



UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA
INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO
DEEC / Área Científica de Energia

Energias Renováveis e Produção Descentralizada

INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA



Rui M.G. Castro

Março de 2009 (edição 4)

BREVE NOTA BIOGRÁFICA DO AUTOR

Rui Castro recebeu em 1985, 1989 e 1994 no Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa os graus de Licenciado, Mestre e Doutor em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, respectivamente.

É docente do Instituto Superior Técnico desde 1985, sendo presentemente Professor Auxiliar na Área Científica de Energia do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

Os seus principais interesses científicos têm motivado uma actividade de investigação centrada na área das energias renováveis e na sua interligação com o sistema de energia eléctrica, na área da análise da dinâmica dos sistemas de energia eléctrica e do seu controlo, e, mais recentemente, em aspectos relacionados com a economia da energia eléctrica.

Complementarmente à actividade de investigação, tem tido uma actividade regular de prestação de serviços à sociedade no âmbito de projectos de consultoria técnica.

Publicou mais de cinco dezenas de artigos em conferências nacionais e internacionais e participou na elaboração de mais de três dezenas de relatórios de actividades desenvolvidas no âmbito de projectos em que esteve envolvido. É autor de diversas publicações de índole pedagógica, designadamente de uma colecção sobre Energias Renováveis e Produção Descentralizada.

Rui Castro

rcastro@ist.utl.pt

<http://energia.ist.utl.pt/ruicastro>

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	6
1.1. Enquadramento Geral	6
1.2. Situação em Portugal	10
1.3. Estado-da-Arte	12
1.4. Offshore	15
1.5. Custos	16
1.6. Ambiente	18
2. RECURSO EÓLICO	20
2.1. Atlas de Vento	20
2.1.1. O Atlas Europeu de Vento	20
2.1.2. O Atlas Europeu de Vento Offshore	22
2.1.3. O Atlas Português de Vento	23
2.2. Estrutura do Vento	24
2.2.1. Variação no tempo	24
2.2.2. Representação espectral	26
2.2.3. Um modelo do vento	28
2.3. Vento Quase-Estacionário	29
2.3.1. Distribuição de Weibull	30
2.3.2. Lei de Prandtl	36
2.4. Vento Turbulento	39
2.5. Características Especiais do Vento	42
2.5.1. Obstáculos	42
2.5.2. Efeito de esteira	43
2.5.3. Vento no mar	44

2.6.	Caracterização de um Local	45
2.6.1.	Identificação de locais potenciais	45
2.6.2.	Medição do vento	45
2.6.3.	Representação do perfil de ventos	48
2.6.4.	Modelos físicos e modelos numéricos	49
3.	ENERGIA ELÉCTRICA PRODUTÍVEL	52
3.1.	Potência Eólica	52
3.1.1.	Coeficiente de potência – C_p	53
3.1.2.	Característica eléctrica do aerogerador	55
3.2.	Cálculo Energético	57
4.	TECNOLOGIA	68
4.1.	Componentes do Sistema	68
4.1.1.	Rotor	69
4.1.2.	Cabina	71
4.1.3.	Torre	72
4.2.	Aerodinâmica	73
4.2.1.	Optimização da conversão	73
4.2.2.	Forças actuantes na pá	75
4.3.	Controlo de Potência	79
4.4.	Referência aos Geradores Eléctricos	84
4.5.	Turbinas de Eixo Vertical	86
4.6.	Microgeradores Eólicos	88
5.	ANEXOS	90
6.	BIBLIOGRAFIA	92
6.1.	WWW	92
6.2.	Tradicional	93

1. INTRODUÇÃO

No princípio do segundo milénio, fontes energéticas como o vento, a água e a lenha dominavam a produção de calor e de força motriz. Em épocas mais recentes, as novas fontes – o carvão, o petróleo, o gás e o nuclear – substituíram estas fontes tradicionais, em particular nos países que se foram industrializando.

O ressurgimento das energias renováveis dá-se a partir dos choques petrolíferos da década de 70. Por um lado, a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, por outro lado, a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis fósseis, motivaram o renovado interesse pelas renováveis.

A energia eólica é hoje em dia vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por uma tecnologia madura baseada principalmente na Europa e nos EUA. As turbinas eólicas, isoladas ou em pequenos grupos de quatro ou cinco, e, cada vez mais, em parques eólicos com quarenta e cinquenta unidades, são já um elemento habitual da paisagem de muitos países europeus, nomeadamente a Alemanha, Dinamarca, Holanda e, mais recentemente, o Reino Unido e a Espanha. Nos EUA, a energia eólica desenvolveu-se principalmente na Califórnia (*Altamont, Tehachapi e San Geronimo*) com a instalação massiva de parques eólicos¹ nos anos 80.

1.1. ENQUADRAMENTO GERAL

A energia eólica tem registado nos últimos anos uma evolução verdadeiramente assinalável. Para ter uma ideia da taxa de crescimento verificada na potência eólica instalada a nível mundial, observa-se que uma das bases de dados mais conhecidas registava no dia 4 de Março de 1998 e no dia 25 de Março de 2009 os valores de 7.322 MW e 120.475 MW, respectivamente, que se discriminam na Figura 1 e na Figura 2.

¹ As populares *wind farms*.

Pode verificar-se que em onze anos foram instalados no mundo mais de 110 GW de potência eólica, a esmagadora maioria dos quais na Europa (65 GW actualmente na Europa dos 27).

Neste contexto, merece especial destaque o caso da Alemanha, vice-líder mundial de potência eólica instalada, com mais de 24 GW ². Líder até 2007, a Alemanha teve de ceder esse lugar aos EUA, que, só em 2008, instalou mais de 8 GW de potência eólica. Observa-se que a Espanha, a China, a Índia e a França já suplantaram a Dinamarca, país pioneiro na instalação de parques eólicos. Portugal ocupa o 10º lugar nesta classificação, com cerca de 3 GW instalados.

Em termos de percentagem de energia eléctrica satisfeita com recurso a eólica, a Dinamarca lidera folgada com cerca de 20%; é de notar que este valor de penetração de energia eólica no conjunto da geração se aproxima, segundo algumas fontes, dos valores máximos admissíveis para operação segura de redes eléctricas.

STATISTICS

WORLD-WIDE
Latest up-date: March 4, 1998
TOP-10 INSTALLED CAPACITY

COUNTRY	MW	COUNTRY	MW
GERMANY **	2.096	U.K.*	330
U.S.A.	1.601	HOLLAND	326
DENMARK **	1.100	CHINA**	166
INDIA **	845	SWEDEN	108
SPAIN **	406	ITALY	100

* RATHER FAST OR ** VERY FAST INCREASING

TOTAL WORLD: 7.322 MW

Figura 1: Base de dados mundial de vento: situação em 4 de Março de 1998 [WindService].

² A potência total instalada em todas as centrais eléctricas portuguesas é de cerca de 15 GW.

Country	Installed Capacity	Av. Ann.	National	Targets		2009 *	2008
	To-Day MW	production GWh	Electricity Coverage (to-day) %	(GW, TWh, % electricity)		Expected	
				2010	2020		
1	2	3	4	5	6	7	8
1. <u>U.S.A.</u>	26.170	50.000	1,5			7.000	8.311
2. <u>Germany</u>	24.003 6	44.000	9		30% RE	2.000 19	1.646 14
3. <u>Spain / AEE</u>	16.754	36.000	12	20 GW	29 GW-2016	1.600	1.609
4. <u>China</u>	14.210		0,2	10 GW	100 GW15	12.000	6.300
5. <u>India</u>	9.645		2	10 GW		1.000	1.800
6. <u>France</u>	3.404	4.200	1		25 GW 16	1.500	950
7. <u>Denmark</u>	3.180 1	7.000	20		6 GW-2025	250 17	56
8. <u>Italy</u>	3.736	4.500	1,5	5 GW	12 GW	900	1.010
9. <u>U.K. / DTI</u>	3.301 3	5.300	2,5	10% RE		1.200 18	836 13
10. <u>Portugal</u>	2.862		4	5,6 GW 2012		800	712
11. <u>Canada</u>	2.369		1		12 GW-2016	900	523
12. <u>Netherlands</u>	22.062	5,2	4,5	2,4 GW 7	12 GW 12	75	468 9
13. <u>Japan</u>	1.880	3.000	0,2	3 GW		50	141
14. <u>Ireland</u>	1.245 5		8		40% RE	400	241
15. <u>Austria</u>	995	2.100	3			0	14
16. <u>Greece</u>	985	975	3	3 GW		500	114
17. <u>Australia</u> more details	1.306					530	482
18. <u>Sweden</u>	1.021 4	2.000	1	30 TWh		250	236
19. <u>Turkey</u>	383				20 GW	600	191
20. <u>Norway</u>	436			10 TWh		2	28
21. <u>Taiwan</u>	358			3 GW			81
22. <u>Brasil</u>	341	390		2,2 GW		700	94
23. <u>Egypt</u>	365			7,2 GW		65	55
24. <u>Poland</u>	472			2 GW		200	196
25. <u>N. Zealand</u>	468	1.160	2,5	3 TWh		2	143
26. <u>Belgium</u>	384	600		0,7 TWh		125	104
27. <u>S. Korea</u>	236			2,2 GW		75	43
28. <u>Marocco</u>	134			1 GW 2012	25% RE	150	10
29. <u>Czech Rep.</u>	150					5	32
30. <u>Finland</u>	143	160		2 GW		54	33
31. <u>Hungary</u>	127					150	62
32. <u>Bulgaria</u>	158					280	101
33. <u>Ukraine</u>	90					100	1
33. <u>Mexico</u>	88		0,1			450	0
TOTAL	120.475					30.000 ?	26.654

TOTAL EU-27 at 31-12-2008 (EWEA)**- 64.949 MW**

- Producing 142.000.000.000 kWh/year

- 4,2% of EU-27 electricity demand

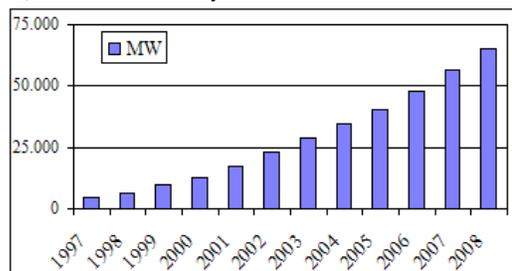


Fig 1. EU-27 Cumulative Installed Capacity (EWEA)

World Capacity To Day: over 125.000 MW

(offshore: 1.473 MW)

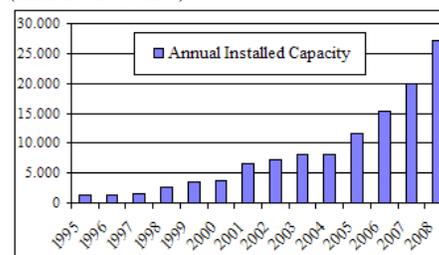


Fig 2. World-Wide Annual Installed Capacity

Figura 2: Base de dados mundial de vento: situação em 25 de Março de 2009 [WindService].

A evolução constatada deve ser encarada à luz dos objectivos de desenvolvimento das energias renováveis traçados pela União Europeia. O Parlamento Europeu aprovou a *Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001* (conhecida como *Directiva das Renováveis*) relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia no mercado interno da electricidade, baseada numa proposta da Comissão.

O objectivo essencial subjacente a esta Directiva é criar um quadro que facilite o aumento significativo a médio prazo da electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia na União Europeia. A Directiva “*constitui uma parte substancial do pacote de medidas necessárias ao cumprimento do Protocolo de Quioto e à Convenção Quadro das Nações Unidas relativa às alterações climáticas*”. Por outro lado, a Directiva deve também ser encarada à luz do objectivo indicador de duplicar a quota das energias renováveis dos 6% (registados em 1998) para 12% (no horizonte de 2010) do consumo interno bruto de energia, tal como foi definido no Livro Branco sobre fontes renováveis de energia adoptado pelo Conselho Energia em Maio de 1998.

Por forma a atingir o seu objectivo, a Directiva propõe que “*seja exigido aos Estados-Membros que estabeleçam metas indicativas nacionais para o consumo de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis*” compatíveis com os “*compromissos nacionais assumidos no âmbito dos compromissos relativos às alterações climáticas aceites pela Comunidade nos termos do Protocolo de Quioto*”.

A Directiva contém, em Anexo, valores indicativos para estas metas nacionais a definir por cada um dos Estados-Membros. Para Portugal é indicado o valor de 39% ³ (incluindo a grande hídrica) como meta a alcançar em 2010 para o consumo de electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia em percentagem do consumo bruto total de electricidade ⁴.

1.2. SITUAÇÃO EM PORTUGAL

Portugal não tem recursos conhecidos de petróleo ou de gás natural e os recursos disponíveis de carvão estão praticamente extintos. Nestas condições, o nosso país viu-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente, promovendo e incentivando a utilização dos recursos energéticos endógenos.

Em 1988 foi publicada a primeira legislação (Decreto-Lei nº189/88 de 27 de Maio) que regulava a produção de energia eléctrica pelos produtores independentes. A potência instalada em cada central foi limitada a um máximo de 10 MVA, impondo-se a utilização, quer das chamadas energias renováveis, quer de carvão nacional, quer ainda de resíduos de origem industrial, agrícola ou urbana.

A publicação desta legislação permitiu mobilizar investimentos do sector privado significativos, nomeadamente nos domínios da produção mini-hídrica e da cogeração. Já quanto à energia eólica a situação foi muito diferente, tendo sido aprovados durante a vigência deste quadro legal apenas pouco mais de meia dezena de projectos, a maior parte deles nas ilhas da Madeira e dos Açores.

Estes resultados poderiam levar a pensar que o recurso eólico no Continente era escasso e, portanto, não valia a pena ser explorado. A explicação não é, no entanto, esta. Na verdade, o facto de a tecnologia das pequenas centrais hidroeléctricas ser uma tecnologia madura, que beneficiou da experiência adquirida com os grandes aproveitamentos hidroeléctricos, e, ainda, o facto de os recursos hidroló-

³ O Governo fixou entretanto objectivos mais ambiciosos.

⁴ O consumo bruto de energia é definido como “a produção doméstica de electricidade, mais as importações, menos as exportações”.

gicos serem bem conhecidos, tornaram esta forma de conversão de energia muito atraente. No pólo oposto encontrava-se a energia eólica: conhecimento limitado do potencial eólico, tecnologia ainda em desenvolvimento, experiência reduzida com a tecnologia actual dos aerogeradores e, conseqüentemente, uma difícil avaliação dos riscos por parte dos potenciais produtores.

A situação da energia eólica em Portugal é hoje completamente diferente, assistindo-se a um dinamismo inédito até ao momento. Como principais causas do acentuado desenvolvimento da energia eólica que se verifica actualmente em Portugal, podem apontar-se:

- A reestruturação do sector eléctrico, iniciada em 1995 e reforçada em 2006, estabelecendo o aprofundamento da liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, com o conseqüente fim da situação de monopólio detido pela EDP.
- A publicação de legislação específica com o fim claro de promover o desenvolvimento das energias renováveis, designadamente o Decreto-Lei n.º312/2001, que altera procedimentos administrativos com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção, e o Decreto-Lei n.º225/2007, que actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável à rede pública, introduzindo uma remuneração muito atractiva, diferenciada por tecnologia e regime de exploração.
- A aprovação da *Directiva das Renováveis*, cuja aplicação em Portugal faz prever a instalação de cerca de 5.000 MW de conversores eólicos, no horizonte de 2012.

Os dados disponíveis mais recentes indicam que no final de 2008, a potência total instalada em aproveitamentos eólicos em Portugal é de cerca de 3.000 MW, esperando-se a instalação de mais 900 MW em 2009. A situação actual é de grande dinamismo no sector, registando-se um número de pedidos de licenciamento de novas instalações que excede largamente o potencial técnico do recurso eólico.

1.3. ESTADO-DA-ARTE

Na sequência do choque petrolífero de 1973 muitos países iniciaram programas de investigação e desenvolvimento no âmbito do aproveitamento da energia do vento para produção de electricidade.

Particularmente significativo foi o programa de energia eólica iniciado nos EUA em 1973, e cujo primeiro resultado visível foi a instalação em 1975, perto de *Cleveland, Ohio*, da primeira turbina eólica da era moderna – a *Mod 0* com um rotor de duas pás com 38 metros de diâmetro e 100 kW de potência.

A experiência de operação acumulada com esta turbina, e com mais quatro entretanto instaladas entre 1977 e 1980, permitiu concluir acerca da viabilidade da sua exploração em modo abandonado.

O passo seguinte no desenvolvimento de turbinas de grandes dimensões nos EUA foi dado com a instalação, em 1981, da turbina *Boeing Mod 2* de 91 metros de diâmetro e 2,5 MW de potência, incorporando os mais recentes progressos tecnológicos conseguidos até à data. Por esta altura formam-se os primeiros consórcios entre empresas americanas e europeias, nomeadamente suecas e alemãs, em programas de investigação e desenvolvimento de turbinas de grande potência. Um dos exemplos mais importantes desta cooperação foram as turbinas americano-suecas *WTS3* (3 MW) e *WTS4* (4 MW) instaladas em 1982 [Musgrove].

Os resultados dos programas de investigação em grandes máquinas potenciaram o desenvolvimento da indústria da energia eólica que, naturalmente, se iniciou com turbinas de dimensão muito inferior. As primeiras turbinas eólicas comerciais foram instaladas no início dos anos 80, tanto na Europa (principalmente na Dinamarca e Holanda) como nos EUA (em particular na Califórnia), tendo tipicamente entre 10 a 20 metros de diâmetro e potências de 50 a 100 kW.

Particularmente relevante no quadro do desenvolvimento da energia eólica, foi a política de incentivo à disseminação das energias renováveis promovida pelas autoridades do estado da Califórnia, que conjuntamente com os elevados valores registados para a velocidade do vento em alguns locais deste estado, encorajou o

rápido desenvolvimento de parques eólicos financiados por entidades privadas. Em 1987 a potência instalada em sistemas de conversão de energia eólica era de 1.500 MW fornecidos por cerca de 15.000 turbinas eólicas, a maior parte delas com diâmetros entre 15 a 25 metros.

A positiva experiência de operação com turbinas mais pequenas, em conjunto com os frutos dos programas de investigação, levaram a que a dimensão das turbinas eólicas comerciais não tenha parado de crescer. No início dos anos 90, a capacidade *standard* das turbinas era da ordem de 300 kW e actualmente (2009) já se situa na gama de 2 a 3 MW (Figura 3).



Figura 3: Turbinas de 1,5 MW [DanishAssoc].

A Figura 4 relaciona, apenas a título indicativo, o diâmetro típico do rotor com a potência nominal da turbina. Uma turbina *standard* actual de 2 MW tem um diâmetro das pás do rotor da ordem de 80 m.

