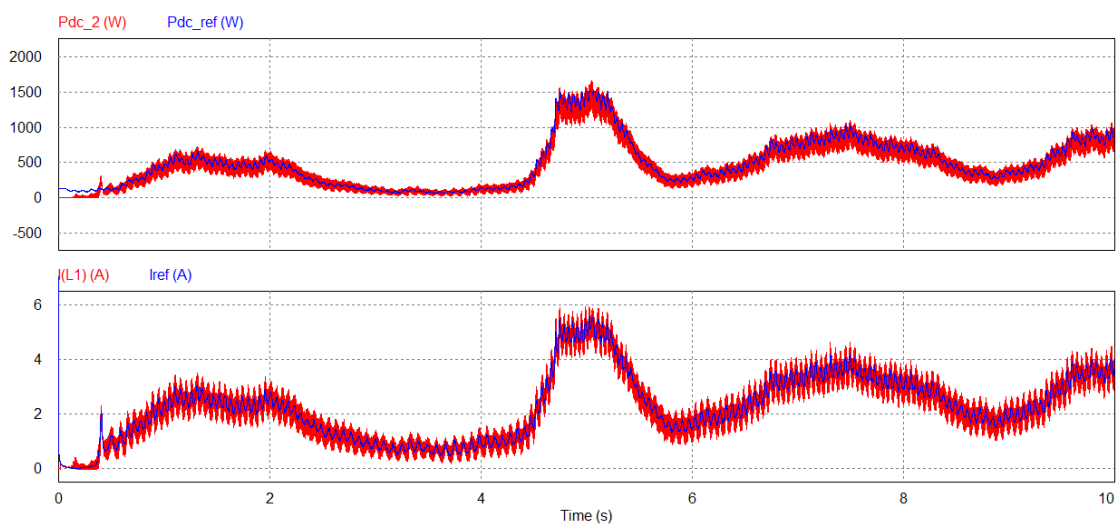


Figura 4.15: Resultados do método de controle TSR com a primeira série real do vento: potência de referência vs. potência de entrada e corrente de referência vs. corrente de entrada do conversor.

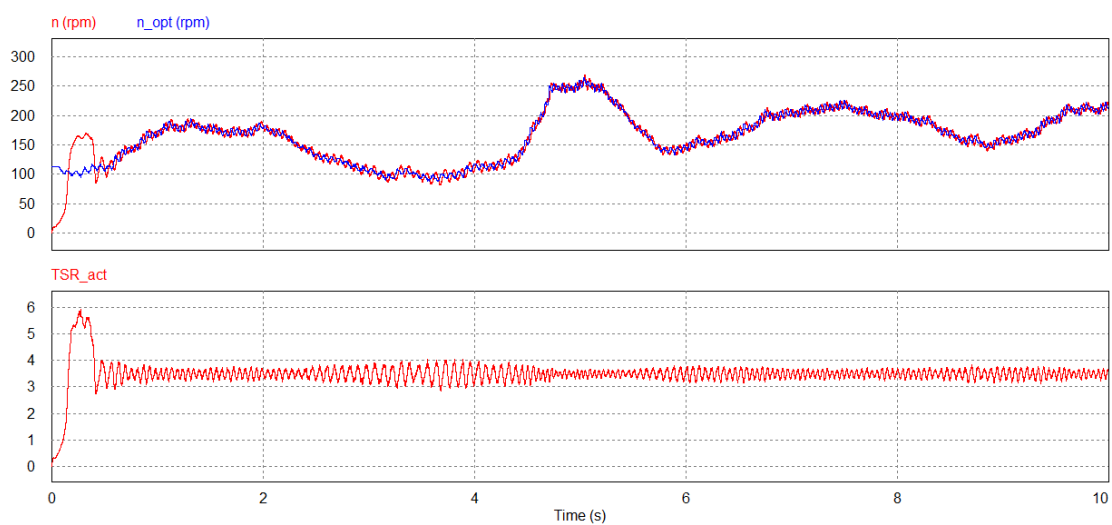


Figura 4.16: Resultados do método de controle TSR com a primeira série real do vento: velocidade de rotação da turbina vs. o seu valor ótimo e valor instantâneo de TSR.

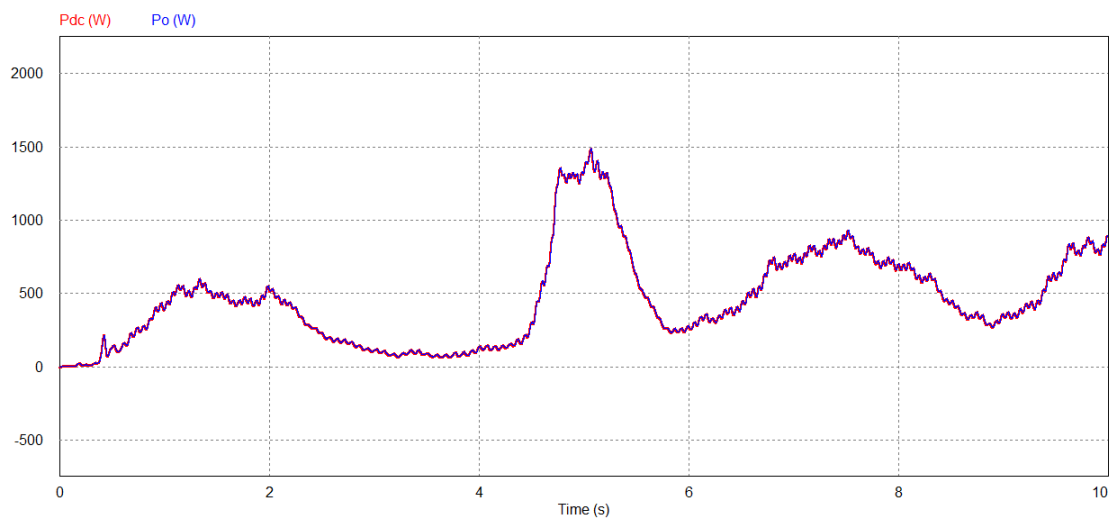


Figura 4.17: Resultados do método de controlo TSR com a primeira série real do vento: potência de entrada vs. potência de saída do conversor.

A última série de vento que foi utilizada na simulação do método de controlo MPPT TSR possui os resultados apresentados nas Figuras 4.18, 4.19, 4.20, 4.21 e 4.22. Na primeira figura observam-se as curvas da potência no veio mecânico (em W) e a velocidade do vento (em m/s). Facilmente se percebe que nas zonas em que a velocidade de vento é mais elevada a potência se encontra limitada, tentando manter o seu valor médio nesses intervalos de tempo nos 1600W. Já na Figura 4.19, no gráfico superior estão ilustradas as curvas das potências de referência (" P_{dc} ref", em W) e de entrada (" P_{dc} 2", em W, medida através da multiplicação dos valores de entrada de tensão e de corrente) do conversor CC/CC elevador. A limitação de potência nestas curvas é evidente, e no gráfico inferior da figura observa-se o comportamento do valor do ângulo das pás da turbina (em $^{\circ}$) e como o controlo do mesmo se comporta.

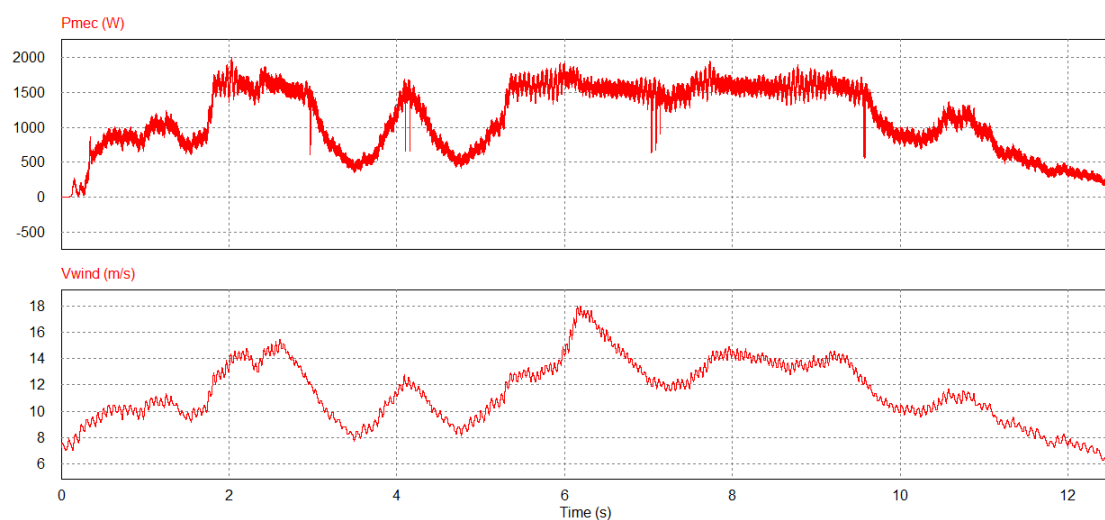


Figura 4.18: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

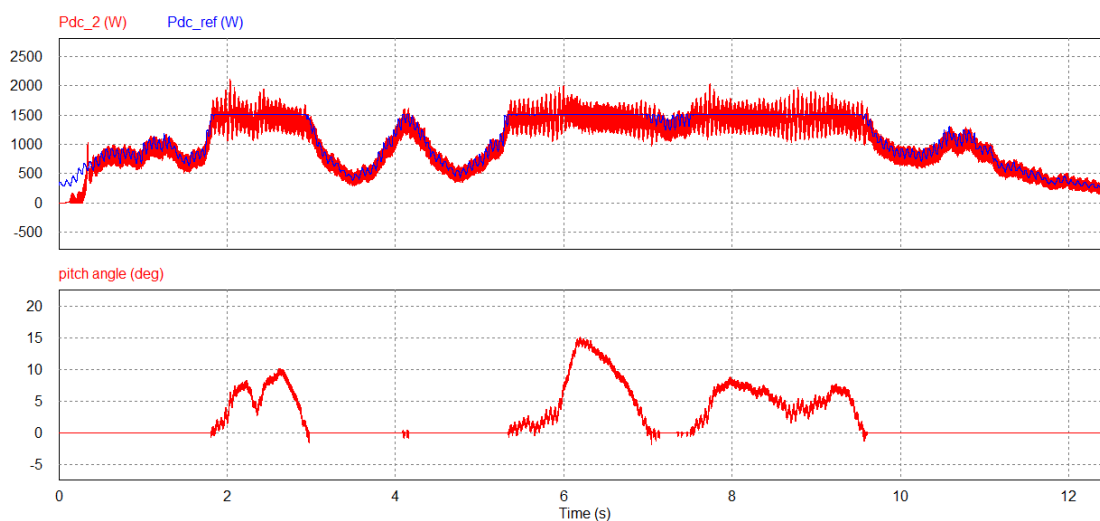


Figura 4.19: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: potência de entrada vs. potência de referência do conversor e o *pitch angle* das pás da turbina.

A Figura 4.20 apresenta as curvas da velocidade de rotação da turbina (" n ", em rpm) e a velocidade ótima (" n_{opt} ", em rpm) à qual esta devia rodar num primeiro gráfico, e as correntes de referência (" I_{ref} ", em A) e de entrada (" $I(L1)$ ", em A) do conversor CC/CC. A velocidade de rotação da turbina tende para o seu valor ótimo e segue a referência após o arranque do sistema, e o mesmo se sucede para a corrente de entrada do conversor. Na Figura 4.21 é possível observar como o TSR é mantido em redor do seu valor ótimo no primeiro gráfico. No segundo gráfico desta figura, observa-se o valor do coeficiente de potência da turbina eólica. É demonstrado como o seu valor decresce nos intervalos de tempo em que a velocidade de vento ultrapassa o valor para o qual está definido o limite de potência do sistema.

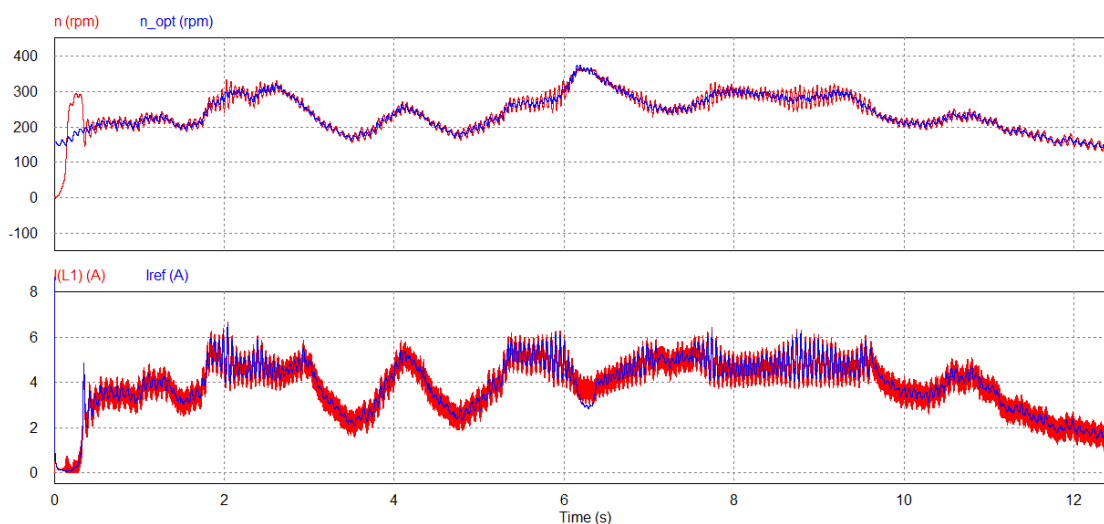


Figura 4.20: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: velocidade de rotação da turbina vs. o seu valor ótimo e corrente de entrada vs. corrente de referência do conversor.