O aumento do tamanho das turbinas é vantajoso do ponto de vista económico e ambiental. Em geral, para um determinado local, quanto maior for a potência unitária mais energia é produzida, e melhor aproveitadas são as infra-estruturas eléctricas e de construção civil. Por outro lado, a redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual.

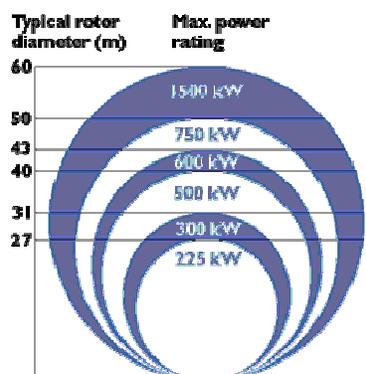


Figura 4: Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina [DanishAssoc].

Os programas de investigação contribuíram significativamente para uma certa uniformização do desenvolvimento tecnológico das turbinas. Analisando a actual oferta comercial dos fabricantes verifica-se a dominância de algumas opções básicas de projecto, designadamente, as turbinas de eixo horizontal relativamente às de eixo vertical, os rotores de três pás (cerca de 90%) em relação aos de duas e a colocação do rotor à frente da torre relativamente à sua colocação na parte de trás (em relação à direcção do vento).

Apesar destas zonas de convergência subsiste ainda um conjunto de questões de projecto que não está consensualizado. Como exemplo de opções diversas tomadas pelos fabricantes podem mencionar-se os materiais empregues no fabrico das pás e da torre, o tipo de rotor (flexível ou rígido), o sistema de controlo da potência para velocidades do vento acima da nominal (regulação do passo das pás ou entrada em perda aerodinâmica), o tipo de gerador eléctrico (síncrono ou assíncrono com interface electrónica de ligação à rede ou assíncrono directamente ligado à rede), o modo de exploração (velocidade constante ou variável).

Em resumo, pode afirmar-se que a tecnologia dos sistemas de conversão de energia eólica atingiu já um estado de maturidade apreciável, sendo os equipamentos considerados fiáveis, com taxas médias de disponibilidade superiores a 90%, e duradouros, com vidas úteis estimadas em cerca de 20 anos. É hoje inteiramente claro que a penetração dos conversores eólicos, quer directamente ligados aos grandes sistemas de energia eléctrica, quer em paralelo com sistemas diesel em locais remotos, tem uma trajectória sustentadamente crescente.

1.4. OFFSHORE

Uma das áreas onde se registarão maiores avanços será certamente a instalação de turbinas no mar (*offshore*). A tendência para o aumento da potência unitária, em conjunto com um melhor conhecimento da tecnologia das fundações das turbinas no mar e das condições de vento no local, está a contribuir para tornar mais competitiva esta forma de aproveitar a energia do vento em condições ambientais diferentes.

A Dinamarca tem liderado a instalação *offshore*: o primeiro parque eólico deste tipo foi o de *Vinderby*, instalado em 1991, localizado no mar Báltico a cerca de 2 km da costa, constituído por 11 turbinas de 450 kW; em 2002 entrou em operação o parque de *Horns Rev*, com 160 MW instalados em 80 turbinas de 2 MW, localizadas entre 14 e 20 km de terra.

Na Figura 5 mostra-se a relação dos parques eólicos *offshore* em operação e em construção no final de 2008. Merece destaque o Reino Unido que projecta instalar a breve prazo mais de 1.000 MW de eólico *offshore*.

A operação dos parques não tem sido problemática o que tem contribuído para aumentar as esperanças no *offshore*, esperando-se que, a prazo, a maior produtividade destes aproveitamentos compense o sobreinvestimento inicial.

	Operational Projects			Under Construction	
	Projects	Turbines	MW	Projects	MW
UK	8	203	598	5	1.247
Denmark	8	215	414	2	230
Netherlands	2	96	228		
Sweden	5	66	134		
Finland	1	10	30		
Belgium	1	6	30		
Ireland	1	7	25		
Germany	3	3	12	4	598
Spain	1	5	10		
China	1	1	2		
Japan	1	2	1		
France				1	105
Total	32	614	1.483	12	2.180

Figura 5: Parques eólicos *offshore* [WindService].



Figura 6: Parques eólicos de: a) *Vinderby* e de b) *Horns Rev* na Dinamarca [DanishAssoc].

1.5. CUSTOS

Os custos associados à instalação de aproveitamentos eólicos dependem fundamentalmente dos custos de instalação e do tipo de tecnologia usada, sendo, por isso, muito variáveis em função das fundações, acessos, transporte, ligação à rede, número de turbinas, altura do rotor, tipo de gerador, sistema de controlo ...

Recorda-se que um modelo simplificado do custo médio anual actualizado de produção conduz a $c = l_{01}(i+d_{om})/h_a$, em que i é o inverso do factor presente da anuidade, d_{om} são os encargos de O&M e custos diversos, em percentagem do investimento total, l_{01} é custo de investimento por kW instalado e h_a é utilização anual da potência instalada.

Na Figura 7 ilustra-se a curva de variação do custo médio anual actualizado da unidade de energia produzida em função da utilização anual da potência instalada, parametrizada em função do investimento por unidade de potência instalada. Para o investimento unitário consideraram-se valores que se situam nos extremos da gama de variação actualmente aceite como representativa: um valor médio-baixo de 1.000 €/kW e um valor médio-alto de 1.500 €/kW. Para os encargos de O&M tomou-se o valor de 1% do investimento total e a taxa de actualização considerada foi de 7%.

De acordo com a legislação em vigor que estabelece a fórmula de cálculo da remuneração da energia entregue à rede pública pelos PRE que usam recursos renováveis (chamado tarifário verde) pode estimar-se (2009) que cada unidade de energia injectada na rede pública com origem em parques eólicos é paga a um valor que se situará em torno de 70 €/MWh, durante um máximo de 15 anos.

A propósito, nota-se que o período em análise na Figura 7 foi reduzido precisamente para 15 anos para corresponder ao período em que o tarifário verde bonificado é garantido pelo Estado. Esta opção conduz naturalmente a resultados de viabilidade económica pessimistas, uma vez que a vida útil de um parque eólico é, em geral, superior a 15 anos.

Pode verificar-se na Figura 7 que, para os investimentos totais médios actuais em sistemas de conversão de energia eólica, a rentabilidade é assegurada tipicamente a partir das 2.000 horas de funcionamento anual equivalente à potência nominal. Em Portugal, são relativamente frequentes os locais caracterizados por utilizações anuais da potência instalada desta ordem de grandeza.

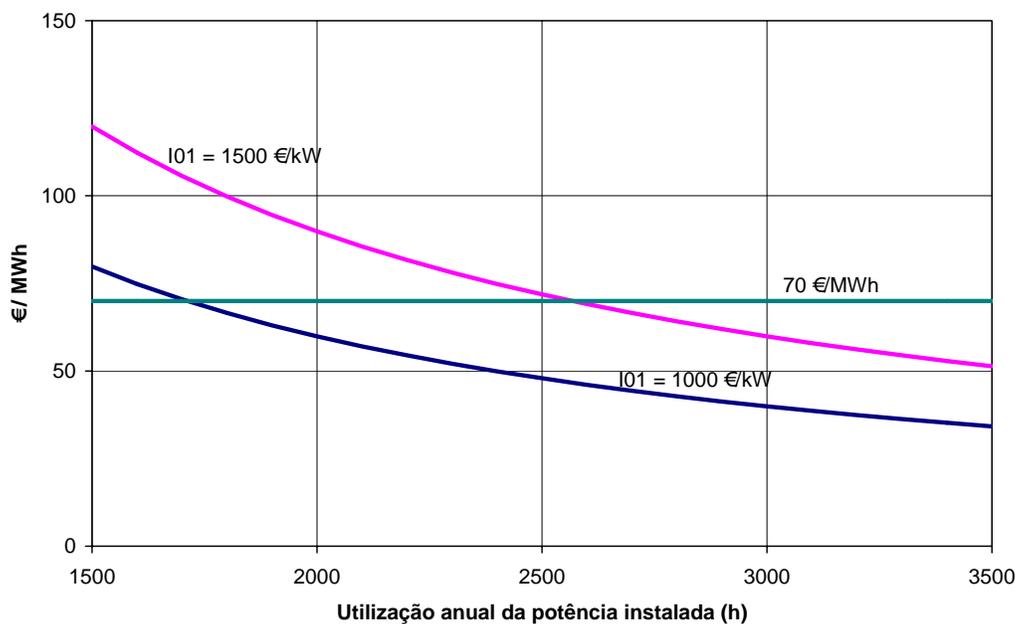


Figura 7: Custo médio anual actualizado do MWh; $a = 7\%$, $n = 15$ anos, $d_{om} = 1\%$.

1.6. AMBIENTE

Embora à energia eólica estejam associados benefícios ambientais significativos do ponto de vista da emissão de substâncias nocivas à atmosfera, existem outros aspectos ligados com a preservação do ambiente que não podem ser negligenciados. É indispensável que os projectos sejam adequadamente integrados na paisagem e desenvolvidos em colaboração com as comunidades locais, para manter o apoio da opinião pública a esta forma de energia.

O impacto visual das turbinas é uma questão de gosto pessoal: há quem considere que as turbinas se integram harmoniosamente na paisagem e quem considere a sua presença intrusiva. Vale a pena mencionar, contudo, que os postes que suportam as linhas de transporte de energia, e que existem um pouco por toda a parte, são, pelo menos, igualmente intrusivos.

O ruído produzido pelas turbinas é também apontado como argumento contra a penetração da energia eólica. Basicamente há dois tipos de ruído: mecânico, associado à caixa de velocidades e ao gerador e motores auxiliares, e aerodinâmico,

relacionado com o movimento das pás no ar. Embora existam no mercado turbinas de baixo ruído⁵, é inevitável a existência de um zumbido, principalmente a baixas velocidades do vento, uma vez que a altas velocidades do vento o ruído de fundo se sobrepõe ao ruído das turbinas.

Tanto a interferência electromagnética com sinais de sistemas de comunicações, como os efeitos sobre a vida animal, nomeadamente as aves migratórias, não são superiores aos de outras estruturas semelhantes, podendo ser evitados através da escolha criteriosa do local de instalação.

Por outro lado, o uso da terra não fica comprometido com a instalação de turbinas eólicas, uma vez que apenas uma pequena percentagem do espaço onde é instalado o parque eólico fica efectivamente ocupado.

⁵ Nos sistemas que operam a velocidade variável, o gerador é de baixa rotação e a caixa de velocidades é dispensada.

2. RECURSO EÓLICO

Os ventos são causados por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, devidas ao facto de a radiação solar recebida na terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares. A origem do vento é, portanto, a radiação solar.

Os ventos mais fortes, mais constantes e mais persistentes ocorrem em bandas situadas a cerca de 10 km da superfície da terra. Como não é possível colocar os conversores eólicos nessas zonas, o espaço de interesse encontra-se limitado a algumas dezenas de metros na atmosfera. A estas alturas, o vento é directamente afectado pela fricção na superfície, o que provoca uma diminuição na sua velocidade.

Uma avaliação correcta do potencial eólico com vista à produção de energia eléctrica tem de basear-se em medidas de vento efectuadas especificamente para esse efeito. Esta não era a situação à data da elaboração dos primeiros estudos. Na verdade, os registos existentes eram provenientes de estações meteorológicas, as quais estão associadas à medição de dados para a aviação, agricultura, previsão do tempo, mas não para avaliação do potencial. Acresce que estas estações não estão normalmente localizadas nos sítios mais favorecidos do ponto de vista eólico, pelo que a extrapolação dos registos meteorológicos conduziu à avaliação por defeito do recurso.

2.1. ATLAS DE VENTO

2.1.1. O Atlas Europeu de Vento

Na Europa, uma das primeiras acções com vista à correcção desta situação foi a publicação, em 1989, do *Atlas Europeu do Vento* [WindAtlas]. Os dados foram obtidos a partir de estações meteorológicas seleccionadas, sendo depois corrigidos, embora de forma grosseira, para ter em conta os efeitos da topografia, e, finalmente, extrapolados para outras áreas.

A Figura 8, retirada do Atlas Europeu do Vento, apresenta uma panorâmica geral do recurso eólico na Europa Ocidental, em termos da *velocidade média* (m/s) e da *densidade de potência* (W/m²) médias anuais, à altura de 50 metros.

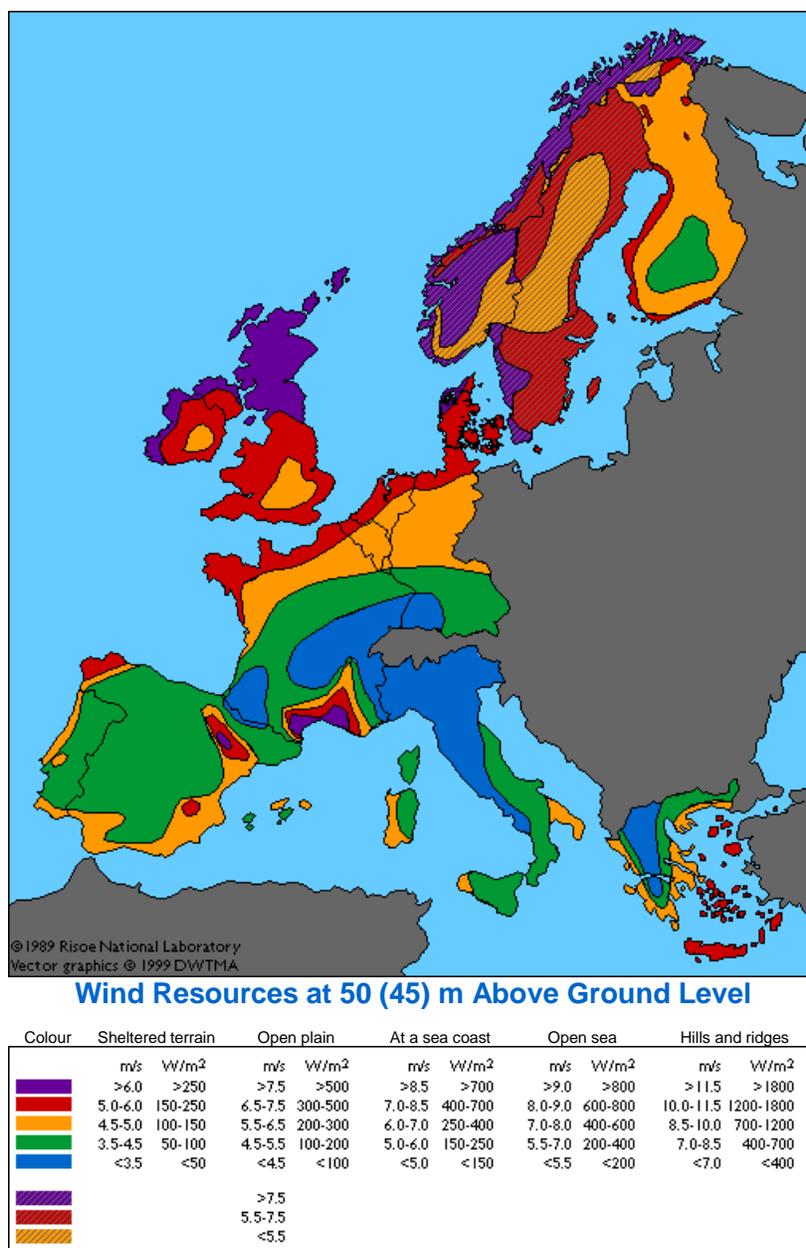


Figura 8: Atlas Europeu do Vento⁶ [WindAtlas].

⁶ Para a Noruega, Suécia e Finlândia os resultados referem-se a um estudo mais recente, tendo sido calculados para a altura de 45 m em terreno aberto.

Na Europa, as regiões mais ventosas estão localizadas no norte do Reino Unido e nas costas norte / oeste (roxo e vermelho), embora as condições topográficas locais afectem significativamente esta imagem geral⁷. Em geral, o norte de Itália e o sul de França não são favorecidos em termos do recurso eólico (azul).

A zona correspondente a Portugal Continental é praticamente toda do tipo D (verde), identificando-se apenas pequenas faixas costeiras do oeste e do sul como sendo do tipo C (laranja).

Apesar de todas as suas limitações, o Atlas Europeu de Vento representou um esforço importante para produzir um instrumento de trabalho válido de avaliação do potencial eólico com vista à produção de energia eléctrica.

2.1.2. O Atlas Europeu de Vento Offshore

O recurso eólico offshore está mapeado no *Atlas Europeu de Vento Offshore* [WindAtlas], representado na Figura 9.

Pode observar-se que o recurso mais significativo se encontra em redor das ilhas Britânicas, que pode atingir, a 100 m de altura, velocidades médias anuais superiores a 10 m/s. Isto explica o interesse manifestado pelo Reino Unido no aproveitamento deste tipo de energia eólica.

Em Portugal, o recurso eólico offshore apresenta valores intermédios, caracterizando-se a costa Portuguesa por velocidades médias do vento, a 100 m de altura, da ordem de 8 m/s. Estes valores são superiores às velocidades do vento registadas em terra.

⁷ Como exemplo regista-se o vento Mistral do sul de França e os ventos sazonais que caracterizam as ilhas Gregas.

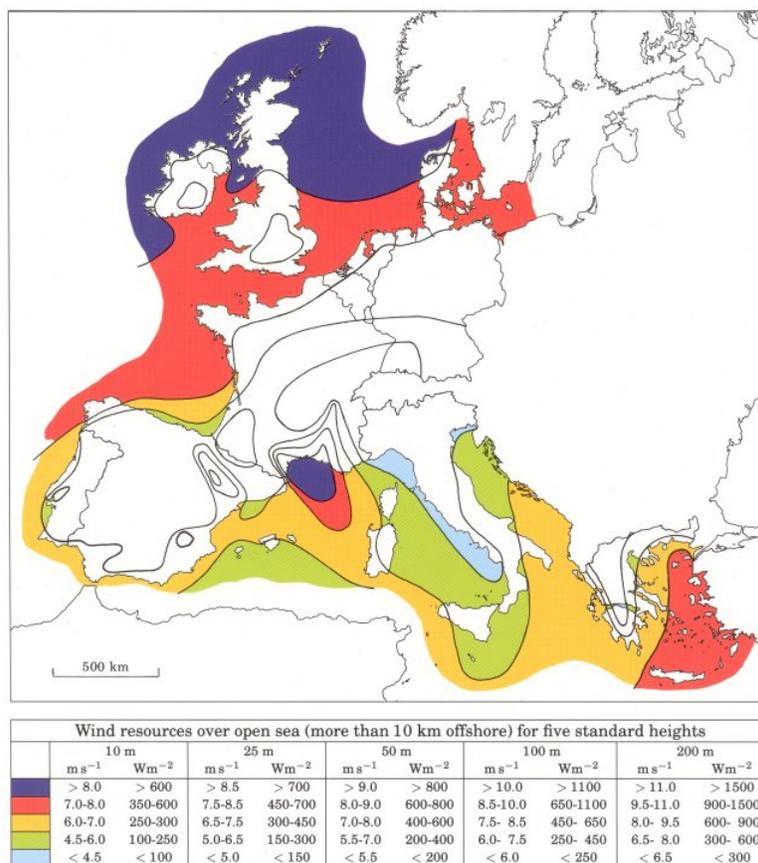


Figura 9: Atlas Europeu do Vento Offshore [WindAtlas].

2.1.3. O Atlas Português de Vento

Em Portugal várias instituições, designadamente o INETI – Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, dedicaram-se também à realização sistemática de medições da velocidade do vento. O INETI tem publicada uma versão muito completa do *Atlas Português de Vento* [INETI], de que se apresenta um exemplo na Figura 10.

As maiores velocidades médias anuais (6 a 6,5 m/s, a 60 m de altura) encontram-se junto ao litoral oeste, nomeadamente na zona centro, e em certas regiões do interior norte.

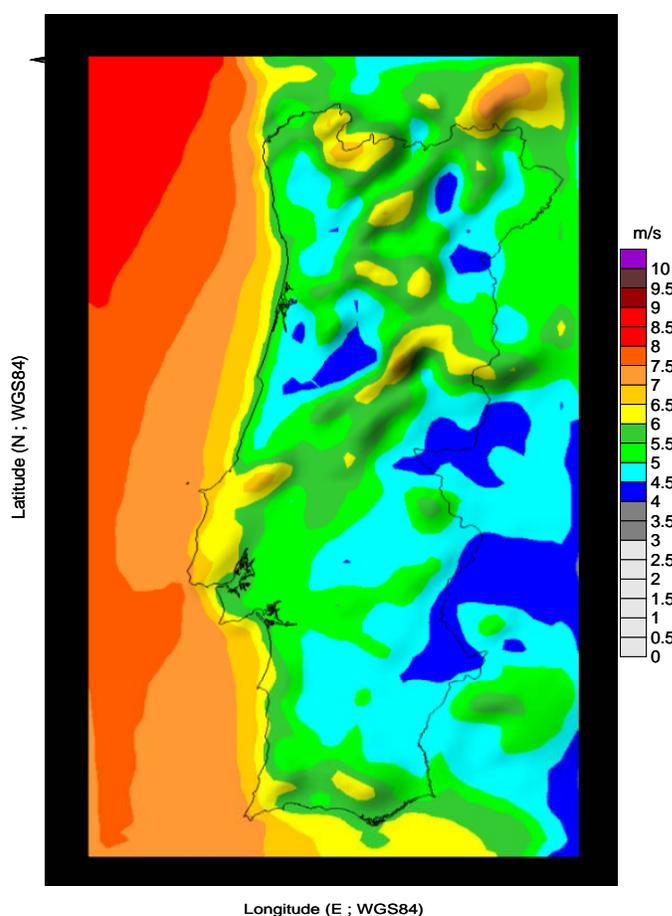


Fig.2 – Velocidade média horizontal a 60 m [m/s].
Ano ref. 1999, 9x9 km

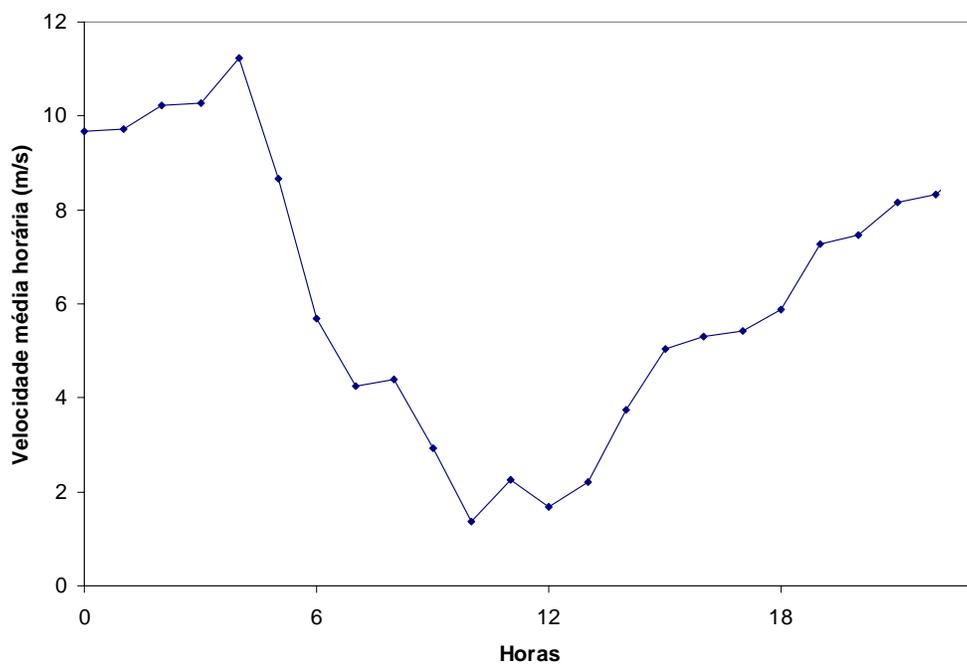
Figura 10: Atlas Português do Vento [Costa].

2.2. ESTRUTURA DO VENTO

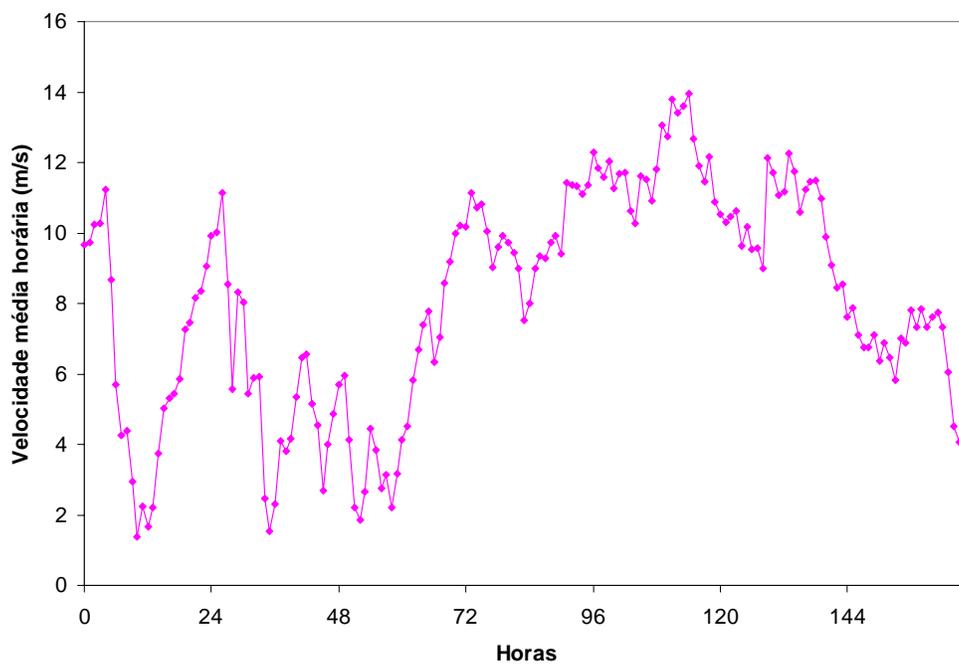
2.2.1. Variação no tempo

A velocidade e a direcção do vento estão constantemente a variar no tempo. Na Figura 11 mostra-se, a título exemplificativo, o registo gráfico das medições efectuadas por um anemómetro⁸, localizado na zona centro oeste de Portugal, no dia 1 de Agosto de 1997, na 1ª semana de Agosto de 1997 e em Agosto de 1997 (velocidades médias horárias).

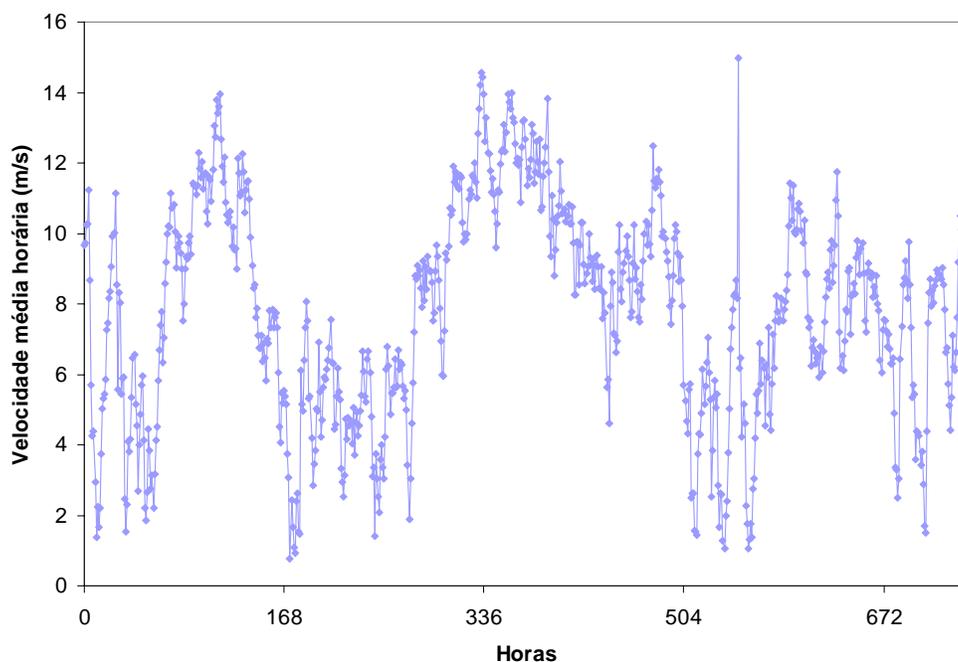
⁸ Aparelho destinado à medição da velocidade do vento.



a)



b)



c)

Figura 11: Exemplo do registo de um anemómetro: a) um dia; b) uma semana; c) um mês.

2.2.2. Representação espectral

O vento pode também ser descrito no domínio da frequência. A Figura 12 mostra um exemplo de uma *representação espectral* de vento, isto é, uma medida da energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento. A esta função, que é obtida a partir de um registo significativo (pelo menos, um ano) de medidas da velocidade do vento, dá-se o nome de *densidade espectral de energia*.

Embora, em rigor, o espectro de vento só seja válido para caracterizar a zona onde se efectuaram as medições, tem-se verificado que a sua forma geral se mantém constante.

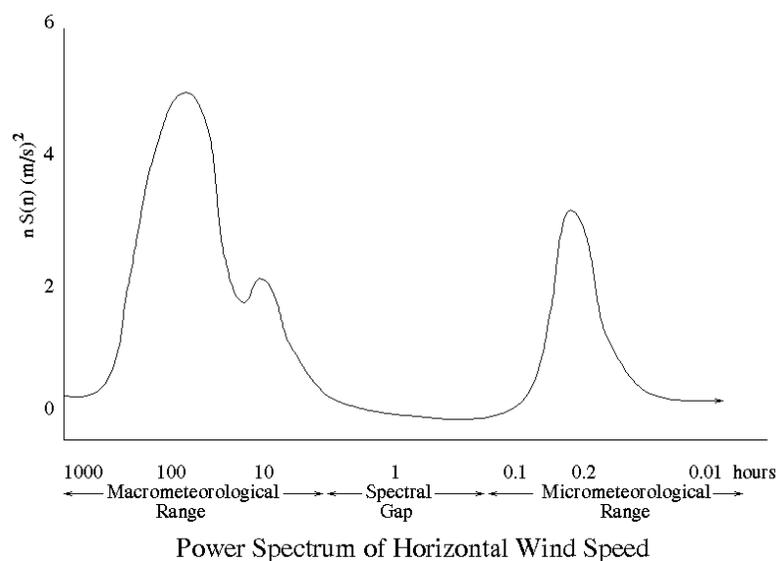


Figura 12: Densidade espectral de energia [DeMonfort].

A análise da Figura 12 revela a existência de dois picos de energia e de um vale, formando três zonas distintas:

- A *zona macrometeorológica*, associada a frequências baixas (correspondendo a períodos da ordem de alguns dias) e relacionada com o movimento de grandes massas de ar, do tipo depressões ou anti-ciclones.
- A *zona micrometeorológica*, associada a frequências mais elevadas (correspondendo a períodos da ordem de poucos segundos) e relacionada com a turbulência atmosférica.
- A *zona de vazio espectral*, associada a períodos compreendidos aproximadamente entre 10 minutos e 2 horas, e relacionada com zonas do espectro correspondentes a muito pouca energia.

A turbulência atmosférica afecta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direcção do vento; contudo, o seu impacto é bastante mais significativo ao nível dos esforços a que a turbina fica submetida, pelo que a turbulência é considerada um factor determinante no projecto de turbinas eólicas.

A variabilidade do vento significa que a potência eléctrica também é flutuante, embora numa gama de frequências mais estreita, pois a turbina funciona como um filtro passa-baixo. O carácter aleatório desta característica do vento obriga ao uso de processos que descrevam estatisticamente essa variação.

2.2.3. Um modelo do vento

A existência da zona de vazio espectral, contendo muito pouca energia associada, permite tratar separadamente as duas componentes características do vento, e encarar a turbulência como uma perturbação ao escoamento quase-estacionário caracterizado por uma velocidade média. Em termos matemáticos pode escrever-se que a função velocidade do vento $u(t)$ é:

$$u(t) = \bar{u} + u'(t) \quad \text{equação 1}$$

em \bar{u} é a *velocidade média* e $u'(t)$ é a *turbulência*.

A velocidade média é calculada com base num período que caia dentro do vazio espectral, tipicamente entre 20 minutos e 1 hora, e representa o regime quase-estacionário⁹ de energia disponível para a turbina. A turbulência também afecta a energia disponível, mas de forma indirecta, uma vez que a turbina não reage a flutuações rápidas na velocidade ou na direcção do vento.

A consideração apenas da velocidade média anual do vento num local mascara todas as variações, tanto as lentas como as rápidas. Como a potência depende do cubo da velocidade do vento¹⁰, esta simplificação pode afectar seriamente as estimativas da energia eléctrica produzida.

⁹ No sentido em que as variações são lentas, quando comparadas com as variações associadas à turbulência.

¹⁰ Ver Capítulo 3.

2.3. VENTO QUASE-ESTACIONÁRIO

Para o caso das variações lentas, o problema pode ser ultrapassado recorrendo a distribuições estatísticas, do tipo *densidade de probabilidade*, isto é, a probabilidade de a velocidade do vento ser igual a um determinado valor.

Para o efeito, o número de ocorrências de cada velocidade média horária é contado e expresso em função do número total de horas do período em análise, por forma a obter a descrição estatística do regime de ventos no local. Será desejável que o período em análise seja tão alargado quanto possível, idealmente três anos, no mínimo, de modo a incluir as variações registadas de ano para ano.

Os registos existentes são de velocidades médias horárias, isto é, um conjunto de valores discreto. Assim, a densidade de probabilidade representa, mais precisamente, a probabilidade de a velocidade do vento estar compreendida entre dois valores.

O problema está em definir a largura da faixa delimitada por esses valores. Se for demasiado apertada, poder-se-á correr o risco de pesar excessivamente velocidades do vento que ocorrem poucas vezes. Se for demasiado larga, é provável que não se contabilizem valores que têm um peso significativo na distribuição de velocidades. É costume encontrar na literatura especializada o valor de 1 m/s para a largura desta banda, designada habitualmente por *classe de vento*.

Na Figura 13 ilustra-se o gráfico de frequência de ocorrência de velocidades médias horárias do vento, obtido a partir dos registos de um anemómetro instalado na zona centro oeste de Portugal, durante o ano de 1997.

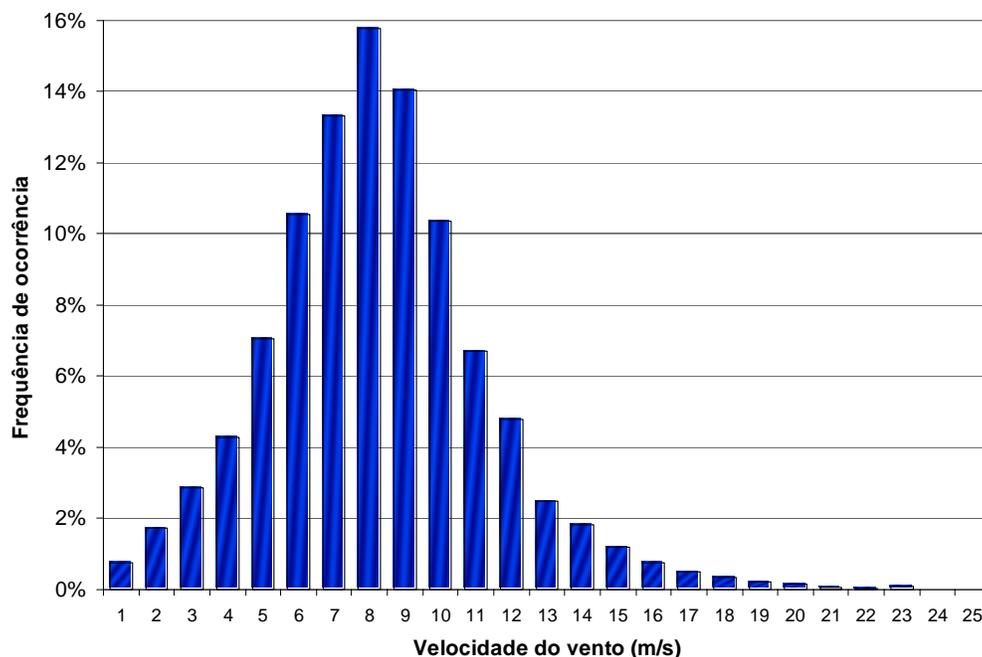


Figura 13: Frequência de ocorrência da velocidade do vento (%), obtida a partir de dados reais.

2.3.1. Distribuição de Weibull

Os registos da densidade de probabilidade ganham importância se puderem ser descritos por expressões analíticas. Têm sido sugeridas várias distribuições probabilísticas para descrever o regime de ventos, mas a distribuição de *Weibull* é normalmente considerada como a mais adequada. A expressão matemática da função densidade de probabilidade de Weibull – $f(\bar{u})$ – é:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{u}}{c} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left[\left(\frac{\bar{u}}{c} \right)^k \right] \right\} \quad \text{equação 2}$$

em que \bar{u} é a velocidade média do vento, c é um parâmetro de escala, com as dimensões de velocidade, e k é um parâmetro de forma, sem dimensões.