Para concluir, a Figura 4.22, de maneira análoga ao que foi demonstrado para todas as outras séries temporais de velocidade de vento, mostra como a potência à entrada do conversor (em W) é transitada para a sua saída na sua totalidade.

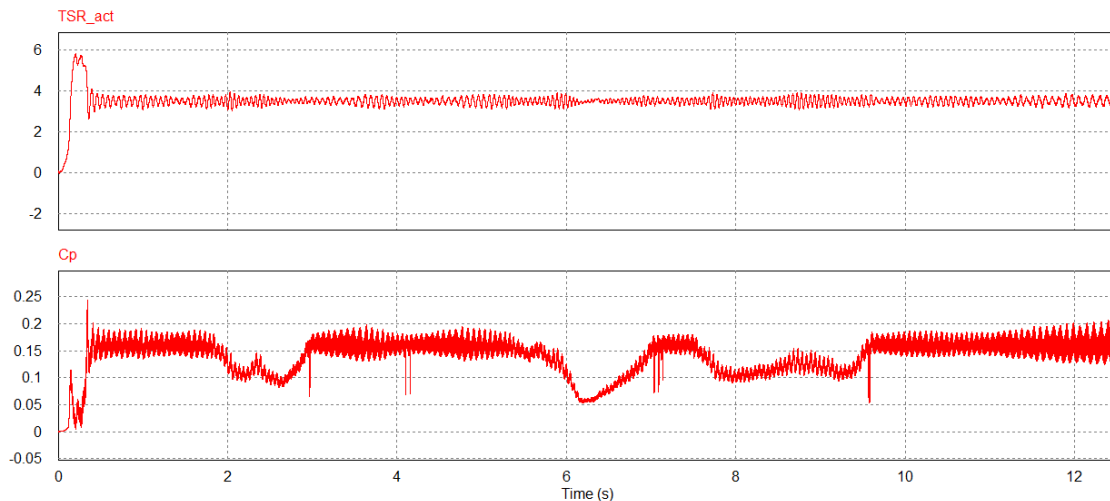


Figura 4.21: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência da turbina.

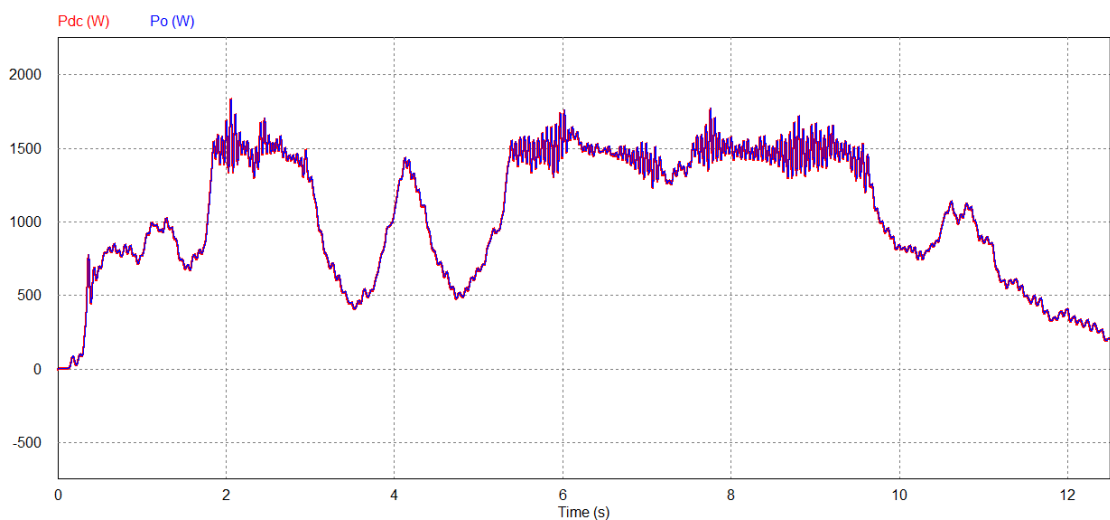


Figura 4.22: Resultados do método de controlo TSR com a segunda série real do vento: potência de entrada vs. potência de saída.

4.3 Método de controlo PSF

O método de controlo MPPT PSF baseia-se no controlo da potência em trânsito no sistema. Para que o mesmo possa ser aplicado, é necessário que exista um conhecimento prévio da curva de potência máxima da turbina, a qual será comparada com a potência a transitar. Essa diferença deve então ser processada por um bloco controlador, que atuará consoante a mesma sobre o sistema, e

que obrigará a que o último transite a potência máxima, para o ponto de funcionamento em causa [6]. A representação deste mecanismo de controlo encontra-se já ilustrada no Capítulo 2, na Figura 2.10.

Para a aplicação deste método de controlo no sistema em estudo, optou-se por se criar uma referência de potência com base nas Equações 4.2 e 4.3. A referência é criada diretamente a partir da velocidade de rotação da turbina, e não da velocidade do vento, como se observou na aplicação do método de controlo TSR descrito anteriormente. Observando a Figura 2.8 do Capítulo 2, conclui-se que a curva de potência máxima é dada pelo valor ótimo de TSR. Assim, a função responsável por criar a referência de potência será igual à usada para o método anterior, considerando que valor máximo do coeficiente de potência será de 0,167. O conjunto de blocos de simulação responsáveis por criar uma referência de potência para o sistema encontram-se ilustrados na Figura 4.24, e a mesma é dada pelo nó "Pdc ref". À semelhança do método de controlo TSR, os blocos responsáveis por efetuar as diferentes medições podem ser observados na Figura 4.23. A única diferença encontra-se na medição da velocidade de rotação em rad/s, dada pelo nó "w r". Na figura 4.25 observa-se como é efetuado o controlo da potência a circular no sistema. A referência de potência é comparada com potência a transitar e medida no conversor, dada pelo nó "Pdc". A diferença entre estes dois valores de potência é processada por um controlador do tipo PI. O resultado dado por este controlador será posteriormente dividido pelo valor atual de tensão, criando uma referência de corrente que é utilizada exatamente da mesma forma que fora a corrente de referência aquando do dimensionamento do conversor elevador, para o controlo do *duty cycle* do mesmo.

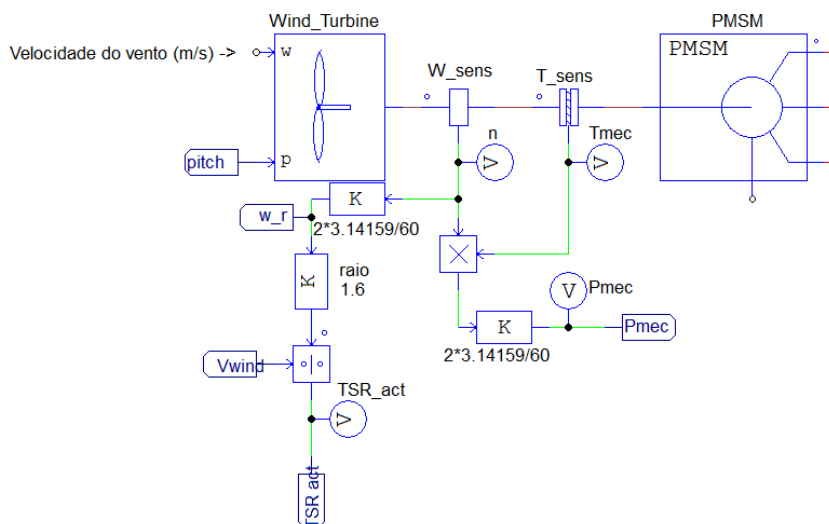


Figura 4.23: Blocos de simulação responsáveis por efetuar a medição da potência mecânica, do valor de TSR e de rotação da turbina.

A referência de potência que é criada pelo modelo na Figura 4.23 pode ser também criada através de uma tabela que possua os valores de potência que a turbina deve produzir para qualquer ponto de funcionamento do sistema. É assim necessário que existam ensaios prévios da turbina

para que se obtenham os respetivos valores de potência. Visto que é desnecessário existir uma tabela com o comportamento da turbina para que se aplique este método de controlo, optou-se por aplicar o mecanismo descrito no parágrafo anterior.

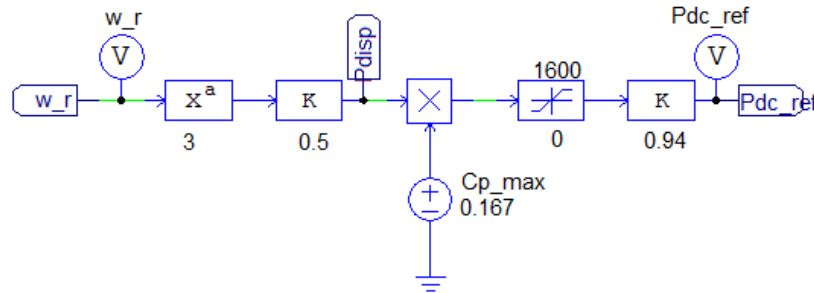


Figura 4.24: Blocos de simulação responsáveis por a referência de potência para o sistema.

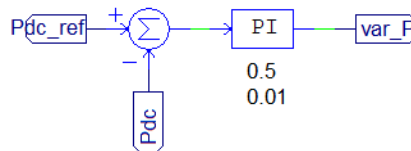


Figura 4.25: Blocos de simulação responsáveis por efetuar o controlo da potência do sistema.

4.4 Resultados do método de controlo PSF

Na presente secção são apresentados os resultados obtidos a partir da simulação do método de controlo MPPT PSF para o sistema de conversão de energia eólica em estudo neste documento. Assim como fora efetuado para o método de controlo MPPT TSR, serão utilizadas as mesmas quatro séries temporais de velocidade de vento, constituídas por duas séries artificiais e duas séries reais. Todos os componentes do sistema utilizados para a obtenção destes resultados já se encontram descritos e dimensionados nos subcapítulos anteriores.

4.4.1 Resultados do método de controlo PSF: séries artificiais de velocidade do vento

Encontram-se ilustrados nas Figuras 4.26, 4.27, 4.28, 4.29 e 4.30 os resultados obtidos através da simulação do método de controlo MPPT PSF com a primeira série temporal artificial de velocidade do vento. Na Figura 4.26 Estão representadas a potência mecânica (em W) a transitar no veio da turbina e a velocidade do vento (em m/s), no gráfico superior e inferior, respetivamente.

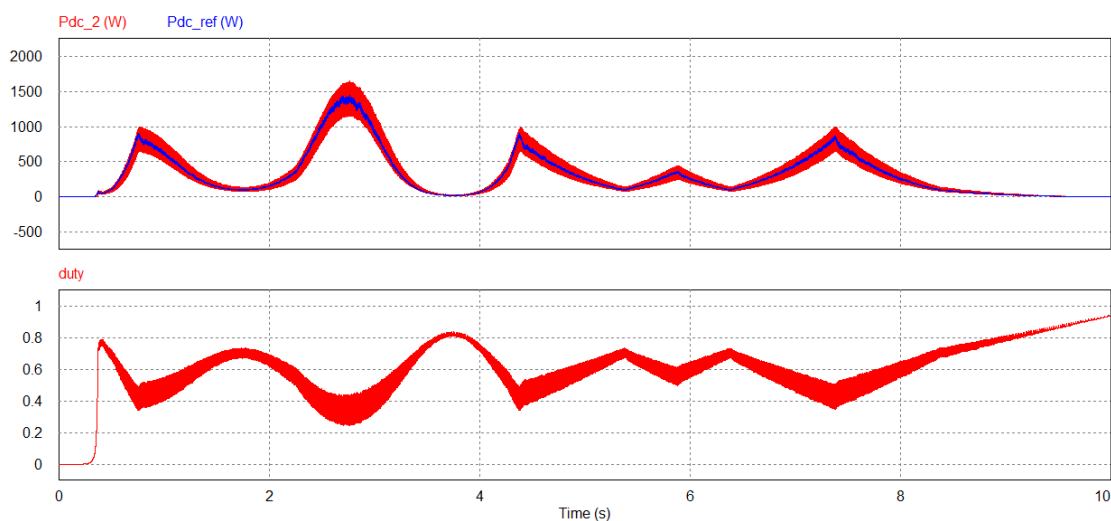


Figura 4.27: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada e *duty cycle* do conversor.