A velocidade média anual do vento u_{ma} calcula-se através de:

$$u_{ma} = \int_0^{\infty} \bar{u} f(\bar{u}) d\bar{u} \quad \text{equação 3}$$

Na prática têm-se distribuições discretas da velocidade média do vento em classes de 1 m/s, pelo que a velocidade média anual se calcula, de forma aproximada, por:

$$u_{ma} = \sum_{\bar{u}=0}^{\bar{u}_{max}} \bar{u} f(\bar{u}) \quad \text{equação 4}$$

A função *Gamma*¹¹ – Γ relaciona os parâmetros c e k da distribuição de Weibull com as características da velocidade do vento – média anual e variância, através das relações seguintes:

$$u_{ma} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad \text{equação 5}$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^2 \right] \quad \text{equação 6}$$

Exemplo EOL 1

Relacione as características da velocidade do vento – média anual e desvio padrão – com os parâmetros c e k da função densidade de probabilidade de Weibull. Para o efeito trace a função de Weibull e calcule a média anual e o desvio padrão da velocidade do vento para a) $c = 8$ m/s e $k_1 = 2$; $k_2 = 2,5$; $k_3 = 3$; b) $k = 2,3$ e $c_1 = 7$ m/s; $c_2 = 8$ m/s; $c_3 = 9$ m/s.

Resolução:

a)

A função densidade de probabilidade de Weibull pretendida está representada na Fig. A.

Aplicando a equação 5 e a equação 6, obtêm-se os valores da Tab. A.

Verifica-se que k influencia essencialmente o desvio padrão, sendo este parâmetro tomado habitualmente como uma medida da dispersão da velocidade do vento no local. Para o mesmo valor do parâmetro c , a velocidade média anual aumenta ligeiramente com k , aproximando-se do valor de c , mas o desvio padrão diminui acentuadamente. No limite, o gráfico apresentaria apenas um pico localizado em $u = 8$ m/s, o que significaria que a velocidade do vento seria sempre constante.

¹¹ A função *Gamma* pode ser obtida no Excel® através do comando EXP(GAMMALN(x)) e no Matlab® através de gamma(x).

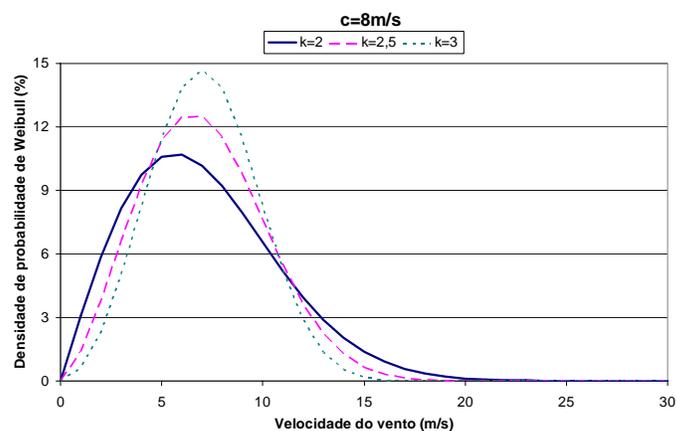


Fig. A: Função de Weibull ($c = 8 \text{ m/s}$ e $k_1 = 2$; $k_2 = 2,5$; $k_3 = 3$).

Tab. A: Função de Weibull – média anual e desvio padrão da velocidade do vento ($c = 8 \text{ m/s}$ e $k_1 = 2$; $k_2 = 2,5$; $k_3 = 3$).

c=8m/s	k		
	2	2,5	3
uma	7,09	7,10	7,14
σ	3,71	3,04	2,60

b)

A função densidade de probabilidade de Weibull pretendida está representada na Fig. B.

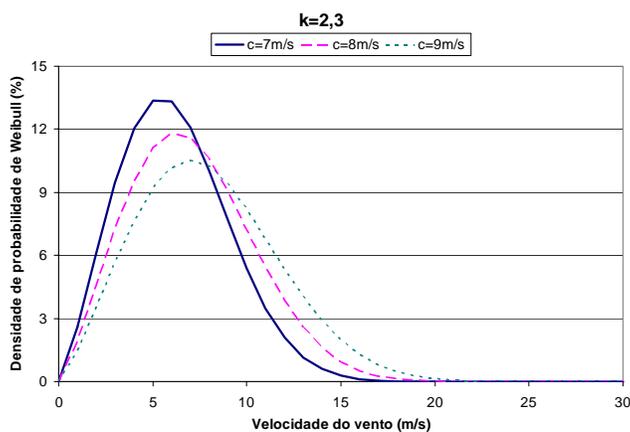


Fig. B: Função de Weibull ($k = 2,3$ e $c_1 = 7 \text{ m/s}$; $c_2 = 8 \text{ m/s}$; $c_3 = 9 \text{ m/s}$).

Aplicando a equação 5 e a equação 6, obtêm-se os valores da Tab. B.

Tab. B: Função de Weibull – média anual e desvio padrão da velocidade do vento
($k = 2,3$ e $c1 = 7$ m/s; $c2 = 8$ m/s; $c3 = 9$ m/s).

k=2,3	c		
	7m/s	8m/s	9m/s
uma	6,20	7,09	7,97
σ	2,86	3,27	3,68

Observa-se que a influência de c se estende principalmente à média anual, sendo este parâmetro tomado habitualmente como uma medida do “vento” disponível no local. No entanto, é aparente que o desvio padrão também aumenta com o parâmetro c , o que significa que quanto maior for o valor de c , mais larga é a banda de variação da velocidade do vento, diminuindo, por isso, a sua confiabilidade.

Um dos métodos mais utilizados para calcular os parâmetros k e c envolve uma regressão linear e é sumariamente apresentado a seguir.

A função, $F(x)$, *probabilidade acumulada* – probabilidade de uma variável aleatória x exceder o valor x_0 , é dada por.

$$F(x) = 1 - \int_{-\infty}^{x_0} f(x) dx \quad \text{equação 7}$$

de que decorre a relação:

$$f(x) = -\frac{dF(x)}{dx} \quad \text{equação 8}$$

A aplicação ao caso da distribuição de *Weibull* conduz para $F(\bar{u})$ à expressão:

$$F(\bar{u}) = \exp\left\{-\left[\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k\right]\right\} \quad \text{equação 9}$$

A equação 9 pode ser expressa como uma função linear do tipo:

$$Y = AX + B \quad \text{equação 10}$$

em que:

$$Y = \ln[-\ln(F(\bar{u}))]$$

$$X = \ln(\bar{u})$$

equação 11

Os parâmetros k e c estão relacionados com A e com B , através de:

$$k = A$$

$$c = \exp\left(-\frac{B}{A}\right)$$

equação 12

Exemplo EOL 2

Medições efectuadas num determinado local, conduziram à distribuição da velocidade média horária do vento (função densidade de probabilidade) indicada na tabela seguinte:

u (m/s)	f(u) (pu)	u (m/s)	f(u) (pu)
1	0,028	13	0,034
2	0,053	14	0,025
3	0,074	15	0,018
4	0,089	16	0,013
5	0,099	17	0,008
6	0,101	18	0,005
7	0,099	19	0,003
8	0,091	20	0,002
9	0,081	21	0,001
10	0,069	22	0,001
11	0,057	23	0,000
12	0,045	24	0,000
		25	0,000

Calcule: a) Os parâmetros k e c da função densidade de probabilidade de Weibull que aproxima os dados disponíveis; b) A velocidade média anual do vento.

Resolução:

a)

Em primeiro lugar, é necessário calcular a probabilidade acumulada $F(u)$, usando a equação 7. Para o efeito, pode recorrer-se, por exemplo, ao método de integração trapezoidal, de que se recorda a expressão geral:

$$F(t) = \int f(t) dt$$

$$F(t_0) = \frac{f(t_0)}{2}$$

$$F(t_i) = F(t_i - \Delta t) + \Delta t \frac{f(t_i - \Delta t) + f(t_i)}{2}$$

Os resultados obtidos para a probabilidade acumulada são apresentados na Tab. C.

Na Fig. C representa-se a função linearizada (Y,X) correspondente à equação 10. O declive da recta é $A = 1,93$ e a ordenada na origem é $B = -4,18$. Os parâmetros da função de Weibull são $k = 1,93$ e $c = 8,70$ m/s.

Tab. C: Probabilidade acumulada

u (m/s)	F(u) (pu)	u (m/s)	F(u) (pu)
1	0,986	13	0,097
2	0,946	14	0,068
3	0,883	15	0,046
4	0,801	16	0,031
5	0,707	17	0,020
6	0,607	18	0,013
7	0,507	19	0,009
8	0,412	20	0,006
9	0,326	21	0,004
10	0,251	22	0,004
11	0,188	23	0,003
12	0,137	24	0,003
		25	0,003

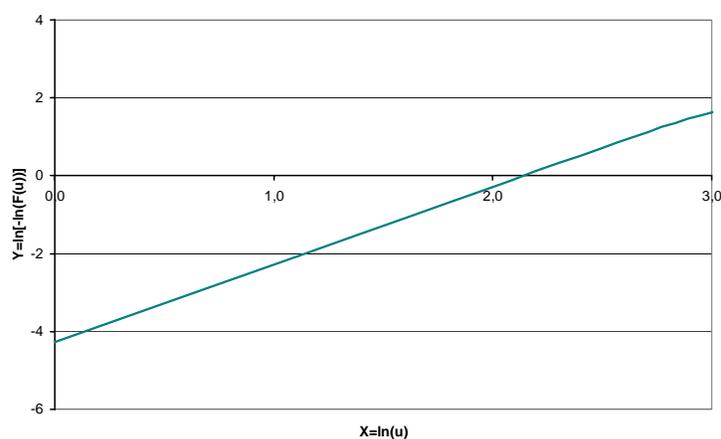


Fig. C: Representação da função linearizada (Y,X).

Pode observar-se que a função obtida não é linear, mas sim aproximadamente linear. Tal deve-se ao facto de se ter usado um passo de integração de 1 m/s, que é manifestamente elevado.

Esta é também a causa de os resultados obtidos para os parâmetros da função de Weibull constituírem uma aproximação dos “verdadeiros” parâmetros. Com efeito, a função densidade de probabilidade dada no enunciado foi construída a partir de uma função de Weibull caracterizada por $k = 2$ e $c = 8,46$ m/s. A velocidade média correspondente é $u_{ma} = 7,50$ m/s ($\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) = \sqrt{\frac{\pi}{4}} = 0,8862$).

b)

A velocidade média anual estimada é $u_{ma} = 7,72$ m/s ($\Gamma(1 + 1/1,93) = 0,8869$).

Para $k = 2$ a distribuição de Weibull reduz-se à distribuição uni-paramétrica de *Rayleigh*:

$$f(\bar{u}) = \frac{\pi}{2} \frac{\bar{u}}{u_{ma}^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{\bar{u}}{u_{ma}} \right)^2 \right] \quad \text{equação 13}$$

em que u_{ma} é a velocidade média anual.

Uma aplicação útil da distribuição de Rayleigh ocorre na fase em que não se dispõem de dados experimentais e se pretende caracterizar sumariamente um local, unicamente a partir da velocidade média anual.

Exemplo EOL 3

Obtenha as expressões analíticas das funções densidade de probabilidade e probabilidade acumulada de Weibull com $k = 2$.

Resolução:

De acordo com a equação 5, para $k = 2$, tem-se:

$$c = \frac{u_{ma}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right)} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} u_{ma}$$

e substituindo na equação 2, obtém-se:

$$\begin{aligned} f(\bar{u}) &= \frac{\sqrt{\pi}}{u_{ma}} \frac{\bar{u} \sqrt{\pi}}{2u_{ma}} \exp \left\{ - \left[\left(\frac{\bar{u} \sqrt{\pi}}{2u_{ma}} \right)^2 \right] \right\} \\ &= \frac{\pi}{2} \frac{\bar{u}}{u_{ma}^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{\bar{u}}{u_{ma}} \right)^2 \right] \end{aligned}$$

que corresponde à função densidade de probabilidade de Rayleigh (equação 13).

A função probabilidade acumulada obtém-se a partir da equação 9:

$$F(\bar{u}) = \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{\bar{u}}{u_{ma}} \right)^2 \right]$$

designada por função probabilidade acumulada de Rayleigh.

2.3.2. Lei de Prandtl

O atrito entre a superfície terrestre e o vento tem como consequência um retardamento deste último. As camadas mais baixas de ar retardam as que lhe estão por cima, resultando numa variação da velocidade média do vento com a altura

ao solo. O efeito da força de atrito vai-se desvanecendo até praticamente se anular a uma altura de aproximadamente 2.000 metros.

No solo, a condição fronteira obriga a que a velocidade do escoamento seja nula. A esta zona da atmosfera caracterizada pela variação da velocidade do vento com a altura chama-se camada limite atmosférica; acima desta zona diz-se que a atmosfera é livre.

A região da camada limite atmosférica que se estende até uma altura de cerca de 100 metros – a chamada *camada superficial*¹² – é a zona de interesse para as turbinas eólicas. Nesta zona, a topografia do terreno e a rugosidade do solo condicionam fortemente o perfil de velocidades do vento, que pode ser adequadamente representado pela lei logarítmica de *Prandtl*:

$$\bar{u}(z) = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad \text{equação 14}$$

em que $\bar{u}(z)$ é a velocidade média do vento à altura z , u_* é a chamada *velocidade de atrito*, k é a constante de *Von Karman* (cujo valor é 0,4), e z_0 é o que se define por *comprimento característico da rugosidade do solo*.

A velocidade de atrito, que varia com a rugosidade do solo, com a velocidade do vento e com forças que se desenvolvem na atmosfera, é difícil de calcular. Para obviar a esta dificuldade, e porque o uso habitual da equação 14 é a extrapolação para alturas diferentes de dados medidos a uma altura de referência, usa-se, na prática, a equação 15:

$$\frac{\bar{u}(z)}{\bar{u}(z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad \text{equação 15}$$

¹² Também chamada camada logarítmica.

em que $\bar{u}(z_R)$ é a velocidade média à altura de referência z_R . A Tabela 1 mostra valores típicos para o comprimento característico da rugosidade do solo – z_0 .

Tabela 1: Valores típicos de z_0 [Hassan].

Tipo de terreno	z_0 (m) min.	z_0 (m) Max.
Lama / gelo	10^{-5}	$3 \cdot 10^{-5}$
Mar calmo	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
Areia	$2 \cdot 10^{-4}$	10^{-3}
Neve	10^{-3}	$6 \cdot 10^{-3}$
Campo de cereais	10^{-3}	10^{-2}
Relva baixa / estepes	10^{-2}	$4 \cdot 10^{-2}$
Descampados	$2 \cdot 10^{-2}$	$3 \cdot 10^{-2}$
Relva alta	$4 \cdot 10^{-2}$	10^{-1}
Terreno com árvores	10^{-1}	$3 \cdot 10^{-1}$
Floresta	10^{-1}	1
Povoação dos subúrbios	1	2
Centro da cidade	1	4

No *Atlas Europeu de Vento* a abordagem seguida para a contabilização da rugosidade do terreno foi ligeiramente diferente, tendo-se optado por dividir os diferentes tipos de terrenos em classes características. No Anexo 3 mostra-se a tabela utilizada.

O valor de z_0 pode variar com a direcção do vento e, também, entre os meses de verão e de inverno; isso deve ser tomado em consideração quando se analisam as características de um local. De um modo geral, deve ter-se em atenção que a equação 15 se aplica para terrenos planos e homogéneos, não incluindo o efeito da topografia, de obstáculos e modificações na rugosidade, pelo que a sua aplicação deve ser feita de modo criterioso.

Exemplo EOL 4

Num determinado local, mediu-se a velocidade média do vento de 10 m/s à altura de 10 m.

Obtenha a variação da velocidade média do vento em função da altura, para os seguintes valores do comprimento característico da rugosidade do solo: $z_0 = 10^{-2}$ m (relva baixa); $z_0 = 5 \cdot 10^{-2}$ m (relva alta); $z_0 = 10^{-1}$ m (terreno com árvores).

Resolução:

Tomando $z_R = 10$ m e $u(z_R) = 10$ m/s e substituindo valores na equação 15, obtêm-se os valores que permitem construir a Fig. D.

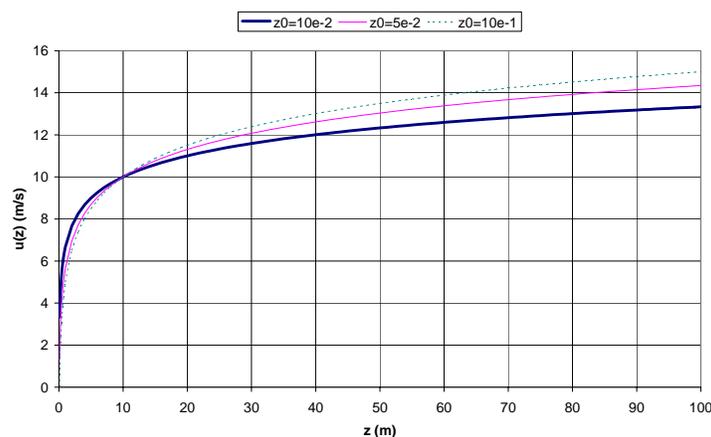


Fig. D: Velocidade média em função da altura; $z_0=10^{-2}$ m; $z_0=5 \cdot 10^{-2}$ m; $z_0=10^{-1}$ m; $z_R=10$ m; $u(z_R)=10$ m/s.

Esta característica da velocidade do vento é importante para o projecto das turbinas eólicas. Por exemplo, para $z_0 = 5 \cdot 10^{-2}$ m, considerando uma turbina típica de 1.000 kW com uma torre de cerca de 60 m de altura e um rotor com 60 m de diâmetro, pode verificar-se que quando a ponta da pá está na posição superior a velocidade média do vento é 14,1 m/s, enquanto que quando está na posição inferior é 12,1 m/s.

2.4. VENTO TURBULENTO

A questão da turbulência é mais difícil de ser analisada. A turbulência atmosférica é uma característica do escoamento e não do fluido. Uma tentativa de visualização da turbulência consiste em imaginar uma série de turbilhões tridimensionais, de diferentes tamanhos, a serem transportados ao longo do escoamento médio. A Figura 14 pode auxiliar a esta visualização.

A turbulência é completamente irregular e não pode ser descrita de uma maneira determinística, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas. Repare-se que o

interesse da turbulência não é esotérico. A componente flutuante do vento pode conter energia significativa em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica, pelo que, pelo menos, há que ter em atenção que os esforços a que a turbina fica submetida irão reduzir a sua vida útil.

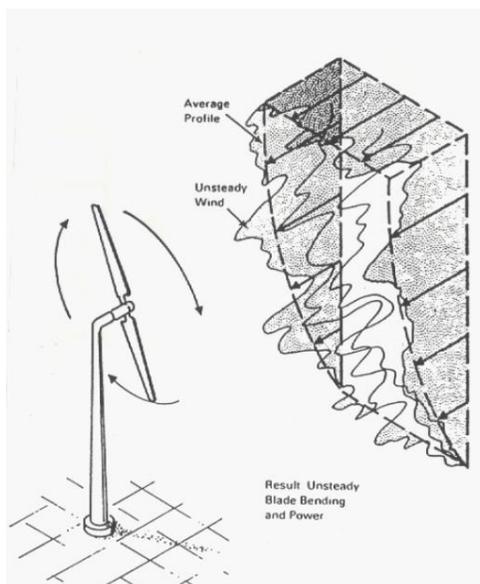


Figura 14: Turbulência do vento [Cranfield].