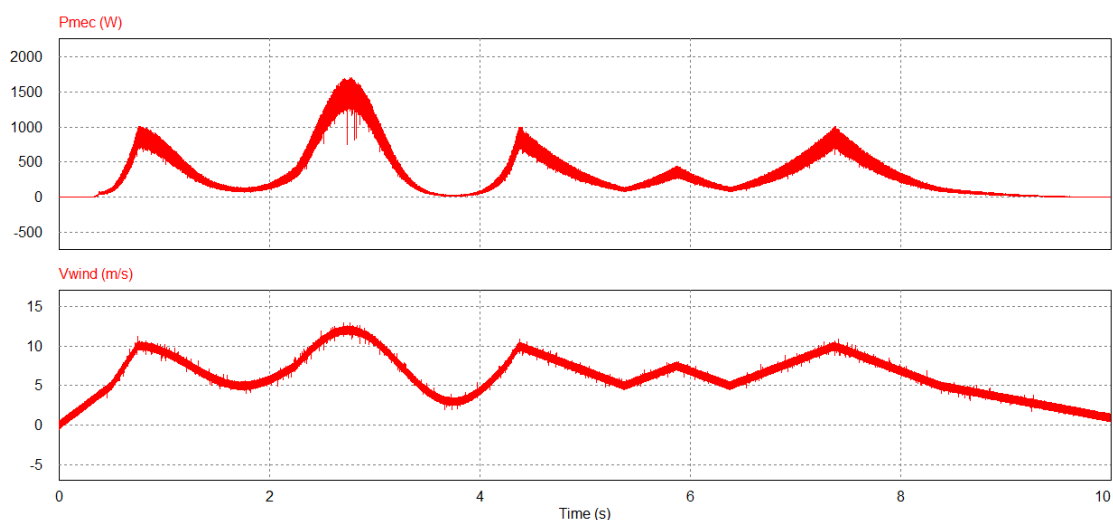


Figura 4.26: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

Na Figura 4.27, num primeiro gráfico, observam-se as potências de referência e de entrada do conversor (respetivamente "Pdc 2", medida através da multiplicação dos valores de tensão e de corrente de entrada do conversor, e "Pdc ref", ambas em W). No Segundo gráfico da mesma figura observa-se o comportamento do *duty cycle* do conversor. Nestas duas Figuras é possível observar o tempo de arranque do sistema, à semelhança do que acontece para a aplicação do método de controlo MPPT TSR. As considerações tomadas para o anterior método, relativas ao tempo de arranque, como consequência do valor inicial do *duty cycle*, assim como do rendimento do gerador, continuam a ser válidas para o método MPPT PSF.

Na Figura 4.28 observa-se a tensão de entrada do conversor. É possível observar como o facto

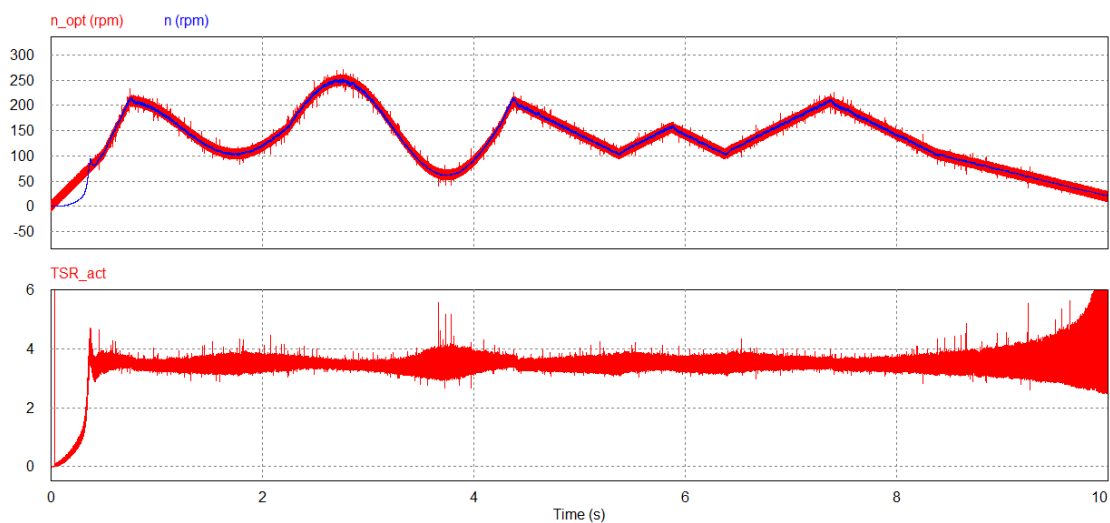


Figura 4.29: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: velocidade de rotação vs. o valor ótimo para a velocidade de rotação e valor atual de TSR da turbina.

de não existir um controlo ativo da tensão (ou da velocidade de rotação da máquina), permite que exista uma maior variação no seu valor, existindo um valor acentuado de *ripple* de tensão.

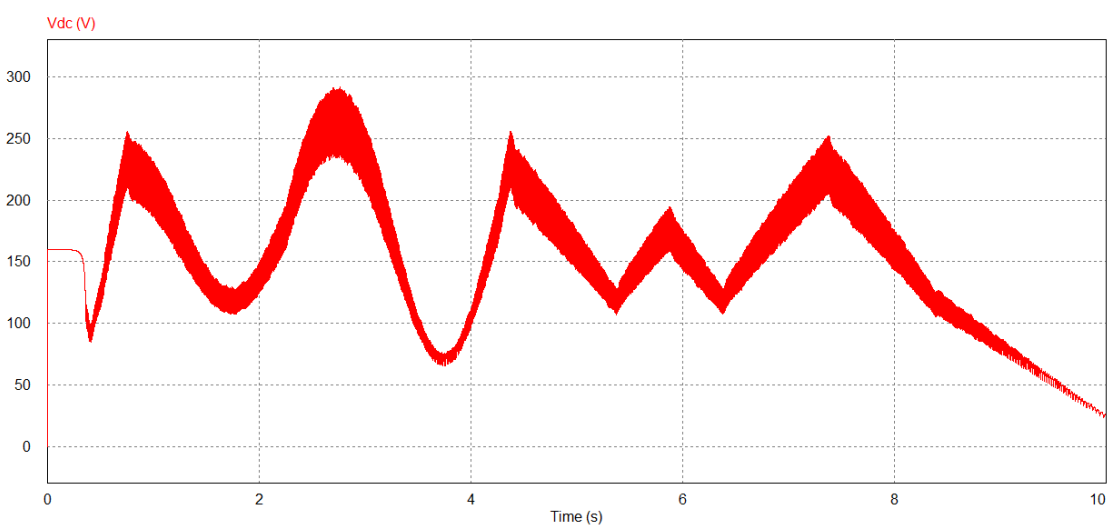


Figura 4.28: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: tensão de entrada do conversor.

Na Figura 4.29 encontram-se representados os valores da velocidade de rotação da turbina ("n", em rpm), em contraste com o valor que deveria de assumir para o valor ótimo de TSR ("n_opt", em rpm), e de TSR instantâneo. Apesar de não existir um controlo ativo do valor de TSR como no método anterior, o facto de a curva de potência máxima ser dada pelo valor ótimo de TSR faz com que o valor de TSR da turbina tenda para o primeiro, e consequentemente, a velocidade de rotação tende para o seu valor ótimo.

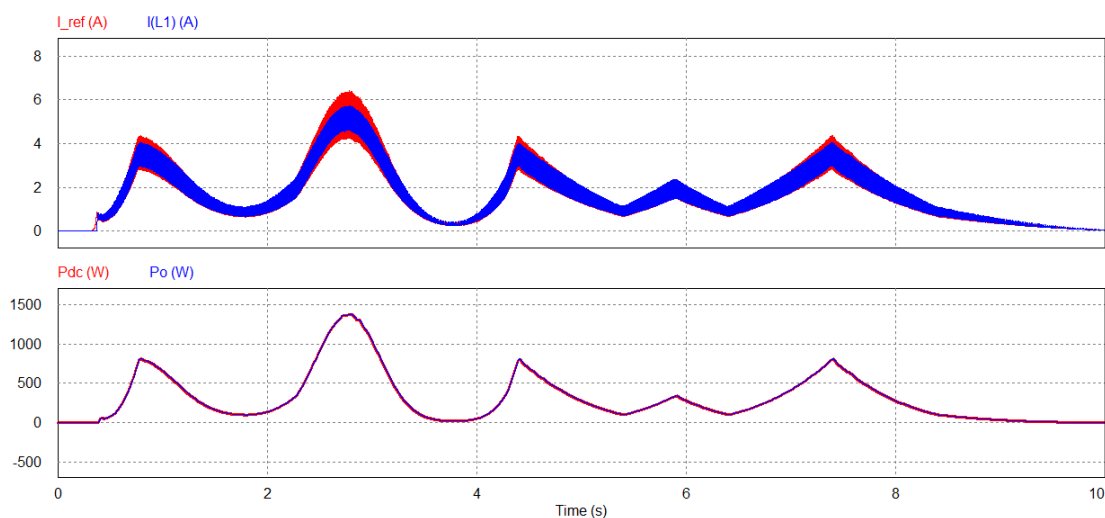


Figura 4.30: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série artificial do vento: corrente de entrada vs. referência de corrente e potência de entrada vs. potência de saída do conversor.

Na Figura 4.30 observam-se no primeiro gráfico as correntes de entrada ("I(L1)", em A) e de referência ("I ref", em A) do conversor. Apesar de a corrente de referência possuir o comportamento desejado, é possível observar que a mesma possui um valor bastante elevado de *ripple*, causado pelo *ripple de tensão*. A corrente de entrada possui um *ripple* substancialmente menor, como consequência da presença do um indutor. No segundo gráfico desta Figura observam-se os valores das potências de entrada e de saída do conversor (ambas em W).

Nas Figuras 4.31, 4.32, 4.33, 4.34 e 4.35 estão ilustrados os resultados obtidos através da simulação do sistema, aplicando o método MPPT PSF e a segunda série artificial de velocidade do vento. Na primeira figura, a Figura 4.31, é possível observam-se os valores tomados pela potência a transitar no veio mecânico (em W), num primeiro, em relação à velocidade do vento ilustrada no segundo gráfico (em m/s). A potência mecânica possui o comportamento desejado, tentando não ultrapassar o valor máximo estipulado para a turbina, existindo algumas situações de *overshoot* quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade que corresponde aos 1600W. Observa-se também que quando a velocidade do vento cai para os valores de funcionamento normal do sistema, ocorre um fenómeno de *undershoot*. Estes dois fenómenos são explicados pela natureza de controlo do método MPPT TSR. A variação da velocidade do vento uma variação da velocidade de rotação da turbina, assim como do binário que é captado pelas suas pás. A referência de potência é criada pela velocidade de rotação da turbina, e é limitada a um valor máximo. Ora, quando esse valor máximo é atingido *pitch angle* entra em ação, diminuindo o binário captado. O que acontece é que, dado o momento de inércia do conjunto turbina e gerador, criando um *overshoot* na potência a transitar no veio. Quando a velocidade do vento cai para valores de funcionamento normal da turbina, e novamente devido ao momento de inércia do conjunto mecânico do sistema, a velocidade de rotação continua a criar uma referência de potência limitada nos 1600W. Apesar de já existir um decréscimo do *pitch angle*, uma menor velocidade de vento implica um binário

captado pela turbina menor, mantendo-se a velocidade de rotação. Como consequência, dá-se um *undershoot* na potência a transitar. Observam-se também alguns regimes transitórios quando estes dois fenómenos ocorrem.

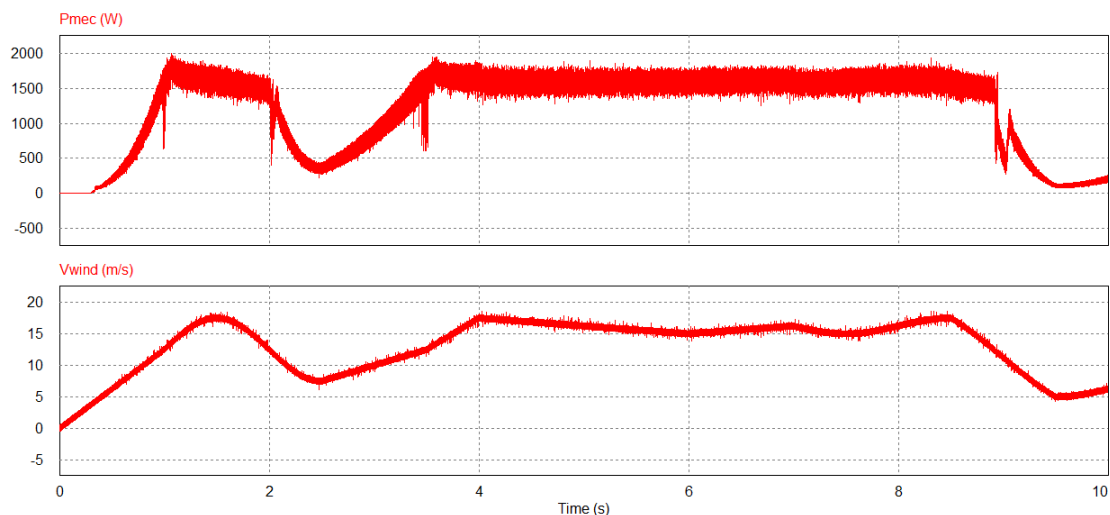


Figura 4.31: Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

Na Figura 4.32 encontram-se no gráfico superior a potência de entrada ("Pdc 2", em W, medida através da multiplicação dos valores de entrada de tensão e de corrente) do conversor elevador e a sua referência ("Pdc ref", em W). Observa-se como o comportamento da potência de entrada é semelhante ao da potência mecânica do veio, e como a mesma segue a referência na totalidade da simulação. Observa-se também a presença dos fenómenos de *overshoot* e de *undershoot*. No gráfico inferior demonstra-se como o controlo do ângulo das pás da turbina influencia o sistema, através da representação do valor que esse ângulo assume (em °). Neste gráfico é ilustrado o facto supracitado, em que quando existe uma situação de *undershoot* o valor do ângulo das pás é já zero, apesar de a referência de potência ainda se encontrar limitada no seu valor máximo.

Na Figura 4.33 são ilustrados os valores de tensão de entrada (em V) e de *duty cycle* do conversor, respetivamente no gráfico superior e no gráfico inferior. Nestes dois gráficos é possível observar a situação de saturação da tensão de entrada de forma análoga à que fora observada para o método de controlo MPPT TSR. Para o método de controlo PSF, a velocidade do vento para a qual se dá a saturação da tensão de entrada do conversor é relativamente menor à que gerava a mesma consequência para o método de controlo TSR. Nos intervalos de tempo em que se dá este fenómeno, o *duty cycle* possui o valor zero, estando o interruptor do conversor constantemente aberto, e, como consequência, a tensão de entrada é igual à de saída, ou seja, 400V.

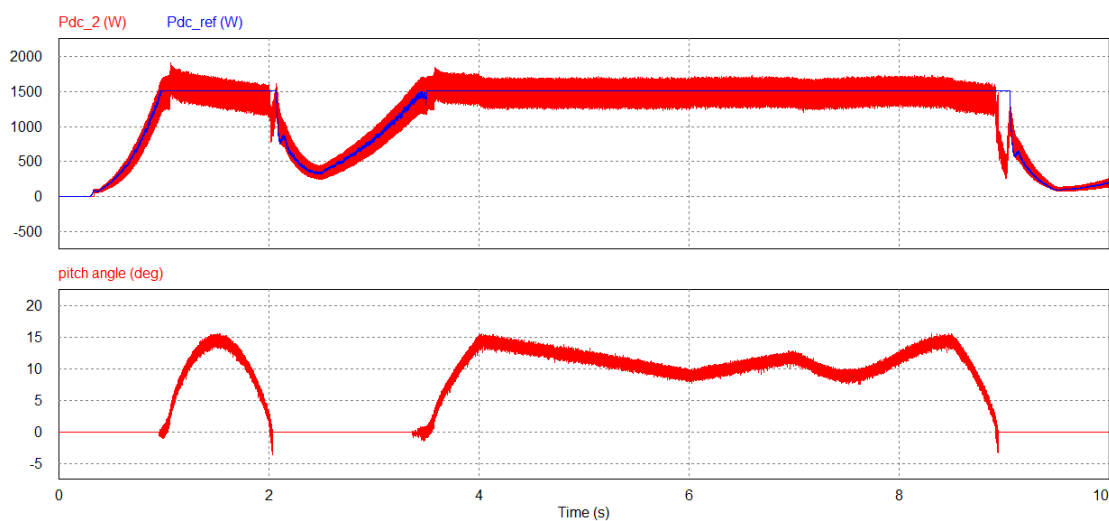


Figura 4.32: Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: potência de referência vs. potência de entrada do conversor e o *pitch angle* das pás.

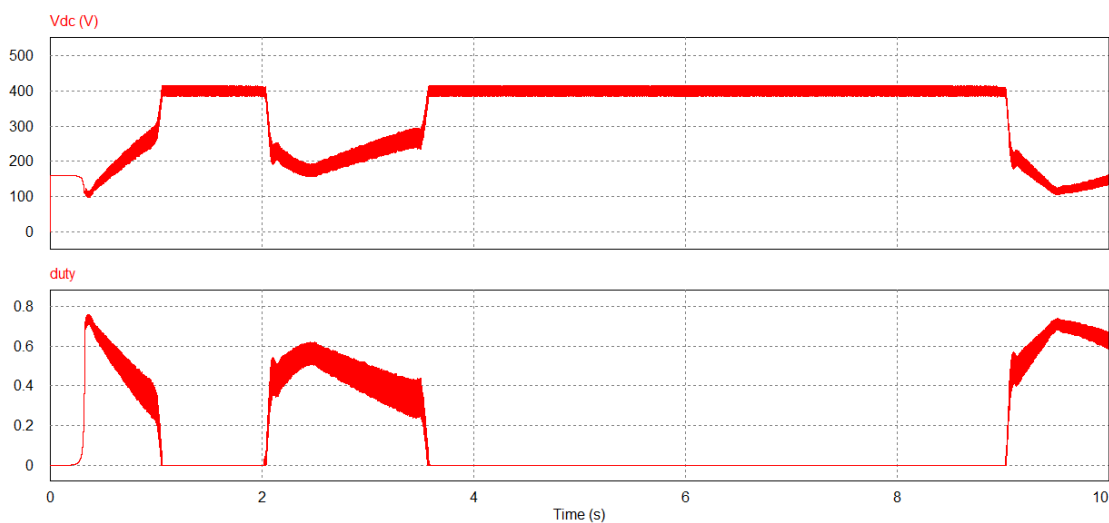


Figura 4.33: Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: tensão de entrada e *duty cycle* do conversor.

Na figura 4.34 observam-se os valores de TSR da turbina instantâneo, no gráfico superior, e de coeficiente de potência, no gráfico inferior. O valor de TSR da turbina tende a rondar o seu valor ótimo (3,49), observando-se algumas variações provocadas pelo controlo do *pitch angle*. O mesmo se sucede para o valor de coeficiente de potência, que é assumido possuir um valor máximo de 0,167. O coeficiente de potência tende a possuir este valor e diminui o seu valor consoante o controlo *pitch angle*, que limita a potência em trânsito no sistema.

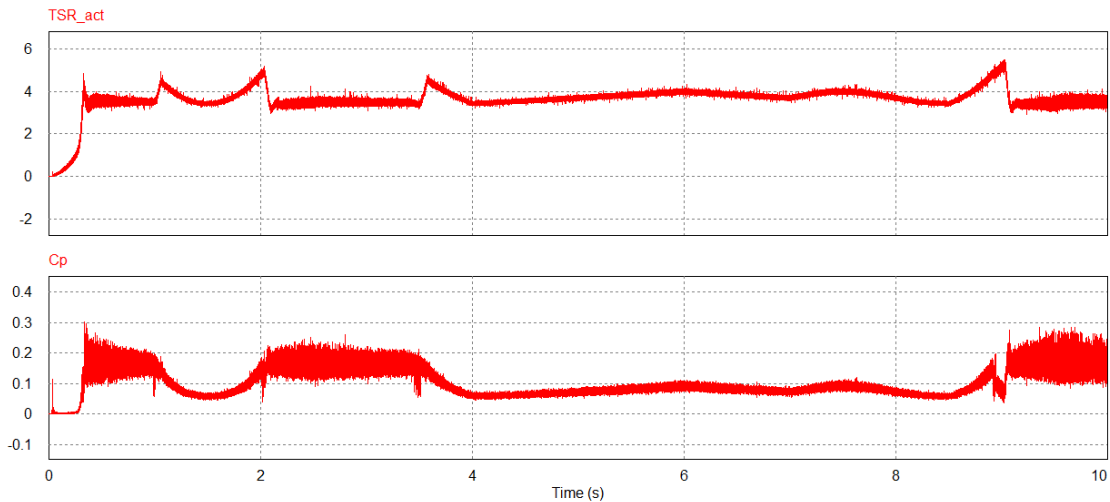


Figura 4.34: Resultados do método de controle PSF com a segunda série artificial do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência.

A última figura, que demonstra os resultados obtidos através desta série artificial de velocidade do vento, é a Figura 4.35. No gráfico superior desta figura observa-se o comportamento da corrente de entrada ("I(L1)", em A) em relação à sua referência ("I ref", em A). Nos intervalos de tempo em que existe a saturação da tensão de entrada do conversor, a controlabilidade é perdida, deixando a corrente de seguir a referência. No entanto, a corrente irá assumir um valor constante, e a potência a transitar no conversor manter-se-á no seu valor limite, como se observou na Figura 4.32. Anteriormente concluiu-se que a velocidade de rotação da turbina será constante, como consequência da tensão constante nos terminais de entrada do conversor. Para que se mantenha a potência dentro dos limites estipulados, o controle do ângulo das pás estará na realidade a controlar o binário captado pela turbina de maneira a que a potência se mantenha "constante" nos intervalos de tempo em caso, já que a última é dada pelo produto entre a velocidade de rotação e o binário da turbina. De maneira análoga, do lado do conversor a potência é dada pelo produto entre a tensão e a corrente de entrada, ou seja, da mesma forma que existe uma relação entre a tensão de entrada e a velocidade de rotação da turbina, existe uma relação entre a corrente de entrada e o binário da turbina. Logo, o valor constante de corrente de entrada assegurado pelo controle do *pitch angle*, que se encontra a impor um binário constante. No entanto, a referência de corrente possui um comportamento anormal, possuindo mesmo valores negativos, acontecimento que não poderá acontecer no conversor devido à retificação a díodos entre o primeiro e a máquina elétrica. Como é descrito em 4.3, esta referência de corrente é criada a partir de uma divisão entre uma saída de um controlador PI e a tensão de entrada. O que acontece é que, nos intervalos de tempo em que se satura a tensão de entrada e é perdida a controlabilidade da corrente, a tensão em trânsito é ligeiramente superior à de referência, em valores médios. Na Figura 4.25 é ilustrado como o controle de potência depende da diferença entre a referência de potência e a potência em trânsito no conversor. Como a segunda será superior à primeira (limitada a 1600W), a consequência será uma saída do controlador PI cada vez mais negativa, devido à componente integradora do mesmo.

A referência de corrente será uma imagem da saída do controlador, até que a tensão de entrada deixe de tomar o valor de 400V. No segundo gráfico da Figura 4.35 observa-se o comportamento das potências de entrada e de saída do conversor CC/CC elevador (ambas em W).

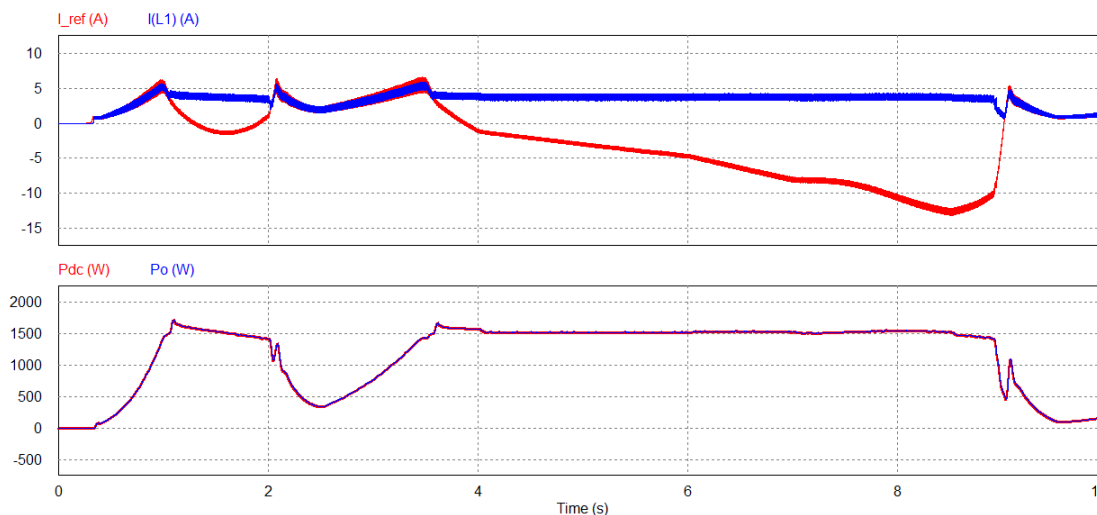


Figura 4.35: Resultados do método de controlo PSF com a segunda série artificial do vento: corrente de entrada vs. corrente de referência e potência de entrada vs. potência de saída do conversor.