Uma vez que a turbulência é um fenómeno inerente ao escoamento, não é possível erradicá-lo: a solução é considerar a turbulência como um elemento determinante no projecto das turbinas eólicas.

Na turbulência representam-se os desvios da velocidade instantânea do vento – $u(t)$ – em relação à velocidade média do regime quase-estacionário – \bar{u} .

Uma medida da turbulência é dada pela variância – σ_u^2 –:

$$\sigma_u^2 = \overline{u'^2} = \frac{1}{T} \int_{t_0 - T/2}^{t_0 + T/2} [u(t) - \bar{u}]^2 dt \quad \text{equação 16}$$

definindo-se *intensidade da turbulência* – I_u – como:

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \quad \text{equação 17}$$

Como a variância varia mais lentamente com a altura do que a velocidade média, resulta que a intensidade da turbulência normalmente decresce com a altura. Experiências realizadas revelaram que a relação $\sigma_u \approx 2,5u_*$ (recorda-se que u_* é a velocidade de atrito) se verifica na camada superficial, o que permite escrever (ver equação 14):

$$I_u(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad \text{equação 18}$$

Exemplo EOL 5

Obtenha a variação da intensidade da turbulência em função da altura, para os seguintes valores do comprimento característico da rugosidade do solo: $z_0 = 10^{-2}$ m (relva baixa); $z_0 = 5 \cdot 10^{-2}$ m (relva alta); $z_0 = 10^{-1}$ m (terreno com árvores).

Resolução:

Usando a equação 18 obtêm-se as curvas da Fig. E parametrizadas em função de z_0 .

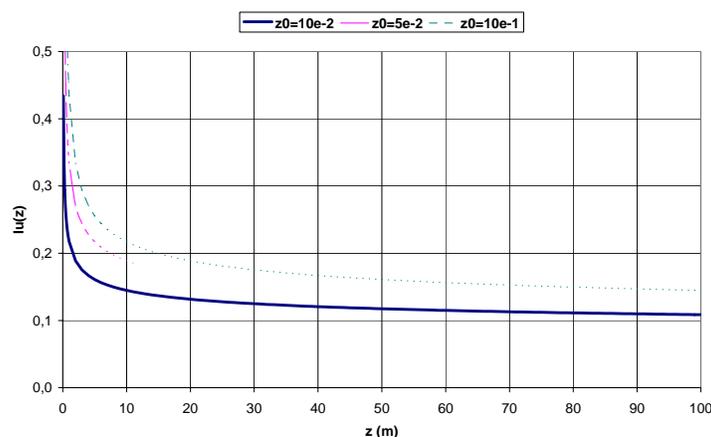


Fig. E: Intensidade da turbulência em função da altura; $z_0 = 10^{-2}$ m; $z_0 = 5 \cdot 10^{-2}$ m; $z_0 = 10^{-1}$ m.

Pode verificar-se que a intensidade da turbulência diminui com o comprimento característico da rugosidade do solo, isto é, quanto mais livre de obstáculos for o terreno, menor será a turbulência.

O projecto de turbinas eólicas necessita de informação mais completa sobre a turbulência do que aquela que foi apresentada.

Normalmente, elabora-se o espectro de energia do vento a partir das medidas efectuadas ao longo do tempo. A vantagem do espectro é que a informação é imediatamente disponibilizada no domínio da frequência. As frequências associadas a um nível superior de energia são imediatamente identificadas, pelo que a turbina pode ser projectada de maneira a evitar que as mesmas sejam reproduzidas nos seus modos oscilatórios próprios.

O efeito do vento e da turbulência nas estruturas é um assunto que, hoje em dia, já é bem dominado, permitindo projectar turbinas de forma segura, mesmo em condições extremas de vento.

2.5. CARACTERÍSTICAS ESPECIAIS DO VENTO

O vento é, como vimos, um escoamento com características especiais. Estas características têm de ser devidamente contabilizadas quando se pretende instalar um aproveitamento de energia eólica.

2.5.1. Obstáculos

Os obstáculos – edifícios, árvores, formações rochosas – têm uma influência significativa na diminuição da velocidade do vento, e são fontes de turbulência na sua vizinhança. A Figura 15 mostra o modo como o escoamento é afectado na área envolvente do obstáculo, podendo verificar-se que a zona turbulenta se pode estender até cerca de três vezes a altura do obstáculo, sendo mais intensa na parte de trás do que na parte da frente do obstáculo.

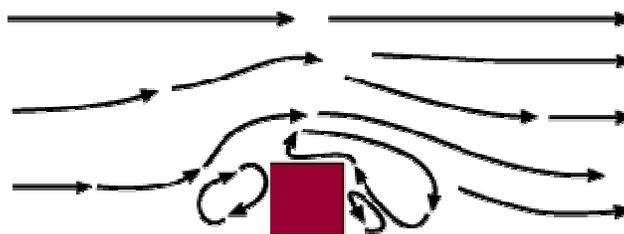


Figura 15: Escoamento na zona envolvente de um obstáculo [DanishAssoc].

A redução na velocidade do vento depende das dimensões e da *porosidade* do obstáculo. Porosidade define-se através da equação 19:

$$p = 1 - \frac{A_T}{A_{ef}} \quad \text{equação 19}$$

em que A_T é a área total ocupada pelo objecto e A_{ef} é a sua área efectiva. Por exemplo, um edifício tem porosidade nula; a porosidade das árvores varia entre o verão e o inverno de acordo com a quantidade de folhas.

Sempre que os obstáculos se encontrem a menos de 1 km medido segundo uma das direcções predominantes, eles terão de ser tidos em conta no projecto de instalação de turbinas.

2.5.2. Efeito de esteira

Outro aspecto a considerar é o chamado *efeito de esteira*. Uma vez que uma turbina eólica produz energia mecânica a partir da energia do vento incidente, o vento que “sai” da turbina tem um conteúdo energético muito inferior ao do vento que “entrou” na turbina. De facto, na parte de trás da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento e com velocidade reduzida relativamente ao vento incidente. A Figura 16 foi obtida injectando fumo branco no ar que passa através da turbina para mostrar a situação que se descreveu.



Figura 16: Efeito de esteira [DanishAssoc].

É por esta razão que a colocação das turbinas dentro de um parque eólico tem de ser efectuada de modo criterioso (Figura 17). É habitual espaçar as turbinas de uma distância entre cinco e nove diâmetros na direcção preferencial do vento e entre três e cinco diâmetros na direcção perpendicular. Mesmo tomando estas medidas, a experiência mostra que a energia perdida devido ao efeito de esteira é de cerca de 5%.

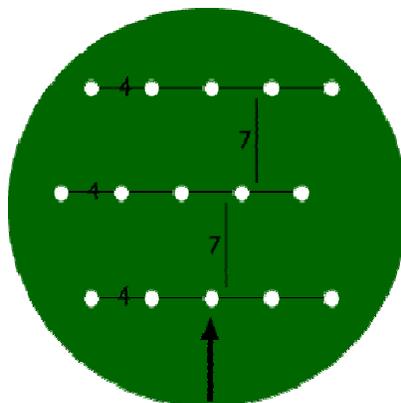


Figura 17: Colocação das turbinas num parque eólico [DanishAssoc].

2.5.3. Vento no mar

O vento apresenta condições particulares no mar (*offshore*). O facto de, em geral, a rugosidade do mar apresentar valores baixos, faz com que a variação da velocidade do vento com a altura seja pequena, e, portanto, a necessidade de haver torres elevadas não seja premente. Por outro lado, o vento no mar é, normalmente, menos turbulento do que em terra, o que faz esperar uma vida útil mais longa para as turbinas.

A experiência de parques eólicos em operação no mar da Dinamarca revela que o efeito dos obstáculos em terra, mesmo para distâncias superiores a 20 km, parece ser superior ao inicialmente previsto. Por outro lado, os resultados obtidos até ao momento indicam que o recurso eólico no mar poderá ser superior às estimativas disponíveis em cerca de 5 a 10%.

2.6. CARACTERIZAÇÃO DE UM LOCAL

2.6.1. Identificação de locais potenciais

A potência disponível no vento aumenta com o cubo da velocidade do vento, pelo que a implantação das turbinas em locais com ventos fortes e persistentes é um factor determinante no sucesso económico da operação.

A primeira etapa na escolha de locais potenciais consiste em aplicar algumas regras do senso comum:

- Os topos das montanhas são, em geral, locais muito ventosos.
- Os planaltos e as planícies elevadas podem ser locais com bastante vento, assim como as zonas costeiras.
- Os vales são normalmente locais com menos vento, embora, por vezes, possam ocorrer efeitos de concentração local.

Os locais potencialmente interessantes podem ser identificados usando mapas adequados (cartas militares, por exemplo), e a sua escolha complementada com visitas aos locais. Se estiverem disponíveis mapas de isoventos (linhas de igual velocidade média anual do vento) eles devem ser usados para fazer uma primeira estimativa (grosseira) do recurso eólico. Contudo, é indispensável uma caracterização detalhada do sítio recorrendo a dados obtidos a partir de medições efectuadas no local escolhido.

2.6.2. Medição do vento

Idealmente, a caracterização do recurso eólico num local deve ser feita com base em medições realizadas em vários pontos da zona envolvente e ao longo de um número significativo de anos. Na prática, a falta de tempo e de recursos financeiros leva a que as decisões sejam muitas vezes baseadas num único registo medido ao longo de apenas um ano.

A medição do vento é feita com instrumentação específica: *anemómetros* e *sensores de direcção*. É essencial que a instrumentação esteja bem exposta a todas as direcções do vento, isto é, os obstáculos devem estar situados a uma distância de, pelo menos, dez vezes a sua altura.

A Figura 18 ilustra o tipo de anemómetro mais difundido, o chamado anemómetro de copos, e um sensor de direcção.

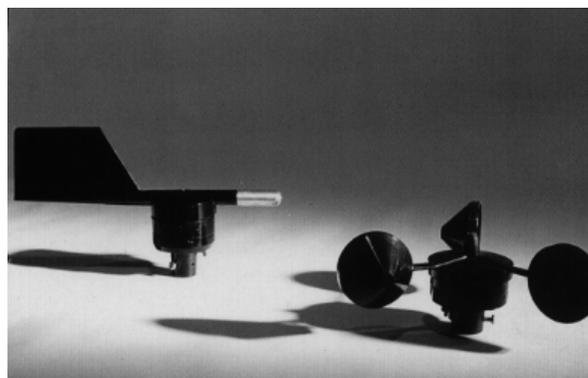


Figura 18: Sensor de direcção (esquerda) e anemómetro de copos (à direita) [DeMonfort].

A principal desvantagem do anemómetro de copos reside no facto de a sua constante de tempo ser inversamente proporcional à velocidade do vento, isto é, aceleram mais rapidamente do que desaceleram.

A medição do vento deve ser efectuada a uma altura próxima da altura a que vai ficar o cubo do rotor da turbina. Por forma a permitir correlacionar os dados do local com os registos existentes em estações meteorológicas próximas, ou para estimar o comprimento característico da rugosidade do solo – z_0 –, é desejável uma medida adicional à altura normalizada de 10 metros.

A frequência de amostragem depende do uso que vai ser feito dos dados. Tipicamente usam-se frequências da ordem das décimas ou unidades de Hertz, e as médias horárias são feitas com base em médias em intervalos de 10 minutos.

Para recolher dados relativos à turbulência é necessário outro tipo de anemómetro mais sofisticado (e mais caro), designado por *anemómetro sónico* e ilustrado na Figura 19.

Os anemómetros sónicos dão informação simultânea sobre a velocidade e direcção. Como os dados têm de ser amostrados a uma frequência mais elevada, cerca de 50 Hz, os sistemas de armazenamento atingem rapidamente a sua capacidade máxima, pelo que a gravação destes dados não pode ser efectuada de forma contínua.



Figura 19: Anemómetro sónico [DeMonfort].

A velocidade de rotação dos anemómetros (de copos e sónicos) é proporcional à velocidade do vento, sendo medida através de uma tensão variável. A calibração dos anemómetros deve ser efectuada num túnel de vento, antes da sua instalação no sítio; para utilizações durante períodos longos, é prudente proceder, periodicamente, à sua recalibração no local usando um anemómetro de referência.

Os sensores de direcção fornecem uma tensão proporcional à direcção. Tipicamente, a tensão máxima é obtida para a direcção do norte relativo ao corpo do instrumento, pelo que o sensor tem de ser adequadamente orientado.

Os sinais enviados pelos instrumentos de medida são recolhidos por um sistema de aquisição de dados (Figura 20) e armazenados localmente ou transferidos remotamente, por linha telefónica.



Figura 20: Sistema de aquisição de dados [DanishAssoc].

Como o sistema de aquisição de dados fica, muitas vezes, instalado ao ar livre é necessário que possua uma boa capacidade de isolamento, particularmente no que diz respeito à chuva. Esta questão é muito importante, uma vez que o ambiente em sítios com boas condições de vento é normalmente hostil.

2.6.3. Representação do perfil de ventos

Os resultados das medições da velocidade média e da direcção do vento podem ser registados em tabelas ou gráficos de frequências. Também é usual obter a conhecida *rosa-dos-ventos*, de que se mostram dois exemplos na Figura 21.

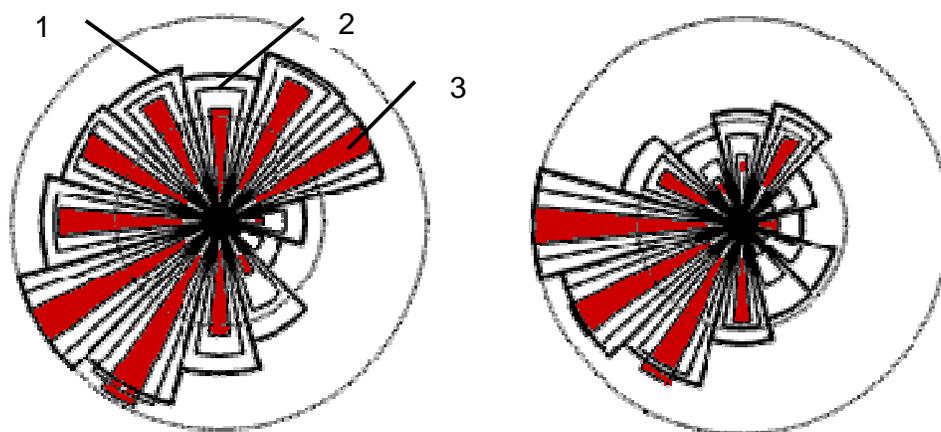


Figura 21: Rosa-dos-ventos de Brest (à esquerda) e de Caen (à direita), em França [DanishAssoc].

A rosa-dos-ventos apresentada à esquerda na Figura 21 refere-se à região de Brest, na costa atlântica francesa, e está dividida em 12 sectores de 30°. A medida 1 é proporcional à frequência relativa com que o vento sopra naquela direcção.

A medida 2 indica a contribuição relativa da direcção correspondente para a velocidade média do vento. Finalmente, a medida 3 mostra a contribuição relativa daquela direcção para a média do cubo da velocidade do vento.

As rosas-dos-ventos variam de lugar para lugar. Veja-se, por exemplo, o caso da rosa-dos-ventos de *Caen*, a 150 km a norte de *Brest*, representada na Figura 21, à direita. Pode verificar-se que a quase totalidade do vento vem de oeste e de sudoeste.

A caracterização de um local em termos da velocidade do vento por direcção é importante para a orientação inicial das turbinas em relação ao vento; a frequência de ocorrência de cada velocidade do vento (ver Figura 13) tem aplicação nos cálculos energéticos.

A partir dos dados reais pode encontrar-se a distribuição de Weibull que melhor se ajusta, permitindo descrever o perfil de ventos através de uma expressão analítica, o que pode ter interesse. Naturalmente que dispondo de dados reais fiáveis, a utilidade das distribuições analíticas é limitada.

Se os dados disponíveis dizem respeito apenas a um ano, é preciso saber se esse ano é representativo, isto é, se não foi especialmente ventoso ou calmo. A forma garantida de ultrapassar esta dúvida é continuar a medir por mais anos. Como esta não é a solução prática, os dados disponíveis devem ser comparados com dados meteorológicos obtidos em estações próximas, de modo a tentar estabelecer correlações e estender, assim, a representatividade a um número significativo de anos.

2.6.4. Modelos físicos e modelos numéricos

Quando se pretende estudar simultaneamente vários locais, ou um só local disperso por uma área considerável, o recurso a modelos, físicos e/ou numéricos, é uma prática habitual.

É importante realçar, desde já, que os modelos não substituem as campanhas de medição de vento, antes a complementam, permitindo efectuar, com base nas medidas, extrapolações sobre o comportamento de locais não experimentados.

Os modelos físicos da topografia do terreno são realizados à escala e colocados num túnel de vento, onde se reproduzem condições de vento com padrões de comportamento semelhantes às do local. A realização destes ensaios permite caracterizar o vento em diversos sítios e a diferentes alturas, identificando problemas relacionados com o escoamento em terreno complexo e com a turbulência. Esta técnica permite obter resultados em algumas semanas, embora a construção dos modelos e a utilização do túnel sejam actividades dispendiosas.

O desenvolvimento verificado nos computadores tornou possível a opção de recorrer a modelos numéricos para analisar o vento num local. Para utilizar estes modelos é apenas necessário dispor dos dados meteorológicos habitualmente disponíveis ou dados reais recolhidos num curto espaço de tempo. Deste modo, podem ser investigadas várias possibilidades numa fracção do tempo que seria necessário para efectuar uma campanha de medições completa no local.

O modelo numérico mais usado na Europa é o WAsP – *Wind Atlas Analysis and Application Programme*¹³ que foi desenvolvido na altura da elaboração do *Atlas Europeu do Vento*.

O regime de ventos num local é estimado a partir de dados existentes para um sítio de referência, normalmente registos meteorológicos disponíveis num período alargado de tempo. Os dados de referência são filtrados para remover a influência da rugosidade, dos obstáculos e da topografia do terreno, e, assim, obter o escoamento livre característico da área. Posteriormente, são adicionados os efeitos locais do terreno e a correcção para a altura do cubo das pás do rotor da turbina, para chegar a uma projecção do regime de ventos no local desejado.

¹³ Consultar <http://www.wasp.dk>.

Um primeiro comentário que ocorre relativamente a este modelo é que a estação de referência e o local em análise têm que estar suficientemente próximos de modo a experimentarem regimes de vento análogos.