4.4.2 Resultados do método de controlo PSF: séries reais de velocidade do vento

Os resultados obtidos através da aplicação do método de controlo MPPT PSF na simulação do sistema de conversão de energia eólica podem ser observados nas Figuras 4.36, 4.37, 4.38 e 4.39. Na primeira destas quatro figuras são ilustradas a potência no veio mecânico (em W) e a velocidade do vento (em m/s) no primeiro e no segundo gráfico da figura, respetivamente. A potência a transitar no veio possui o comportamento esperado, observando-se apenas um pequeno intervalo de tempo em que se dá um regime transitório, como consequência da limitação da referência de potência nesse intervalo. Esta referência de potência ("Pdc ref", em W) e a potência de entrada do conversor ("Pdc 2", em W, medida através da multiplicação dos valores de entrada de tensão e de corrente) podem ser observadas no primeiro gráfico da Figura 4.37. É possível observar como a segunda segue a primeira, com o acréscimo do *ripple* já característico para o sistema em estudo. No segundo gráfico da mesma figura, observa-se como a corrente de entrada ("I(L1)", em A) também segue a sua referência ("I ref", em A), e com um *ripple* mais reduzido que última, como também já se observou para o caso das séries artificiais de velocidade de vento.

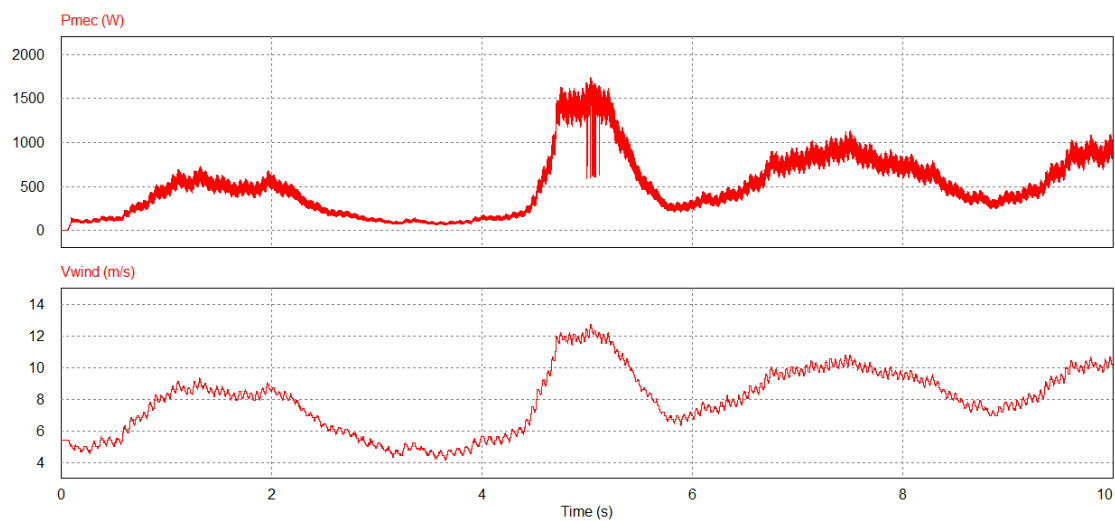


Figura 4.36: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

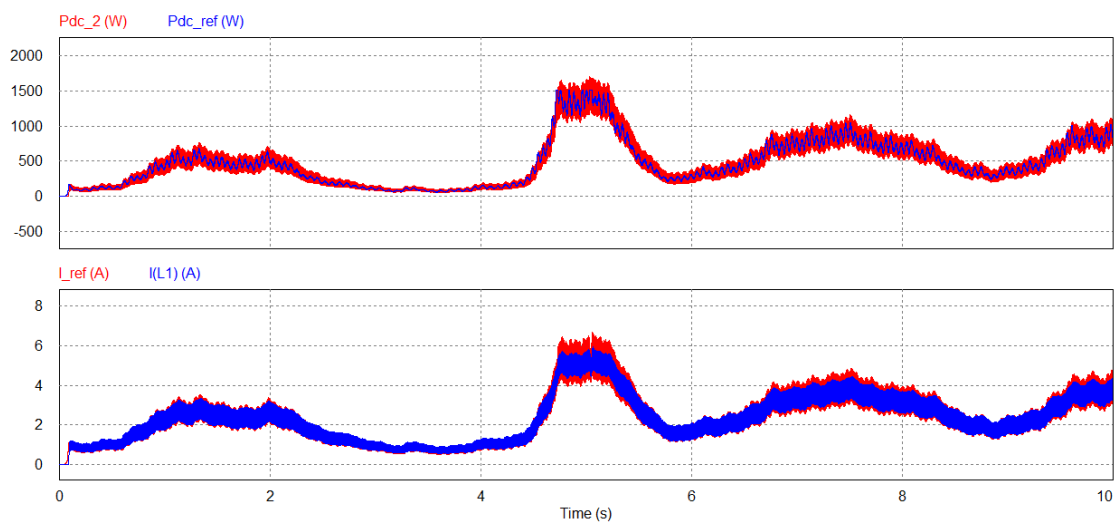


Figura 4.37: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: potência de referência vs. potência de entrada e corrente de referência vs. corrente de entrada do conversor.

Na Figura 4.38 encontram-se ilustradas a velocidade de rotação da turbina ("n", em rpm), em contraste com o valor ótimo que esta deveria assumir ("n opt", em rpm), e o valor instantâneo de TSR. Observa-se como com este método de controlo, para além da velocidade de rotação e do TSR assumirem os valores pretendidos, o arranque do sistema é extremamente rápido.

Na figura 4.39, os valores da potência de entrada ("Pdc", em W) e da potência de saída ("Po", em W) são coincidentes, como se pretende.

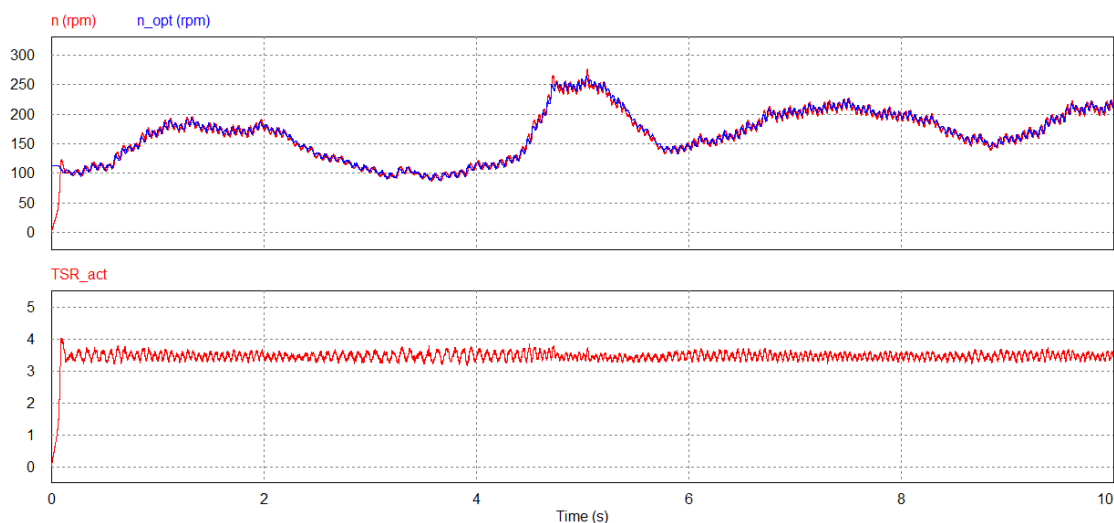


Figura 4.38: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: velocidade de rotação da turbina vs. o seu valor ótimo e valor instantâneo de TSR.

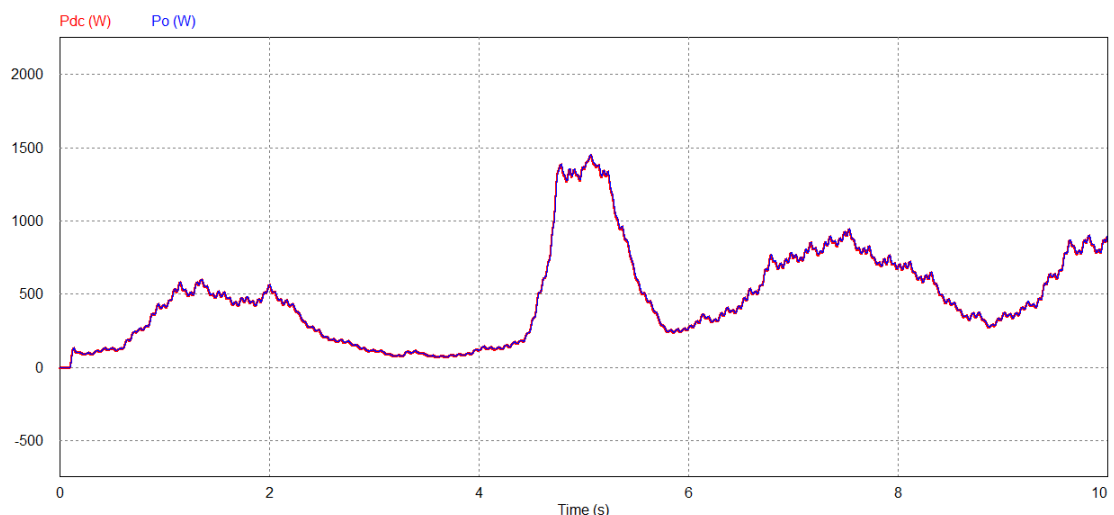


Figura 4.39: Resultados do método de controlo PSF com a primeira série real do vento: potência de entrada vs. potência de saída do conversor.

Para a segunda série real de velocidade do vento, foram obtidos os resultados ilustrados nas Figuras 4.40, 4.41, 4.42, 4.43 e 4.44. Na Figura 4.40 observa-se o comportamento da potência mecânica a transitar no veio (em W), em relação à velocidade do vento (em m/s). A potência mecânica é ilustrada no gráfico superior, e a velocidade do vento no inferior. À semelhança dos resultados obtidos anteriormente, observam-se regimes transitórios na potência quando existe limitação da mesma, aliados à existência de fenómenos de *overshoot* e de *undershoot*. A causa destes fenómenos é a mesma já analisada nos resultados da segunda série artificial de velocidade do vento, em concreto, relativamente à Figura 4.32.

Na Figura 4.41 observam-se, no primeiro gráfico, as potências de entrada ("Pdc 2", em W,

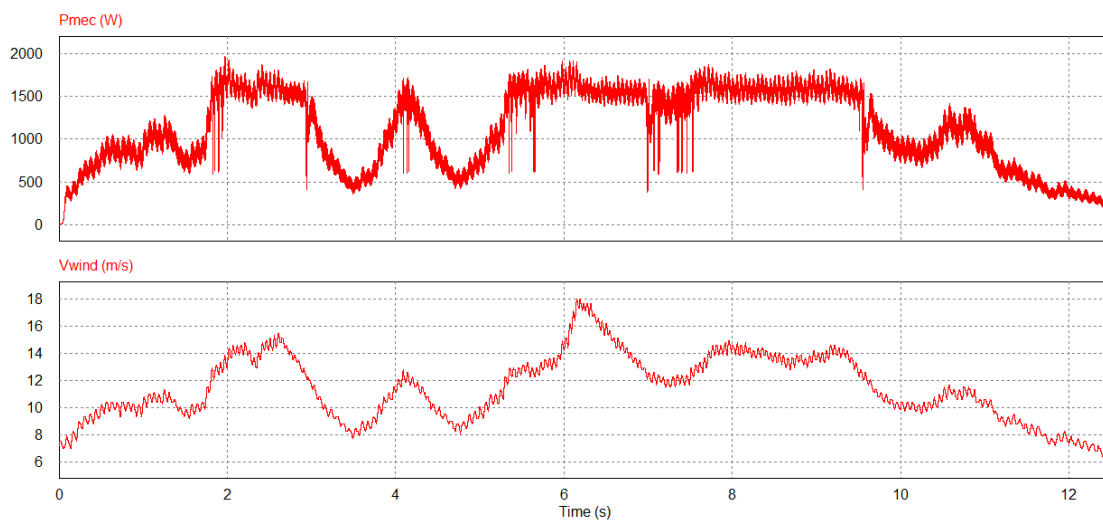


Figura 4.40: Resultados do método de controle PSF com a segunda série real do vento: potência mecânica e velocidade do vento.

medida através da multiplicação dos valores de entrada de tensão e de corrente) e de referência ("Pdc ref", em W). Os intervalos de tempo em que existe uma limitação da potência em transito no sistema são evidentes, e durante os mesmos, a potência de entrada tende a possuir o seu valor limite (cerca de 1500W) como seu valor médio. No segundo gráfico da Figura 4.41 observa-se a atuação do controle de *pitch angle* durante esses mesmos intervalos.

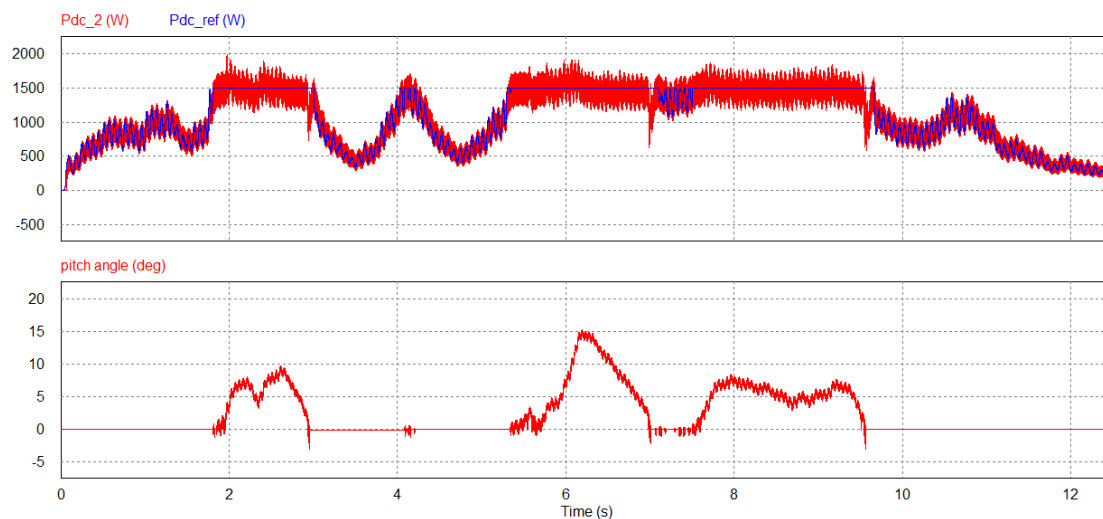


Figura 4.41: Resultados do método de controle PSF com a segunda série real do vento: potência de entrada vs. potência de referência do conversor e o *pitch angle* das pás da turbina.

Na Figura 4.42 estão ilustrados a velocidade de rotação da turbina ("n", em rpm) e o valor ótimo que a mesma deve assumir ("n opt", em rpm) no gráfico superior. É possível localizar os intervalos de tempo em que existe uma saturação da velocidade de rotação, o que significa que

existe uma saturação da tensão de entrada do conversor. No gráfico inferior, são ilustradas as correntes de entrada (" $I(L1)$ ", em A) e de referência (" I_{ref} ", em A). Como seria de esperar após a análise destas mesmas correntes para a segunda série artificial de velocidade de vento, nos intervalos de tempo referidos para o primeiro gráfico desta figura, existe perda da controlabilidade da corrente por parte do conversor. Durante estes intervalos, o comportamento de ambas as correntes e da potência em trânsito no sistema é justificado da mesma forma que o fora para a segunda série artificial de velocidade de vento, em concreto relativamente à Figura 4.35.

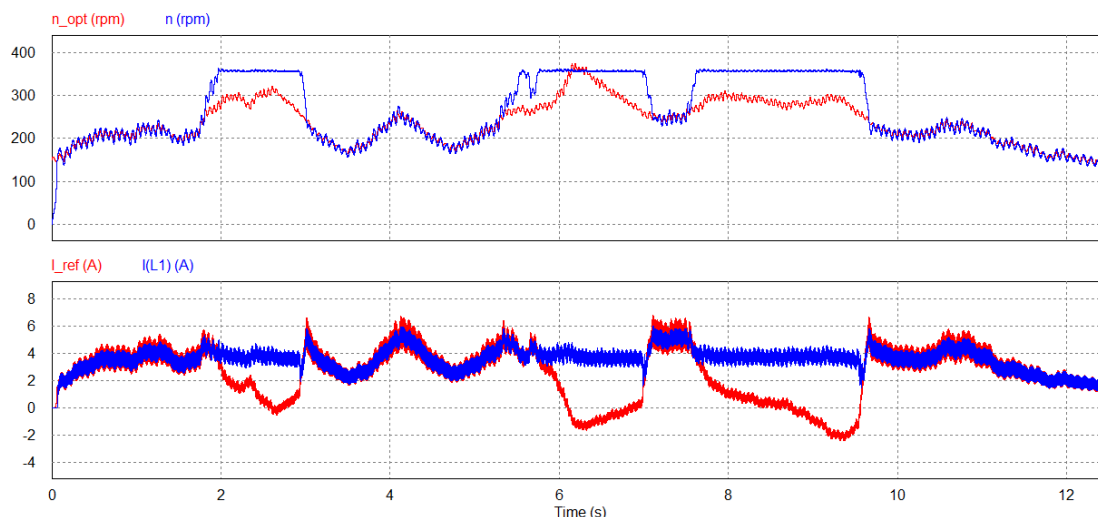


Figura 4.42: Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: velocidade de rotação da turbina *vs.* o seu valor ótimo e corrente de entrada *vs.* corrente de referência do conversor.

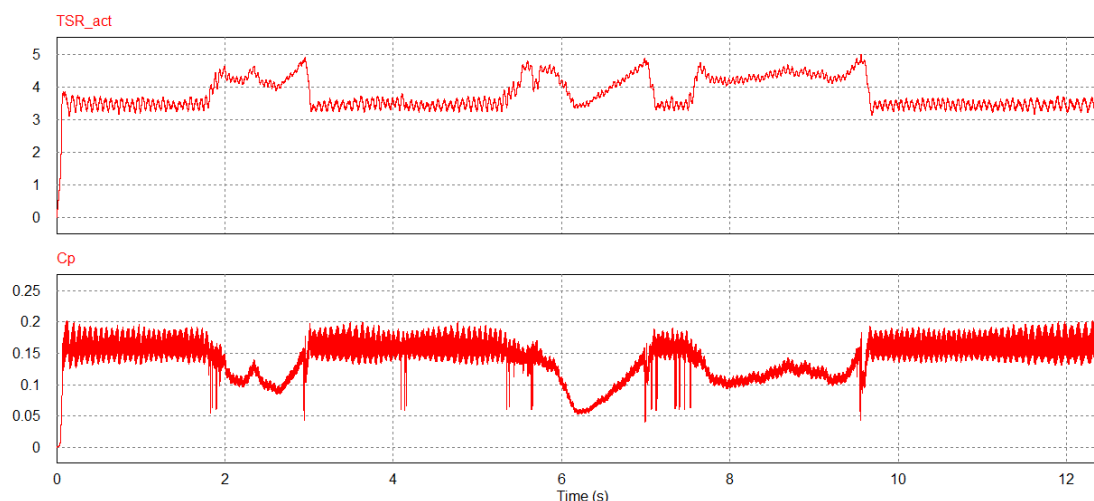


Figura 4.43: Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: valores instantâneos de TSR e de coeficiente de potência da turbina.

A Figura 4.43 demonstra como o sistema tende a possuir os valores desejados de TSR e de

coeficiente de potência, à excepção dos intervalos em que existe saturação da tensão de entrada, onde os valores de TSR não são os pretendidos, como consequência de a velocidade de rotação não possuir o seu valor ótimo.

Por último, a Figura 4.44 ilustra as potências de entrada ("Pdc", em W) e de saída ("Po", em W) do conversor. Como era esperado, o conversor consegue transferir a totalidade da potência para a sua saída.

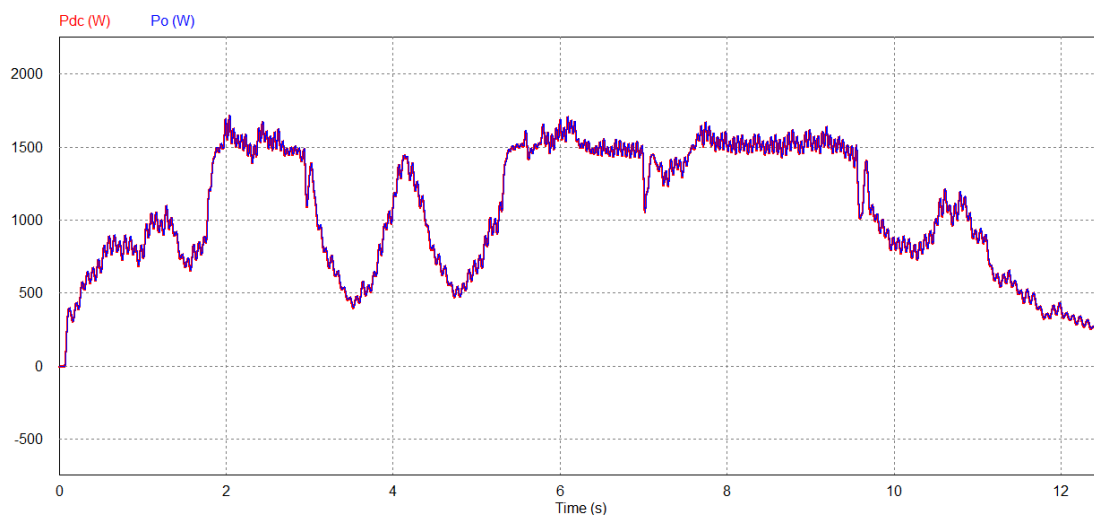


Figura 4.44: Resultados do método de controlo PSF com a segunda série real do vento: potência de entrada vs. potência de saída.

4.5 Comparação de resultados

Tendo sido recolhidos os resultados para diferentes séries temporais de velocidade do vento, deve existir uma comparação entre os obtidos pelo método de controlo MPPT TSR e o método de controlo MPPT PSF. Devem ser identificadas quais as vantagens e as desvantagens que levam à escolha de um ou outro método na implementação de um sistema como o que é alvo de estudo deste documento. Para a comparação, serão novamente utilizadas as séries reais de velocidade de vento, já que prevêm o comportamento de um sistema de conversão de energia eólica na prática. O comportamento do sistema para as séries artificiais também não é em nada díspar do que fora observado para as séries reais, pelo que não é necessário utilizar mais resultados para além dos obtidos pelas últimas duas. A simulação dos dois métodos de controlo é feita em simultâneo para que seja mais fácil efetuar a comparação.

4.5.1 Comparação de resultados obtidos: primeira série real de velocidade do vento

O comportamento da primeira série real de velocidade de vento é já conhecido, e encontra-se ilustrado nas Figuras 4.14 e 4.36. Na Figura 4.45 observa-se a energia captada pelo sistema de conversão de energia eólica pelo método de controlo TSR ("Edc tsr", em kWh) e pelo método de controlo PSF ("Edc psf", em kWh). Apesar de existir apenas uma ligeira diferença, observa-se que

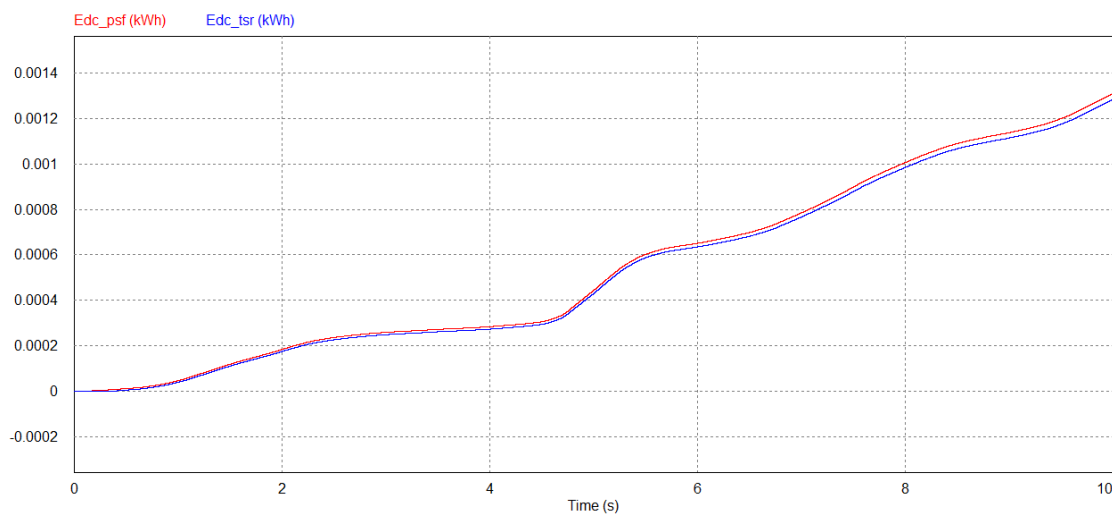


Figura 4.45: Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: energia captada pelo sistema para ambos os métodos de controlo MPPT.

a captada pelo método PSF é superior à captada pelo método TSR, durante apenas dez segundos. Tendo este facto em conta, a utilização do método PSF gerará mais energia a longo prazo, que pode ser transferida para a rede elétrica. Como seria de esperar, e se pode observar na Figura 4.46, o rendimento do sistema quando se aplica o método de controlo MPPT PSF é superior ao do método TSR. Confirma-se assim que o facto de este método de controlo ter captado mais energia não se deve apenas ao arranque mais rápido, mas sim ao desempenho geral do mesmo.