Por forma a validar o modelo WAsP têm sido realizados vários estudos de comparação entre resultados teóricos previstos com o modelo e resultados experimentais obtidos por medição. A principal conclusão é que o modelo apresenta projecções aceitáveis em terrenos planos ou pouco inclinados; grandes elevações ou terrenos complexos, onde a dinâmica do escoamento é crucial, não são adequadamente descritos com o WAsP, uma vez que as previsões são demasiadamente grosseiras para serem aceitáveis.

3. ENERGIA ELÉCTRICA PRODUTÍVEL

3.1. POTÊNCIA EÓLICA

Uma condição necessária para a apropriação da energia contida no vento é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento. As turbinas modernas são projectadas para atingirem a potência máxima para velocidades do vento da ordem de 10 a 15 m/s.

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante u (m/s). Na unidade de tempo, aquela coluna de ar, ao atravessar a secção plana transversal A (m²) do rotor da turbina, desloca uma massa ρAu (kg/s), em que ρ é a massa específica do ar ($\rho = 1,225$ kg/m³, em condições de pressão e temperatura normais – ver Anexo 2).

A potência disponível no vento (W) é, então, proporcional ao cubo da velocidade do vento:

$$P_{\text{disp}} = \frac{1}{2}(\rho Au)u^2 = \frac{1}{2}\rho Au^3 \quad \text{equação 20}$$

A equação 20 revela que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento: quando esta duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área varrida pelas pás da turbina, o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5%. Tudo isto explica a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas no sucesso económico dos projectos de energia eólica.

A informação sobre o recurso eólico de um local independentemente das características das turbinas a instalar, pode ser apresentada em termos da densidade de potência disponível no vento (W/m²), isto é, potência por unidade de área varrida pelas pás da turbina (Figura 22).

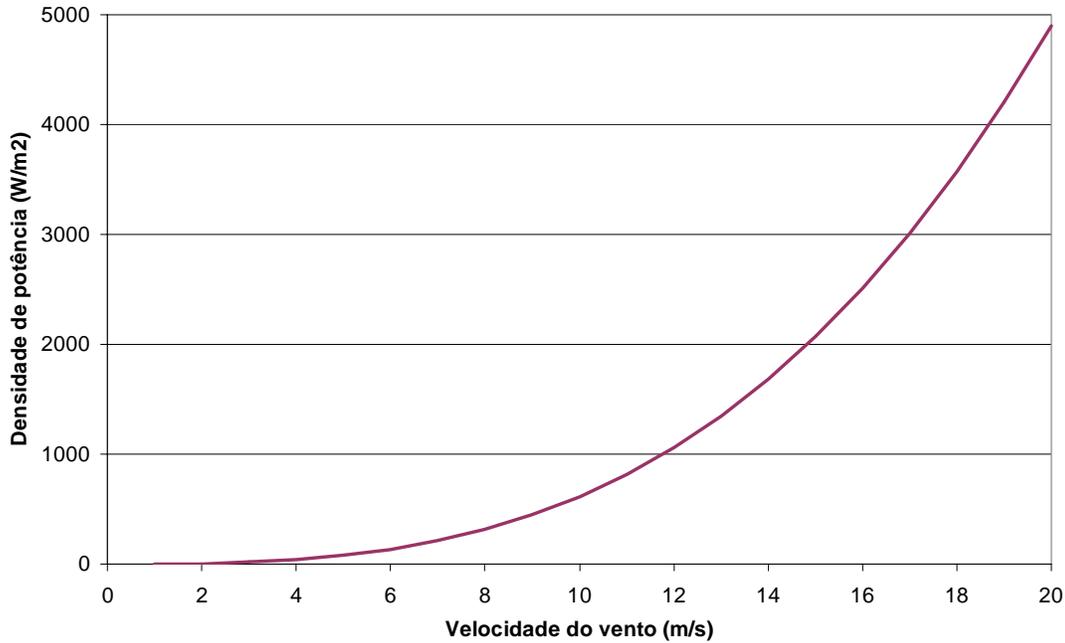


Figura 22: Densidade de potência disponível no vento.

3.1.1. Coeficiente de potência – C_p

A equação 20 indica a potência disponível no vento na ausência de turbina. Esta potência não pode ser integralmente convertida em potência mecânica no veio da turbina, uma vez que o ar, depois de atravessar o plano das pás, tem de sair com velocidade não nula. A aplicação de conceitos da mecânica de fluídos permite demonstrar a existência de um máximo teórico para o rendimento da conversão eolo-mecânica: o seu valor é $\frac{16}{27} \cong 59,3\%$, e é conhecido por *Limite de Betz*.

Assumindo que a velocidade média do vento através do rotor de uma turbina é a média das velocidades, u_1 , antes da turbina, e da velocidade, u_2 , depois da passagem pela turbina, a massa de ar através da secção plana do rotor da turbina, na unidade de tempo, é:

$$m_r = \rho A \frac{u_1 + u_2}{2} \quad \text{equação 21}$$

A potência extraída do vento pelo rotor da turbina, P_r , é, portanto, proporcional à diferença dos quadrados das velocidades u_1 e u_2 :

$$\begin{aligned} P_r &= \frac{1}{2} \rho A \frac{u_1 + u_2}{2} (u_1^2 - u_2^2) = \\ &= \frac{1}{4} \rho A u_1 \left(1 + \frac{u_2}{u_1} \right) u_1^2 \left(1 - \frac{u_2^2}{u_1^2} \right) \end{aligned} \quad \text{equação 22}$$

Dividindo a potência extraída do vento pela respectiva potência disponível (equação 20) obtém-se:

$$\frac{P_r}{P_{\text{disp}}} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{u_2}{u_1} \right) \left(1 - \frac{u_2^2}{u_1^2} \right) \quad \text{equação 23}$$

Na Figura 23 representa-se a variação de P_r/P_{disp} com u_2/u_1 , podendo verificar-se que o máximo ocorre no ponto $(1/3, 16/27)$, isto é, o máximo de potência extraída do vento é $P_r = \frac{16}{27} P_{\text{disp}}$ que se verifica quando $u_2 = \frac{1}{3} u_1$.

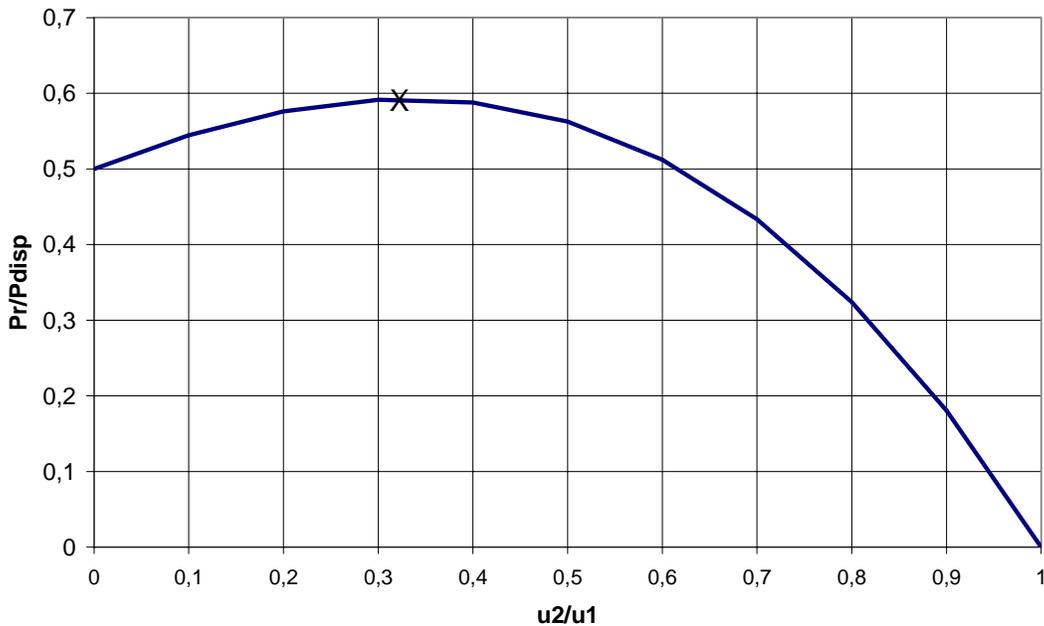


Figura 23: Variação de P_r/P_{disp} com u_2/u_1 .

O rendimento efectivo da conversão numa turbina eólica depende da velocidade do vento e é dado por:

$$C'_p(u) = \frac{P_m}{P_{\text{disp}}} \quad \text{equação 24}$$

em que P_m é a potência mecânica disponível no veio da turbina.

Embora a definição de C_p seja a dada pela equação 24, os fabricantes de aerogeradores têm por hábito incluir o rendimento do gerador eléctrico no valor de C_p , pelo que a expressão usada na prática é:

$$C_p(u) = \frac{P_e}{P_{\text{disp}}} \quad \text{equação 25}$$

em que P_e é a potência eléctrica fornecida aos terminais do gerador.

Não está normalizada a designação a dar ao rendimento expresso pela equação 24 ou pela equação 25. São comuns as designações de *coeficiente de potência*¹⁴, *factor de aproveitamento* ou *rendimento aerodinâmico*. Na prática, a terminologia mais usada é mesmo C_p .

3.1.2. Característica eléctrica do aerogerador

As turbinas eólicas são projectadas para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada velocidade nominal do vento. Esta velocidade é ajustada de acordo com o regime de ventos no local, sendo habitual encontrar valores entre 12 a 15 m/s.

Na Figura 24 mostra-se um exemplo de uma característica eléctrica, isto é, “potência eléctrica – velocidade do vento”, correspondente a um sistema de conversão de energia eólica com potência nominal de 660 kW.

¹⁴ Power coefficient.

Devido à lei de variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor¹⁵ (normalmente, cerca de 5 m/s, mas depende do local) não interessa extrair energia.

Pela mesma razão, para valores superiores à velocidade do vento nominal¹⁶ não é económico aumentar a potência, pois isso obrigaria a robustecer a construção, e, do correspondente aumento no investimento, apenas se tiraria partido durante poucas horas no ano: assim, a turbina é regulada para funcionar a potência constante, provocando-se, artificialmente, uma diminuição no rendimento da conversão.

Quando a velocidade do vento se torna perigosamente elevada¹⁷ (superior a cerca de 25 – 30 m/s), a turbina é desligada por razões de segurança.

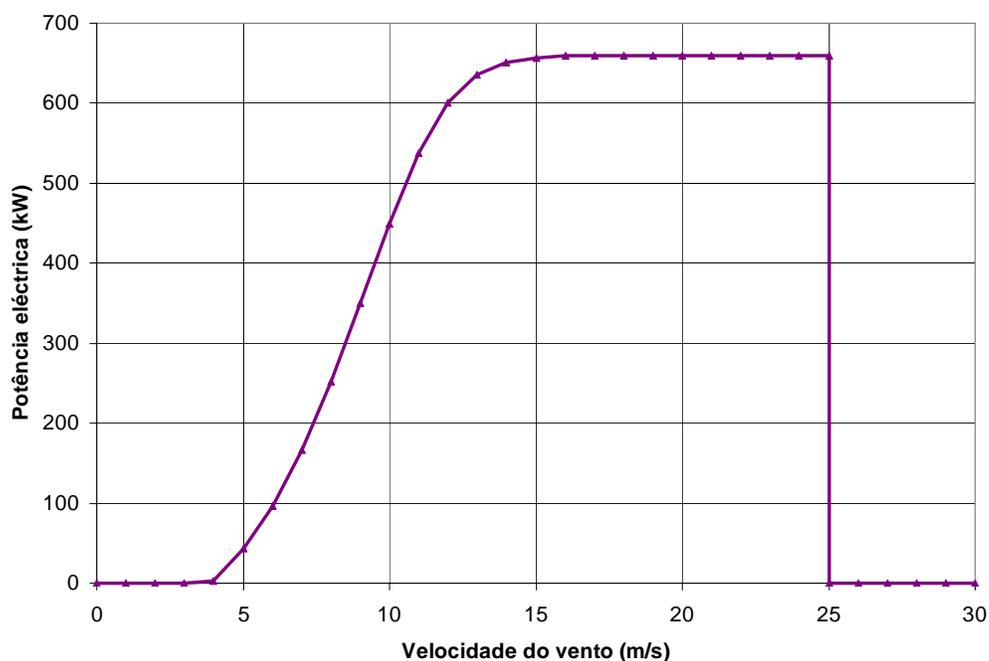


Figura 24: Característica eléctrica de um gerador eólico de 660 kW [DanishAssoc].

¹⁵ Cut-in wind speed.

¹⁶ Rated wind speed.

¹⁷ Cut-out wind speed.

3.2. CÁLCULO ENERGÉTICO

Uma vez obtida uma representação do perfil de ventos fiável numa base de tempo alargada, o valor esperado para a energia eléctrica produtível anualmente é, no caso geral:

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{\max}} f(\bar{u}) P_e(\bar{u}) d\bar{u} \quad \text{equação 26}$$

em que $f(\bar{u})$ é a densidade de probabilidade da velocidade média do vento, $P_e(\bar{u})$ é a característica eléctrica do sistema de conversão de energia eólica, u_0 é a velocidade de *cut-in* e u_{\max} é a velocidade de *cut-out*. Este integral pode ser calculado analiticamente quando são conhecidas as expressões das funções $f(\bar{u})$ e $P_e(\bar{u})$; em alternativa pode ser calculado numericamente, usando o método de integração trapezoidal, por exemplo.

Habitualmente estão disponíveis distribuições discretas, pelo que a equação 26 se transforma em:

$$E_a = \sum_{u_0}^{u_{\max}} f_r(\bar{u}) P_e(\bar{u}) \quad \text{equação 27}$$

em que $f_r(\bar{u})$ (h) é a frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento: $f_r(\bar{u}) = 8760f(\bar{u})$.

Quando $F(\bar{u})$ é conhecida, uma forma mais elaborada de calcular a energia consiste precisamente em usar esta função de probabilidade acumulada para obter a probabilidade de a velocidade do vento estar compreendida entre dois valores; neste caso, deve usar-se o valor médio da potência retirado da característica eléctrica do aerogerador. Assim, a expressão a usar será:

$$E_a = 8760 \sum_{i=u_1}^{u_{\max}} \left[(F(i-1) - F(i)) \frac{P_e(i) + P_e(i-1)}{2} \right] \quad \text{equação 28}$$

Exemplo EOL 6

Considere-se um local com velocidade média anual do vento igual a 7,5 m/s, cujo perfil de ventos é o representado na tabela seguinte:

u (m/s)	fr(u) (h)	u (m/s)	fr(u) (h)
1	241	14	222
2	463	15	158
3	648	16	110
4	783	17	73
5	863	18	48
6	888	19	30
7	864	20	18
8	801	21	11
9	710	22	6
10	605	23	3
11	497	24	2
12	393	25	1
13	300		

Para instalar naquele local, tome-se um sistema de conversão de energia eólica de potência eléctrica igual a 500 kW, diâmetro das pás do rotor igual a 40 m, cuja característica se encontra representada na tabela seguinte:

u (m/s)	Pe (kW)	u (m/s)	Pe (kW)
1	0	14	501
2	0	15	503
3	4	16	504
4	15	17	504
5	36	18	504
6	66	19	505
7	108	20	505
8	162	21	506
9	234	22	506
10	323	23	506
11	407	24	500
12	463	25	500
13	494		

Calcular: a) O valor esperado da energia eléctrica produzida anualmente e a utilização anual da potência instalada; b) A variação do C_p com a velocidade do vento; c) A curva de duração anual de potência.

Resolução:

a)

Para uma visualização mais apelativa, a Fig. F e a Fig. G mostram a representação gráfica da frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento e da característica eléctrica do aerogerador de 500 kW, respectivamente.

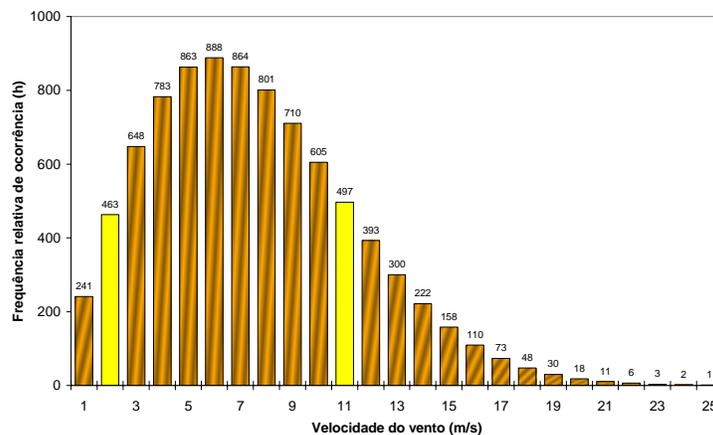


Fig. F: Frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento.

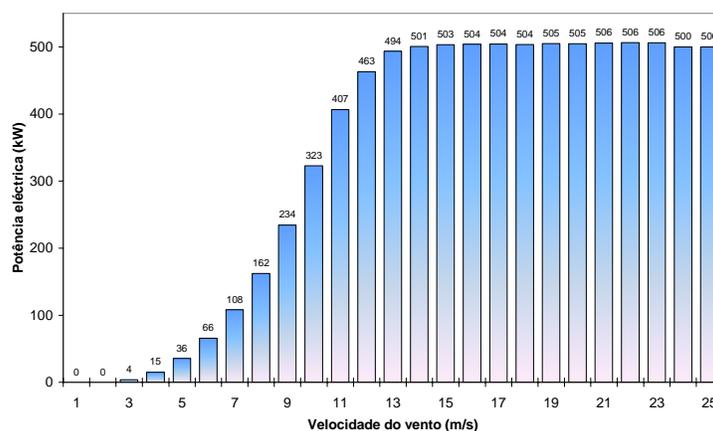


Fig. G: Característica eléctrica do aerogerador de 500 kW.

A multiplicação, para cada velocidade média do vento, das características representadas na Fig. F e na Fig. G origina o valor esperado para a energia eléctrica produzida por velocidade média do vento, representado na Fig. H.

A soma, para todas as velocidades médias do vento, dá o valor esperado para a energia eléctrica produzida anualmente, a partir do qual se calcula a utilização anual da potência instalada.

$$E_a = 1563\ 433\ \text{kWh}$$

$$h_a = \frac{E_a}{P_{\text{inst}}} = 3127\ \text{h}$$

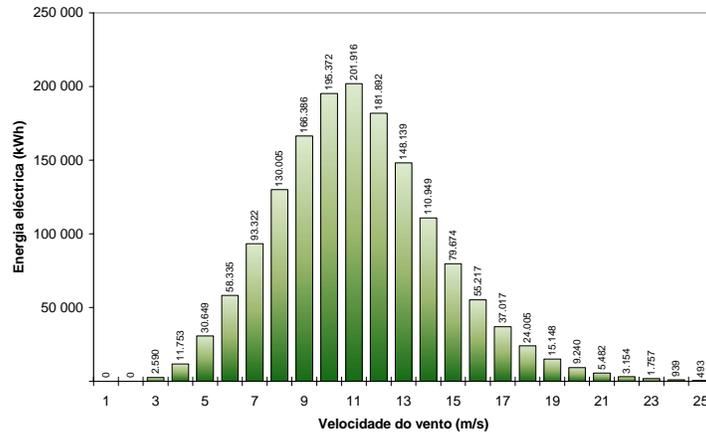


Fig. H: Distribuição de energia produzida por velocidade média do vento.