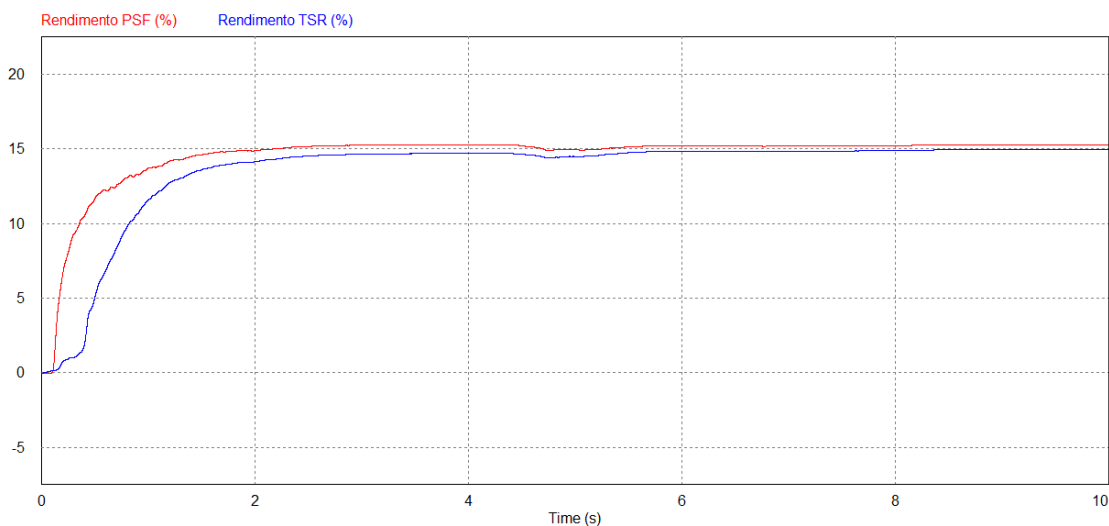


Figura 4.46: Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: rendimento do sistema para ambos os métodos de controlo MPPT.

Na Figura 4.47 observam-se as correntes ("I(L1)" corresponde ao método TSR e "I(L2)" ao método PSF, ambas em A) e tensões ("Vdc psf" corresponde ao método PSF e "Vdc tsr" ao método TSR, ambas em V) de entrada para os dois métodos. Tanto para as correntes como para as tensões,

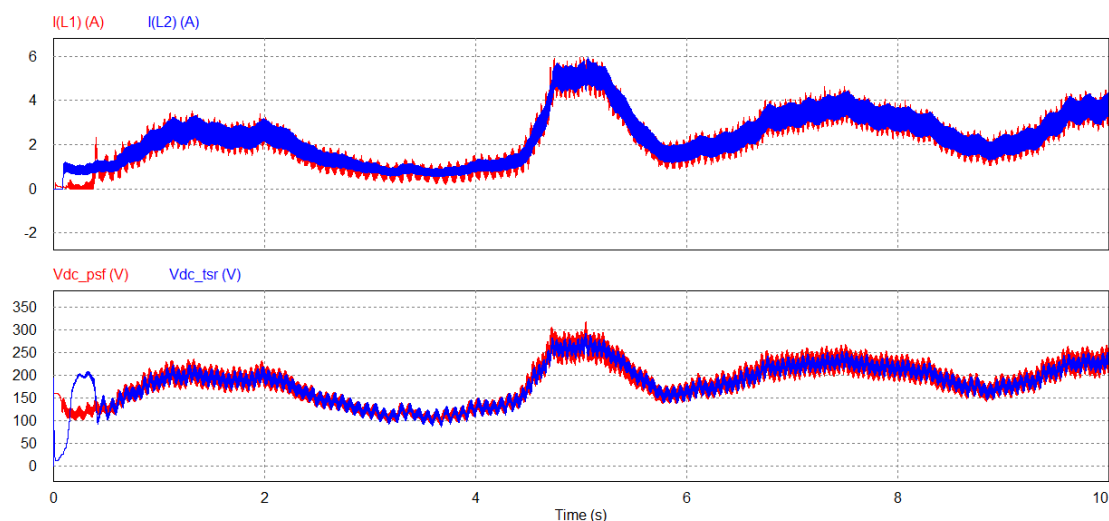


Figura 4.47: Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: correntes e tensões de entrada para ambos os métodos de controlo MPPT.

o *ripple* é de igual frequência para ambos os métodos, como consequência da vibração do binário no veio mecânico. A corrente de entrada do método de controlo TSR é afetada pelas variações existentes na velocidade de rotação, ao contrário do que acontece para o método PSF, o que provoca uma maior gama de variação na mesma para a mesma condição de funcionamento do sistema. Já para a tensão, o comportamento entre ambas é semelhante. A única diferença, para além do arranque do sistema, reside na gama de valores em que ambas variam para o mesmo ponto de funcionamento do sistema. Como existe um controlo ativo da tensão para o controlo MPPT TSR, a gama mantém-se durante toda a simulação. Já para o método TSR, a gama de valores entre os quais a tensão varia é proporcional à velocidade de rotação da turbina.

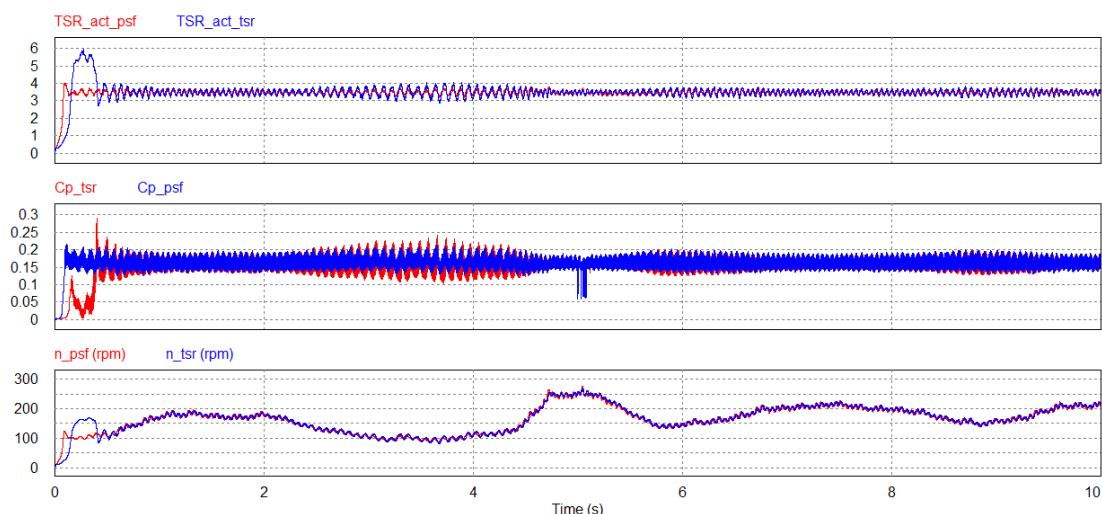


Figura 4.48: Comparação de resultados obtidos através da primeira série real de vento: valores de TSR, de coeficiente de potência e de velocidade de rotação da turbina para ambos os métodos de controlo MPPT.

Na Figura 4.48 observam-se os valores de TSR, do coeficiente de potência e de velocidade de rotação da turbina (em rpm) para ambos os métodos de controlo. Para estes três gráficos observa-se que não existem grandes diferenças entre os dois métodos, salvo a situação de arranque do sistema.

4.5.2 Comparação de resultados obtidos: segunda série real de velocidade do vento

A segunda série real de velocidade do vento encontra-se já representada nas Figuras 4.18 e 4.40. A comparação dos resultados obtidos para esta série temporal é semelhante à efetuada anteriormente. A Figura 4.49 ilustra a energia captada pelo sistema aplicando o método de controlo MPPT TSR ("Edc_tsr", em W) e aplicando o método PSF ("Edc_psf", em W). Mais uma vez, o método de controlo MPPT PSF mostra-se mais rentável.

Esta conclusão é também suportada pela Figura 4.50, em que o rendimento do método PSF é superior ao do método TSR. Observa-se também como o rendimento do sistema cai com a entrada em funcionamento do controlo do *pitch angle* para ambos os métodos, que tem influência sobre os coeficiente de potência da turbina.

Na Figura 4.51 são retratadas no gráfico superior as correntes de entrada do conversor (em A). No gráfico inferior observam-se as tensões de entrada do mesmo (em V). Facilmente se identificam os intervalos de tempo em que existe a saturação da tensão de entrada. Também se percebe que o método de controlo MPPT TSR é muito mais tolerante a velocidades de vento elevadas.

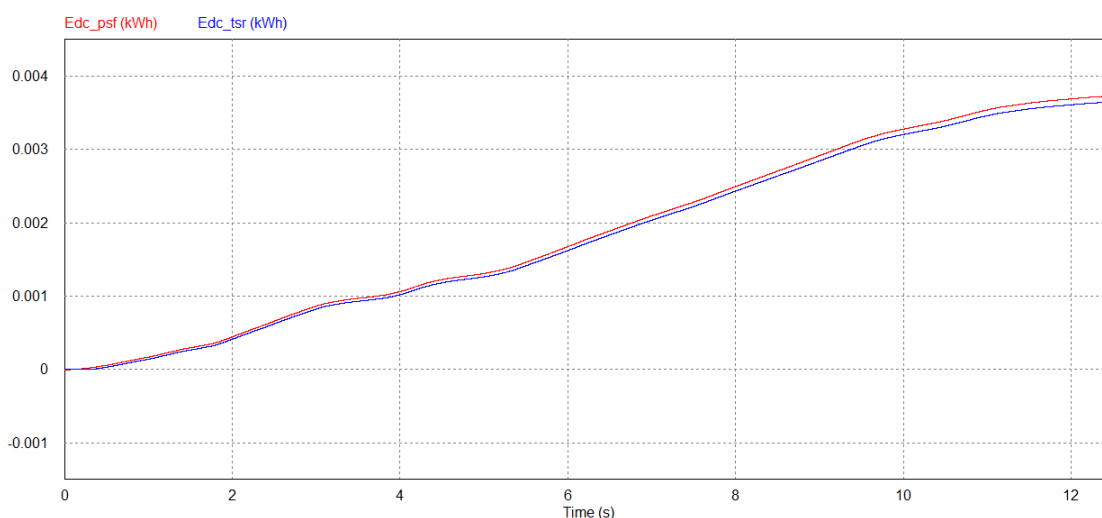


Figura 4.49: Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: energia captada sistema para ambos os métodos de controlo MPPT.

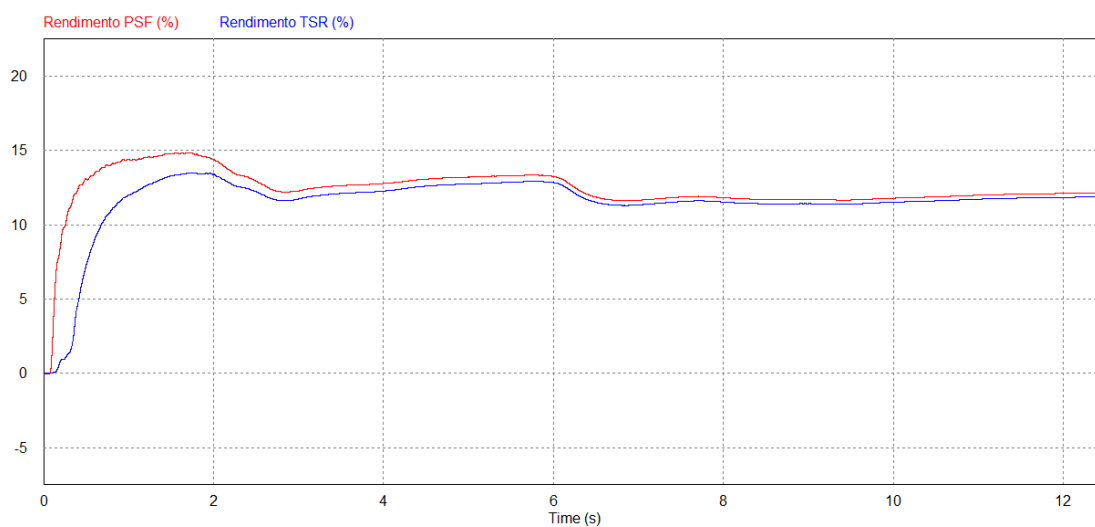


Figura 4.50: Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: rendimento do sistema para ambos os métodos de controle MPPT.

Na Figura 4.52 estão representados os valores de TSR, do coeficiente de potência e de velocidade de rotação da turbina (em rpm) para os dois métodos de controle. Os comportamentos observados nestes três gráficos foram discutidos anteriormente, mas torna-se mais clara a diferença criada pelo controlo ativo do TSR da turbina, que é a principal razão pela qual o método de controlo TSR possui uma gama maior de velocidades que o mesmo suporta.