Dependendo das condições de vento no local, é relativamente comum obter valores de utilização anual da ordem de 2.000 a 3.000 horas.

Pode verificar-se que a velocidade média do vento que ocorre mais vezes é $u_1 = 6$ m/s, mas a velocidade média do vento associada a uma maior produção de energia é $u_2 = 11$ m/s; u_2 é a velocidade média do vento que maximiza o produto $f_r(u)P_e(u)$.

b)

O coeficiente de potência C_p calcula-se pela equação 25, sendo o numerador obtido da característica eléctrica do aerogerador e o denominador dado pela equação 20 (tomou-se $\rho = 1,225$ kg/m³ e $A = \pi d^2/4$). O resultado obtido encontra-se representado na Fig. I.

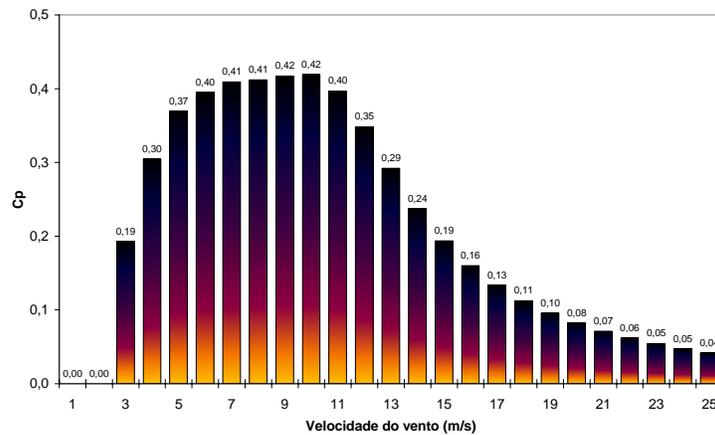


Fig. I: Distribuição do coeficiente de potência – C_p .

O valor máximo do coeficiente de potência deste aerogerador é 0,42 (correspondente a 71% do limite de Betz), atingido à velocidade média do vento de 10 m/s. Para velocidades médias compreendidas entre 5 m/s e 12 m/s a turbina funciona com valores de C_p superiores a 0,35 (83% do valor máximo).

De acordo com a tabela da frequência de ocorrência dada no enunciado, aquelas velocidades ocorrem durante 5.621 horas por ano (64% do ano), o que atesta bem a qualidade das modernas turbinas.

c)

A curva de duração anual de potência indica em abcissa o número de horas por ano que a potência indicada em ordenadas é atingida ou excedida. Esta curva é obtida combinando a característica eléctrica do sistema eólico (Fig. G) com a frequência relativa de ocorrência (Fig. F) de modo a eliminar a velocidade média do vento. O número de horas que cada potência é atingida por ano é depois somado, para se obter o efeito acumulado – potência atingida ou excedida (ver Fig. J).

Curva de duração anual de potência.

h (h)	Pe (kW)
8739	0
8498	0
8035	4
7387	15
6604	36
5741	66
4853	108
3989	162
3188	234
2477	323
1872	407
1376	463
983	494

h (h)	Pe (kW)
683	501
461	503
303	504
193	504
120	504
72	505
42	505
24	506
13	506
7	506
3	500
1	500

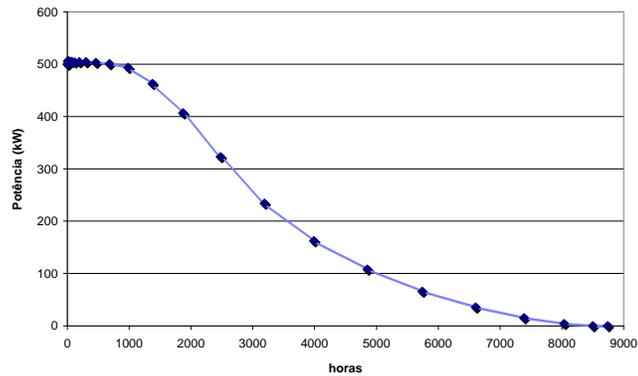


Fig. J: Curva de duração anual de potência.

A Fig. J permite tirar algumas conclusões interessantes, que naturalmente se aplicam apenas ao caso em estudo:

- A potência nominal é atingida apenas 683 horas num ano (7,8% do número total de horas).
- O aerogerador está parado 21 horas no ano (0,24%), devido a velocidade do vento excessiva, e 704 horas no ano (8%), devido a velocidade do vento insuficiente.

Exemplo EOL 7

Considere um sistema de conversão de energia eólica de 660 kW, com 3 pás de 47 m de diâmetro e uma altura da torre de 40 m.

A característica eléctrica do aerogerador pode ser expressa através da seguinte função analítica, para u em m/s e P em kW.

$$\begin{aligned}
 P &= 0 & 0 \leq u \leq 3 \\
 P &= -1,1039u^3 + 29,081u^2 - 161,8u + 257,69 & 4 \leq u \leq 14 \\
 P &= 660 & 15 \leq u \leq 25 \\
 P &= 0 & u \geq 26
 \end{aligned}$$

A velocidade média anual do vento medida à altura de 10 m é 6,65 m/s e o solo onde o aerogerador está instalado apresenta uma rugosidade equivalente de 3×10^{-2} m.

Assumindo que a distribuição da velocidade do vento segue a função densidade de probabilidade de Rayleigh, calcule: a) a velocidade média anual do vento à altura da torre; b) uma estimativa da energia produzida durante o período em que o aerogerador funciona a potência constante; c) a energia produzida durante o período referido em b), usando o método de integração trapezoidal; d) a energia produzida durante o período referido em b), usando a expressão analítica da função de probabilidade acumulada de Rayleigh.

Resolução:

a)

A velocidade média anual do vento à altura de 40 m, calcula-se pela Lei de Prandtl fazendo $u_{ma}(10m) = 6,65$ m/s, $z = 40$ m, $z_0 = 0,03$, $zR = 10$ m:

$$u_{ma}(40m) = u_{ma}(10m) \cdot \ln(z/z_0) / \ln(zR/z_0) = 8,24 \text{ m/s}$$

b)

O aerogerador funciona a potência constante para velocidades compreendidas entre 15 m/s e 25 m/s, inclusive, produzindo, anualmente, a energia E_{a2} .

$$E_{a2} = P_{nom} * 8760 * \sum_{u=15}^{25} f(u), \text{ sendo } f(u) \text{ a função densidade de probabilidade de Rayleigh.}$$

$$f(u) = \frac{\pi}{2} \frac{u}{u_{ma}^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u}{u_{ma}} \right)^2 \right]$$

Uma primeira aproximação do valor de E_{a2} é 502.080 kWh, o qual se obtém somando os termos $E2(u)$ que constam da tabela seguinte.

u (m/s)	f(u)	E2(u) (kWh)
15	0,0257	148.445,80
16	0,0191	110.598,25
17	0,0139	80.199,94
18	0,0098	56.629,11
19	0,0067	38.950,07
20	0,0045	26.104,62
21	0,0029	17.052,36
22	0,0019	10.859,53
23	0,0012	6.743,49
24	0,0007	4.083,96
25	0,0004	2.412,51

c)

O valor de E_{a2} pode ser refinado calculando o integral pelo método de integração trapezoidal, uma vez que está disponível a expressão analítica de $f(u)$.

$$E_{a2} = P_{nom} * 8760 * \int_{15}^{25} f(u) du$$

O cálculo conduz ao valor de $E_{a2} = 500.873 \text{ kWh}$ o que não traz um acréscimo de precisão assinalável, devido ao comportamento praticamente constante da função de Rayleigh nesta zona de velocidades do vento. A tabela seguinte mostra os detalhes do cálculo.

u (m/s)	f(u)	INT(f(u))	E2(u) (kWh)
15	0,0257	0,0128	74.222,90
16	0,0191	0,0224	129.522,02
17	0,0139	0,0165	95.399,09
18	0,0098	0,0118	68.414,53
19	0,0067	0,0083	47.789,59
20	0,0045	0,0056	32.527,34
21	0,0029	0,0037	21.578,49
22	0,0019	0,0024	13.955,95
23	0,0012	0,0015	8.801,51
24	0,0007	0,0009	5.413,73
25	0,0004	0,0006	3.248,24

d)

O integral a calcular é:

$$8760 \times 660 \times \int_{15}^{25} f(u) du = 8760 \times 660 \times [1 - F(u)]_{15}^{25} = 8760 \times 660 \times (F(15) - F(25))$$

$$F(u) = \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u}{u_{ma}} \right)^2 \right]$$

O resultado obtido é $E_{a2} = 423.287 \text{ kWh}$.

Repare-se que o mesmo resultado se obtém através da utilização da equação 28, isto é:

$$E_{a2} = 8760 \times 660 \times \sum_{i=16}^{25} (F(i-1) - F(i)) = 8760 \times 660 \times (F(15) - F(25))$$

Problema EOL 1.

Um micro-aerogerador de 20 kW (à velocidade de vento nominal, $u_{nom} = 10 \text{ m/s}$), tem um rotor de diâmetro 11,6 m.

A velocidade do vento de arranque (cut-in wind speed) é $u_0 = 4 \text{ m/s}$ e a velocidade do vento de paragem (cut-out wind speed) é $u_{max} = 24 \text{ m/s}$.

Para velocidades do vento compreendidas entre u_0 e u_{nom} , considera-se que a potência eléctrica varia com o cubo da velocidade do vento, desde zero até à potência nominal, podendo ser calculada através da expressão aproximada:

$$P_e(u) = \frac{20}{6^3} (u - 4)^3 \text{ para } P \text{ em kW e } u \text{ em m/s.}$$

Para velocidades do vento compreendidas entre u_{nom} e u_{max} , o aerogerador é regulado para funcionar à potência nominal de 20 kW.

O conversor eólico é montado num local onde a densidade de probabilidade da velocidade do vento, à altura do rotor da turbina, é dada pela equação:

$$f(u) = \frac{\ln(10)}{15} 10^{-\frac{u}{15}} \text{ para } u \text{ em m/s.}$$

Calcule: a) o rendimento aerodinâmico, C_p , à potência nominal; considere que a massa específica do ar é $\rho = 1,23 \text{ kg/m}^3$; b) uma estimativa da energia eléctrica anual produzida (sugestão: use o método de integração trapezoidal); c) uma estimativa da energia eléctrica anual não produzida devido à turbina não funcionar para além de u_{max} .

Recorde:

$$\int a^{mx} dx = \frac{a^{mx}}{m \ln a} + C$$

$$\int x^n a^{mx} dx = \frac{x^n a^{mx}}{m \ln a} - \frac{n}{m \ln a} \int x^{n-1} a^{mx} dx$$

Solução:

$$a) C_p(10) = 0,3077$$

$$b) E_a = 10.742,50 + 33.344,87 = 44.087,37 \text{ kWh}$$

$$c) E_{a_np} = 4.400,83 \text{ kWh}$$

Problema EOL 2.

Considere um sistema de conversão de energia eólica de 660 kW, com 3 pás de 47 m de diâmetro e uma altura da torre de 40 m.

Os dados respeitantes à característica eléctrica e à frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento, à altura de 40 m, estão indicados na tabela seguinte.

u (m/s)	P (kW)	fr(u) (h)
0	0	0
2	0	219
4	1,45	627
6	70,25	1543
8	209	2550
10	400	2137
12	569	1008
14	643	376
16	660	171
18	660	75
20	660	54
22	660	0
24	660	0

Calcule: a) a velocidade média anual do vento; b) estimativa da produção anual de energia eléctrica e da utilização anual da potência instalada; c) o valor de C_p à velocidade do vento de 10 m/s.

Solução:

a) $u_{ma} = 8,73 \text{ m/s}$

b) $E_a = 2.510,375 \text{ MWh}; h_a = 3.804 \text{ h}$

c) $C_p(10) = 37,5\%$

Problema EOL 3.

Considere um sistema de conversão de energia eólica de 1 MW, com 3 pás de 54 m de diâmetro e uma altura da torre de 45 m.

A característica eléctrica do sistema está indicada na tabela seguinte.

u (m/s)	P (kW)	u (m/s)	P (kW)
0	0	16	1000
1	0	17	1000
2	0	18	1000
3	0	19	1000
4	13	20	1000
5	55	21	1000
6	116,1	22	1000
7	204	23	1000
8	317,4	24	1000
9	444,7	25	1000
10	583,1	26	0
11	715,6	27	0
12	822,1	28	0
13	906,8	29	0
14	963,7	30	0
15	991		

A função densidade de probabilidade da velocidade média do vento, à altura do rotor, no local onde se pretende instalar o aerogerador pode ser aproximada por uma distribuição de Weibull, em que o parâmetro de escala é $c = 7,45 \text{ m/s}$ e o parâmetro de forma é $k = 1,545$.

O solo onde o aerogerador será instalado apresenta uma rugosidade equivalente $z_0 = 10^2 \text{ m}$.

Calcule: a) a velocidade média anual do vento, à altura do rotor e à altura de 10 m; b) o número de horas por ano em que o aerogerador é regulado para funcionar à potência nominal e a respectiva energia produzida durante esse período; c) o erro cometido no cálculo da energia referido em b), pelo facto de se dividir a frequência de ocorrência da velocidade média do vento em classes de largura igual a 1 m/s (e calcular o integral como um somatório de produtos).

Solução:

a) $u_{ma}(45) = 6,70 \text{ m/s}; u_{ma}(10) = 5,50 \text{ m/s}$

b) $n = 323,84 \text{ h}; E_{a_n} = 323,841 \text{ MWh}$

c) $\text{erro} = 17,91\% (E_{a_n1} = 381.836 \text{ MWh})$

Problema EOL 4. (Teste de 2005/06)

Considere um gerador eólico de potência nominal igual a 2.000 kW, com 3 pás de 80 m de diâmetro e uma altura da torre de 78 m. As velocidades médias do vento de arranque, nominal e de paragem são, respectivamente, 4 m/s, 15 m/s e 25 m/s.

Pretende-se instalar este aerogerador num local em que a distribuição dos ventos, à altura do rotor, pode ser representada por uma função de Weibull com parâmetros $k=1,75$ e $c=6,67$ m/s. Considere que, na gama habitual de variação do parâmetro k , o valor da função Gamma no ponto $(1+1/k)$ é aproximadamente igual a 0,9.

Recorde que, em média, se pode afirmar que a potência média anual de um aerogerador é igual a cerca de um terço da potência nominal do mesmo.

Calcule: a) rendimento da conversão de energia, C_p , à velocidade nominal do vento; b) velocidade média anual do vento à altura do rotor; c) energia anual produzida quando o aerogerador é regulado para funcionar a potência constante; d) melhor estimativa da energia anual produzida quando o aerogerador funciona a potência variável com a velocidade do vento.

Solução:

a) $C_p(15) = 19,17\%$

b) $u_{ma} = 6,00$ m/s

c) $E_{a2} = 281,078$ MWh

d) $E_{a1} = 3.786,898$ MWh

Problema EOL 5. (Exame de 2004/05)

Num local em que o regime de ventos é bem representado pela distribuição de Rayleigh e em que a velocidade média anual do vento é u_{ma} sabe-se que:

A potência média anual disponível no vento por unidade de área varrida pelas pás é dada por:

$$P_{dm} = 0,95\rho u_{ma}^3 \text{ W/m}^2.$$

O rendimento médio anual da conversão eólica-eléctrica em função da velocidade média anual do vento de um gerador eólico de tecnologia actual pode ser aproximado pela expressão:

$$c_{pm} = -0,045u_{ma} + 0,65.$$

Pretende-se instalar um parque eólico constituído por 10 geradores eólicos distanciados de sete e quatro diâmetros na direcção predominante do vento e na direcção perpendicular, respectivamente. Considere que, mesmo assim, as perdas por efeito de esteira são 5%.

As características de cada gerador eólico são as seguintes:

<i>Potência nominal</i> 2 MW	<i>Diâmetro do rotor</i> 80 m	<i>Altura da torre</i> 67 m
<i>Vel. vento nominal</i> 16 m/s	<i>Vel. vento arranque</i> 4 m/s	<i>Vel. vento paragem</i> 25 m/s

Medições efectuadas no local de instalação reportaram os valores de velocidade média anual do vento iguais a 5,77 m/s e 6,41 m/s, às alturas de 10 m e de 20 m, respectivamente. Neste local, a distribuição do vento pode ser bem representada por uma função de Rayleigh.

Calcule: a) comprimento característico da rugosidade do solo; b) velocidade média anual do vento à altura da torre; c) energia anual produzida pelo parque; d) energia anual produzida quando o parque funciona à potência nominal, em percentagem da energia total anual.

Solução:

a) $z_0 = 0,019 \text{ m}$

b) $u_{ma}(67) = 7,53 \text{ m/s}$

c) $E_a = 64.873,74 \text{ MWh}$

d) $E_{Pn} = 7,33\% E_a$

4. TECNOLOGIA

4.1. COMPONENTES DO SISTEMA

A Figura 25 mostra os principais componentes de uma turbina eólica do tipo mais comum, isto é, de eixo horizontal e directamente ligada à rede eléctrica.