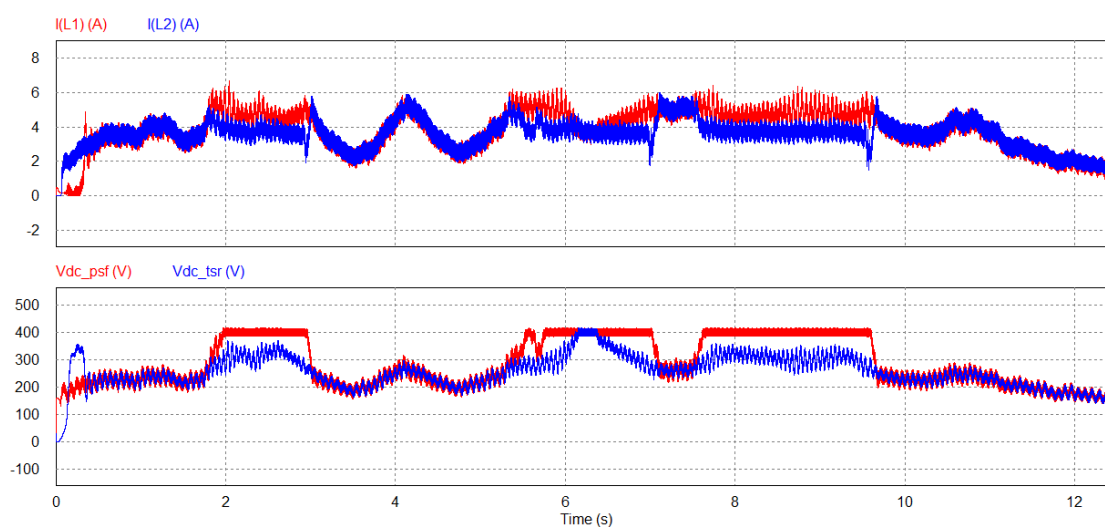


Figura 4.51: Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: correntes e tensões de entrada do sistema para ambos os métodos de controle MPPT.

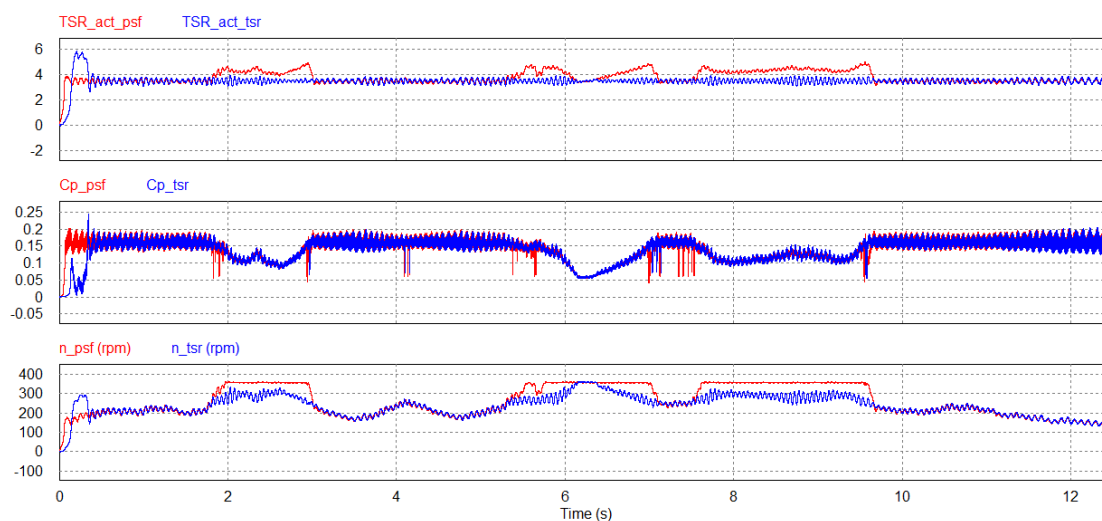


Figura 4.52: Comparação de resultados obtidos através da segunda série real de vento: valores de TSR, do coeficiente de potência e de velocidade de rotação da turbina para ambos os métodos de controlo MPPT.

4.5.3 Comparação de resultados obtidos: conclusões

O método de controlo MPPT PSF é evidentemente mais rentável que o método de controlo TSR. Considerando que a utilização de um sistema de conversão de energia eólica é normalmente feita a longo prazo, a utilização do método PSF irá gerar mais energia a ser injetada na rede do que se se aplicasse o método TSR. O arranque do sistema aplicando o método PSF é também muito superior. Por contraste, o método TSR suporta uma gama maior de velocidades do vento para um mesmo sistema. Este último método possui também fenómenos de *overshoot* muito menos exigentes do sistema, no que toca à transferência de potência.

Tendo em conta estes fatores, a escolha do método de controlo MPPT a implementar num sistema de conversão de energia eólica vai depender muito da localização em que se encontrará a turbina. Se a localização possuir, por norma, um vento calmo e constante, ou que ao variar não exiba velocidades bastante elevadas, é preferível o método de controlo PSF, porque este irá fazer com que exista uma maior rentabilização do sistema, sem que exista grande risco de danificação do sistema ou que o mesmo passe grande parte do tempo desligado por ter uma velocidade de corte baixa. Caso no local em que se situa a turbina o vento seja mais imprevisível e/ou demonstre que pode assumir valores elevados de velocidade, é preferível o método de controlo MPPT TSR. Com este método, o sistema estará ligado durante maiores intervalos de tempo, que significará maior produção a longo prazo.

4.6 Resumo

Neste Capítulo foi feita a descrição dos métodos de controlo MPPT a aplicar no sistema de conversão de energia eólica. Diversos resultados foram obtidos, ilustrados e justificados para

os métodos de controlo MPPT TSR e PSF. Os mesmos foram obtidos tendo em consideração o sistema descrito no anterior capítulo, para séries temporais de velocidade de vento que pretendem avaliar o mesmo em situações normais e de limite para ambos os métodos de controlo. É efetuada uma comparação dos resultados obtidos para cada método, e da qual são retiradas conclusões sobre as vantagens e desvantagens de cada um.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1 Satisfação dos Objectivos

Para a elaboração deste projeto, foi realizado um estudo aprofundado em relação aos sistemas de conversão de energia eólica. A abordagem do tema partiu dos fundamentos da energia eólica, e como esta é capturada. Para que se possa realizar a sua conversão para energia elétrica a injetar na rede, foram analisadas as diversas topologias, tendo em conta os diferentes componentes que podem constituir o sistema. A análise desses componentes baseia-se na utilização de diferentes máquinas elétricas, diferentes conversores eletrónicos e o estágio de inversão mais apropriado para cada topologia. Para cada topologia, que é definida pelos componentes descritos anteriormente, é analisada a possibilidade da aplicação de diferentes métodos de controlo MPPT, tendo em conta as suas vantagens e desvantagens, ou situações específicas em que os mesmos podem ser aplicados. É analisado um caso de estudo, como uma solução que se destaca das outras demonstradas no Capítulo 2. São analisadas ainda as condições necessárias para criar um série artificial de velocidade de vento, tendo como objetivo ser utilizada em ambiente de simulação, com um comportamento o mais semelhante possível da realidade.

No âmbito da micro-geração (potência de produção menor que 10kW), o sistema de conversão eólica foi dimensionado, tendo em conta uma solução real, para que o mesmo não seja díspar daquilo que se deve esperar na prática. Para o dimensionamento, foram realizadas soluções alternativas com o intuito de melhorar a capacidade de resposta das simulações, sem comprometer o comportamento do mesmo. Esta solução foi obtida com elevado sucesso, obtendo-se os resultados desejados. Os níveis de potência e de tensão, estipulados para o sistema, foram cumpridos com sucesso. Duas séries artificiais de velocidade de vento foram criadas, tentando replicar o comportamento real do vento, estudado no Capítulo 2. Aliado a estas, efetuaram-se medidas reais da velocidade do vento, e posteriormente escolhidas e apresentadas as duas que eram capazes de efetuar o melhor teste dinâmico do sistema.

Dimensionado o sistema, implementaram-se dois métodos de controlo MPPT, que foram dissecados em relação ao raciocínio elaborado para cada um. Os devidos resultados foram levantados, apresentados e comentados, tendo em conta os métodos e as séries temporais de velocidade

de vento escolhidas. O facto de se ter implementado mais que um método propiciou à comparação dos resultados obtidos, retirando-se as devidas conclusões e efetuando-se uma comparação entre as vantagens e desvantagens e/ou as situações em que é mais propícia a aplicação de um em relação ao outro.

Várias dificuldades surgiram durante a elaboração do projeto que devem ser alvo de análise, para que no futuro se possa contrariá-las com maior facilidade e com melhores resultados.

Para a simulação do sistema de conversão de energia eólica foi utilizada a ferramenta PSIM. Sendo esta ferramenta focada em circuitos de eletrónica de potência, a mesma propicia uma mais fácil construção do sistema pretendido. No entanto, este facto também significa que as soluções que esta ferramenta disponibiliza são mais limitadas. Um destes casos deu-se aquando do dimensionamento da turbina eólica. Sendo o sistema baseado numa solução comercial, tentou-se criar uma simulação semelhante. No entanto, o PSIM não oferece soluções para turbinas eólicas do tipo *stall*, apenas com controlo do *pitch angle*. Tendo em conta que realizar um estudo da aerodinâmica de uma turbina do tipo *stall*, e replicá-la no ambiente de simulação requeria uma tarefa morosa, optou-se por realizar um controlo do *pitch angle* da turbina, já que o comportamento é semelhante entre os dois tipos e que não iria ter grande influência no resultado final.

Outra desvantagem na utilização do componente que simula a turbina eólica a aplicar no sistema consiste na limitação que existe no que toca à equação que dá o coeficiente de potência da mesma. Existindo apenas uma, o número de soluções que se poderiam aplicar estavam limitadas à partida. Para que se pudesse criar uma solução geral, assumiu-se um diferente valor para o TSR ótimo (valor que corresponde ao rendimento possível da turbina), e, como consequência, a energia que poderia ser extraída era muito inferior à que se encontrava disponível no recurso eólico.

Infelizmente, no decorrer do projeto, ficou por dimensionar e implementar o controlo do circuito inversor, que faria a conexão do barramento de corrente contínua e controlaria o fluxo de potência ativa e reativa para a rede. Dada a escassez do tempo para realizar o projeto, era determinante efetuar uma importante escolha: analisar o sistema de conversão de energia eólica em toda a sua cadeia de conversão, desde a fonte até à rede elétrica, e aplicando apenas um método de controlo, ou então não realizar a parte inversora da cadeia, e focar todos os recursos para a implementação de um método de controlo MPPT adicional. Optou-se pela segunda opção, considerando que através de outro método de controlo se seria capaz de obter uma melhor percepção da realidade, no que toca à adaptação do sistema ao ambiente que seria inserido, e no que toca às conclusões que se poderiam vir a tirar através da comparação dos dois métodos.

5.2 Trabalho Futuro

Anteriormente conclui-se que a utilização dos componentes disponibilizados pelo PSIM irão influenciar a forma como a solução final é encontrada, condicionando-a. Como alternativa para um futuro trabalho, uma nova ferramenta pode ser procurada, um componente de simulação que replique uma turbina do tipo *stall* pode ser criado, ou um controlo do *pitch angle* deve ser criado, de forma a que a resposta do sistema seja exatamente igual.

Para que se possa encontrar uma solução mais satisfatória e mais versátil, é preferível que seja procurada outra solução para a turbina eólica a utilizar na simulação do sistema. Para além de uma limitação de potência de saída com o comportamento desejado, a simulação da turbina deve proporcionar liberdade no que toca ao seu coeficiente de potência. Como fora referido anteriormente, esta solução seria bastante morosa, e optou-se por não a seguir.

Como principal e mais evidente trabalho futuro deste projeto, deve ser realizado o circuito inversor que fará a ligação e o controlo das potências ativa e reativa injetadas na rede elétrica.

Referências

- [1] Remus Teodorescu, Marco Liserre, e Pedro Rodriguez. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*, volume 29. John Wiley & Sons, 2011.
- [2] Alireza Khaligh e Omer C Onar. *Energy harvesting: solar, wind, and ocean energy conversion systems*. CRC press, 2009.
- [3] Heier Siegfried. Grid integration of wind energy conversion systems. *Publisher: John Wiley & Sons, ISBN X, 47197143:1998*, 1998.
- [4] Jamal A Baroudi, Venkata Dinavahi, e Andrew M Knight. A review of power converter topologies for wind generators. *Renewable Energy*, 32(14):2369–2385, 2007.
- [5] MA Abdullah, AHM Yatim, CW Tan, e R Saidur. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5):3220–3227, 2012.
- [6] Jogendra Singh Thongam e Mohand Ouhrouche. *MPPT control methods in wind energy conversion systems*. INTECH Open Access Publisher, 2011.
- [7] Fraidoon Framroz Mazda. *Power electronics handbook*. Elsevier, 1997.
- [8] Bana Sharifian, Y Mohamadrezapour, M Hosseinpour, e S Torabzade. Maximum power control of variable speed wind turbine connected to permanent magnet synchronous generator using chopper equipped with superconductive inductor. *Journal of Applied Sciences*, 9(4), 2009.
- [9] JS Thongam, P Bouchard, H Ezzaidi, e M Ouhrouche. Wind speed sensorless maximum power point tracking control of variable speed wind energy conversion systems. Em *Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC'09. IEEE International*, páginas 1832–1837. IEEE, 2009.
- [10] PM Anderson e Anjan Bose. Stability simulation of wind turbine systems. *Power Apparatus and Systems, IEEE transactions on*, (12):3791–3795, 1983.