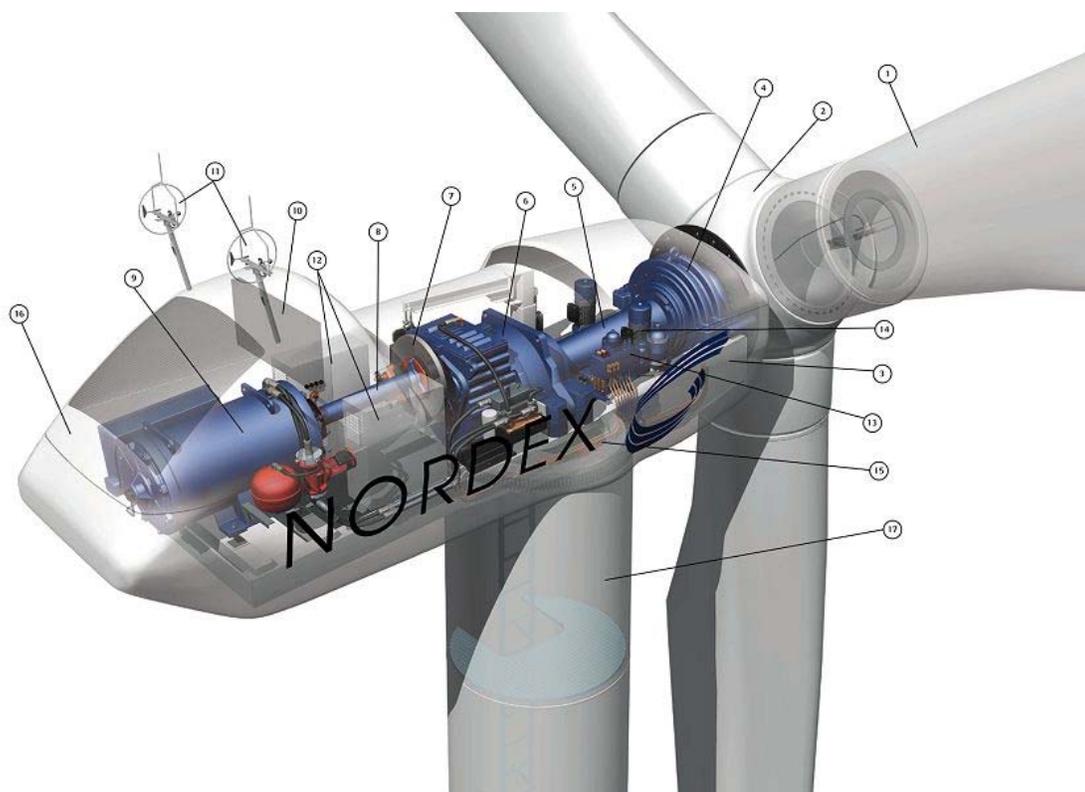


Figura 25: Esquema de uma turbina eólica típica [Nordex].

Legenda: 1 – pás do rotor; 2 – cubo do rotor; 3 – cabina; 4 – chumaceira do rotor; 5 – veio do rotor; 6 – caixa de velocidades; 7 – travão de disco; 8 – veio do gerador; 9 – gerador; 10 – radiador de arrefecimento; 11 – anemómetro e sensor de direcção; 12 – sistema de controlo; 13 – sistema hidráulico; 14 – mecanismo de orientação direccional; 15 – chumaceira do mecanismo de orientação direccional; 16 – cobertura da cabina; 17 – torre.

Pode observar-se na Figura 25 que, basicamente, o sistema de conversão de energia eólica se divide em três partes: rotor, cabina¹⁸ e torre.

¹⁸ Nacelle.

4.1.1. Rotor

O projecto das pás do rotor, no qual a forma da pá e o ângulo de ataque em relação à direcção do vento têm uma influência determinante, beneficiou do conhecimento da tecnologia das asas dos aviões, que apresentam um funcionamento semelhante.

Em relação à superfície de ataque do vento incidente nas pás, o rotor pode ser colocado a montante ou a jusante¹⁹ da torre. A opção *upwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente, generalizou-se devido ao facto de o vento incidente não ser perturbado pela torre. A opção *downwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado de trás, permite o auto alinhamento do rotor na direcção do vento, mas tem vindo a ser progressivamente abandonada, pois o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor.

Define-se *solidez*²⁰ como sendo a razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas. Se o diâmetro e a solidez das pás forem mantidos constantes, o rendimento aumenta com o número de pás: isto acontece, porque diminuem as chamadas perdas de extremidade.

O acréscimo na energia capturada ao vento está estimado em cerca de 3 a 5% quando se passa de duas para três pás, mas esta percentagem vai-se tornando progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Esta razão motivou que a grande maioria das turbinas em operação apresente rotores com três pás, muito embora a solução com duas pás configure benefícios relacionados com a diminuição de peso e de custo.

Por outro lado, é necessário que o cubo do rotor (local de fixação das pás) possa *baloiçar*²¹, isto é, que apresente um ângulo de inclinação relativamente à vertical²², de forma a acomodar os desequilíbrios resultantes da passagem das pás em

¹⁹ Upwind ou Downwind.

²⁰ Solidity.

²¹ Teetering hub.

²² Tilt angle.

frente à torre. Esta questão assume relevância acrescida no desenho do rotor de duas pás (Figura 26).

Os rotores de uma só pá foram objecto de investigação, tendo sido construídos alguns protótipos; contudo, não conheceram desenvolvimento comercial, dada a sua natureza inerentemente desequilibrada.



Figura 26: Pormenor do rotor com duas pás [DanishAssoc].

A vida útil do rotor está relacionada com os esforços a que fica sujeito e com as condições ambientais em que se insere. A selecção dos materiais usados na construção das pás das turbinas é, pois, uma operação delicada: actualmente, a escolha faz-se entre a madeira, os compostos sintéticos e os metais.

A madeira é o material de fabrico de pás de pequena dimensão (da ordem de 5 m de comprimento). Mais recentemente, a madeira passou a ser empregue em técnicas avançadas de fabrico de materiais compósitos de madeira laminada. Actualmente, há alguns fabricantes a usar estes materiais em turbinas de 40 m de diâmetro.

Os compostos sintéticos constituem os materiais mais usados nas pás das turbinas eólicas, nomeadamente, plásticos reforçados com fibra de vidro²³. Estes materiais são relativamente baratos, robustos, resistem bem à fadiga, mas, principalmente, são facilmente moldáveis, o que é uma vantagem importante na fase de fabrico. Sob o ponto de vista das propriedades mecânicas, as fibras de carbono constituem a melhor opção. Contudo, o seu preço elevado é ainda um obstáculo que se opõe a uma maior difusão.

²³ GRP - Glass Reinforced Plastic.

No grupo dos metais, o aço tem sido usado, principalmente nas turbinas de maiores dimensões. Contudo, é um material denso, o que o torna pesado. Em alternativa, alguns fabricantes optaram por ligas de alumínio que apresentam melhores propriedades mecânicas, mas têm a desvantagem de a sua resistência à fadiga se deteriorar rapidamente.

A tendência actual aponta para o desenvolvimento na direcção de novos materiais compósitos híbridos, por forma a tirar partido das melhores características de cada um dos componentes, designadamente sob o ponto de vista do peso, robustez e resistência à fadiga.

4.1.2. Cabina

Na cabina estão alojados, entre outros equipamentos, o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), o gerador e o mecanismo de orientação direccional²⁴.

O veio principal de baixa rotação transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades. Neste veio estão montadas as tubagens de controlo hidráulico dos travões aerodinâmicos²⁵ (se forem necessários – ver adiante).

Em situações de emergência devidas a falha no travão aerodinâmico ou para efectuar operações de manutenção é usado um travão mecânico de disco. Este travão tanto pode estar situado no veio de baixa rotação como no veio de alta rotação, após a caixa de velocidades. Na segunda opção, o travão é menor e mais barato, pois o binário de travagem a fornecer é menor. Contudo, na eventualidade de uma falha na caixa de velocidades, não há controlo sobre o rotor.

A caixa de velocidades (quando existe) é necessária para adaptar a frequência do rotor da turbina, tipicamente da ordem de 0,33 Hz (20 rpm) ou 0,5 Hz (30 rpm), à frequência do gerador, isto é, da rede eléctrica de 50 Hz.

²⁴ Yaw.

²⁵ Spoilers.

O gerador converte a energia mecânica disponível no veio de alta rotação em energia eléctrica. A ligação mais flexível do gerador assíncrono, permitida pelo escorregamento, tem levado a maior parte dos fabricantes a escolhê-lo como equipamento de conversão mecano-eléctrica; já a ligação rígida característica do gerador síncrono não se adapta bem às variações do vento, pelo que este conversor só é usado em sistemas de velocidade variável (ver adiante).

É, ainda, necessário que o rotor fique alinhado com a direcção do vento, de modo a extrair a máxima energia possível. Para executar esta função, existe o mecanismo de orientação direccional, constituído essencialmente por um motor, o qual, em face da informação recebida de um sensor de direcção do vento, roda a *nacelle* e o rotor até que a turbina fique adequadamente posicionada.

No cimo da cabina está montado um anemómetro e o respectivo sensor de direcção. As medidas da velocidade do vento são usadas pelo sistema de controlo para efectuar o controlo da turbina, nomeadamente, a entrada em funcionamento, a partir da velocidade de aproximadamente 5 m/s, e a paragem, para ventos superiores a cerca de 25 m/s. A informação da direcção do vento é usada como entrada do sistema de orientação direccional.

4.1.3. Torre

A torre suporta a *nacelle* e eleva o rotor até uma cota em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada do que junto ao solo.

As torres modernas podem ter sessenta e mais metros de altura, pelo que a estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como para resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte anos.

Os fabricantes têm-se dividido entre dois tipos de torres: tubulares (Figura 27a) e entrelaçadas (Figura 27b).

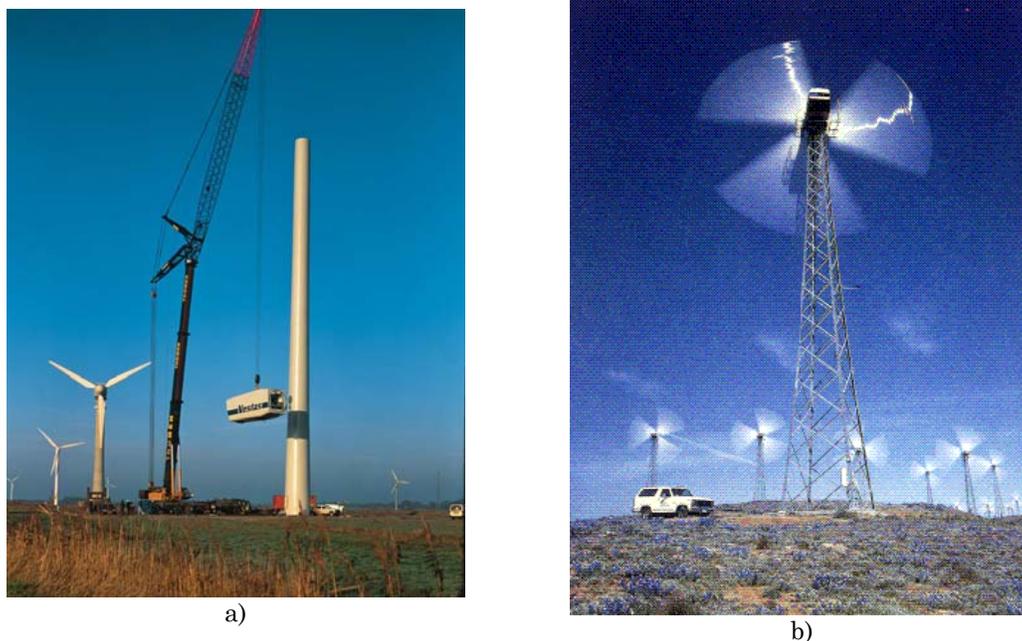


Figura 27: Tipos de torres: a) tubular [DanishAssoc]; b) entrelaçada [Tu-Berlin].

Para fabricar as torres tubulares pode usar-se aço ou betão, sendo, normalmente os diversos troços fixados no local com uma grua. Estas torres são mais seguras para o pessoal da manutenção, que pode usar uma escada interior para aceder à plataforma da *nacelle*.

As torres entrelaçadas são mais baratas, as fundações são mais ligeiras e o efeito de sombra da torre é atenuado; contudo, têm vindo a ser progressivamente abandonadas especialmente devido a questões ligadas com o impacto visual.

4.2. AERODINÂMICA

4.2.1. Optimização da conversão

Se o rotor rodar devagar, é pequena a perturbação induzida no escoamento pelo movimento do rotor; ao contrário, se o rotor rodar muito depressa, o vento encara-o como uma parede. Daqui resulta que a velocidade de rotação deverá ser compatibilizada com a velocidade do vento, por forma a obter a máxima eficiência da conversão, isto é, um coeficiente de potência C_P máximo.

A relação entre a velocidade linear (m/s) da extremidade da pá da turbina de raio R (m), rodando à velocidade ω_T (rad/s), e a velocidade do vento u (m/s) é caracterizada por um factor adimensional, conhecido por *razão de velocidades na pá* ou *velocidade específica na ponta da pá* – λ^{26} .

$$\lambda = \frac{\omega_T R}{u} \quad \text{equação 29}$$

A Figura 28 mostra uma curva experimental de variação do coeficiente de potência C_P com λ para uma turbina moderna. Pode observar-se que para manter o valor de C_P no máximo é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento.

Tal consonância não é possível nos sistemas eólicos em que o gerador está directamente ligado à rede de frequência fixa que impõe, no caso do gerador assíncrono, uma velocidade aproximadamente constante. A consequência é que estes sistemas operam muitas vezes em regimes de funcionamento não óptimos.

O estudo teórico do comportamento dos aerogeradores ganha se estiverem disponíveis expressões analíticas que descrevam o comportamento das grandezas relevantes. Para a variação de C_P com λ , uma das expressões analíticas mais reportadas na literatura é [Slootweg]:

$$C_P = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 5 \right) \exp \left(- \frac{12,5}{\lambda_i} \right)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - 0,035} \quad \text{equação 30}$$

²⁶ TSR – Tip Speed Ratio.

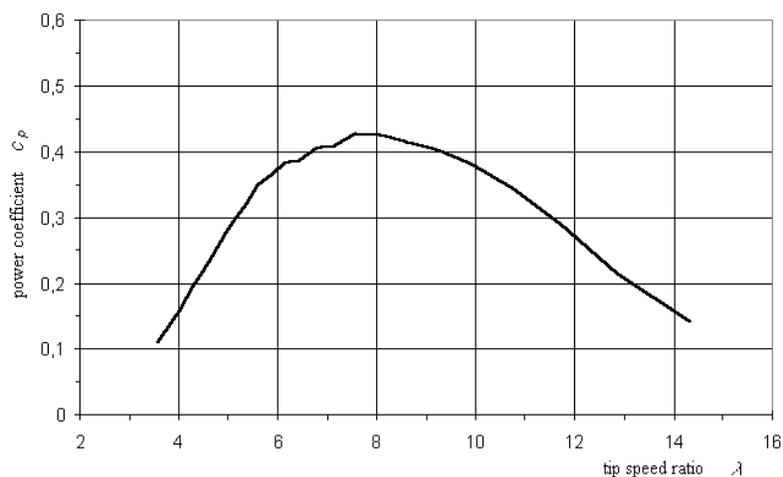


Figura 28: Variação de C_p com λ [ILSE].

Exemplo EOL 8

Trace a variação de C_p com λ usando a expressão analítica da equação 30.

Resolução:

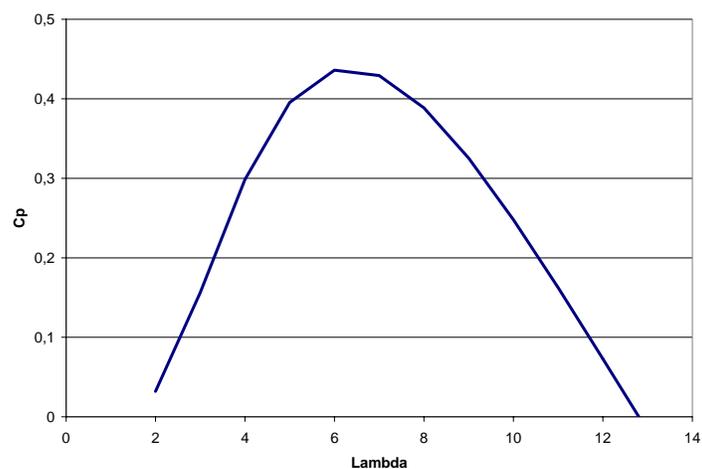


Fig. K: Variação de C_p com λ - Exemplo EOL 8.

4.2.2. Forças actuantes na pá

A geometria das pás do rotor, cuja secção recta tem a forma de um perfil alar, determina a quantidade de energia que é extraída a cada velocidade do vento. A Figura 29 ilustra as forças presentes num elemento do perfil alar.

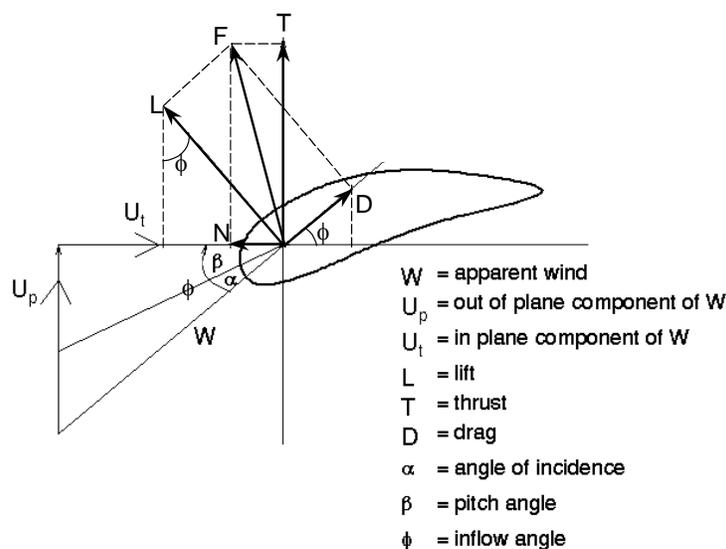


Figura 29: Sistema de forças num perfil alar [DeMonfort] (adaptado).

Com referência à Figura 29, as grandezas intervenientes são as seguintes:

- O vector *velocidade relativa* do vento W que actua o elemento de pá, resulta de duas componentes: a *velocidade do vento* U_p e a *velocidade tangencial* da pá U_t ²⁷.
- O *ângulo de ataque* α , definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e de saída do perfil (*linha de corda*) e a velocidade relativa; o *ângulo de passo* β , que é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda; o *ângulo do escoamento* ϕ , tal que $\phi = \alpha + \beta$.
- O vector *força* F pode ser decomposto em duas componentes: uma, actuando na mesma direcção da velocidade relativa, designa-se por *arrastamento*²⁸ D ; outra, é perpendicular e designa-se por *sustentação*²⁹ L .
- O vector *força* F pode, igualmente, ser decomposto na direcção do plano de rotação e na direcção perpendicular, obtendo-se a componente que

²⁷ u e $u_{\tau}R$, respectivamente, na nomenclatura que tem vindo a ser adoptada.

²⁸ Drag.

²⁹ Lift.

contribui para o movimento da pá N , e a componente que contribui para o binário motor T . Estas forças podem ser, respectivamente, calculadas por:

$$\begin{aligned} N &= L \sin(\phi) - D \cos(\phi) \\ T &= L \cos(\phi) + D \sin(\phi) \end{aligned} \quad \text{equação 31}$$

É desejável que o desempenho da pá possa ser descrito, independentemente do seu tamanho e da velocidade com que está animada: por isso, é usual dividir a força de sustentação L e a força de arrastamento D pela força experimentada pela secção recta A de uma pá, animada da velocidade do vento u . Obtém-se, respectivamente, o *coeficiente de sustentação* C_L e o *coeficiente de arrastamento* C_D :

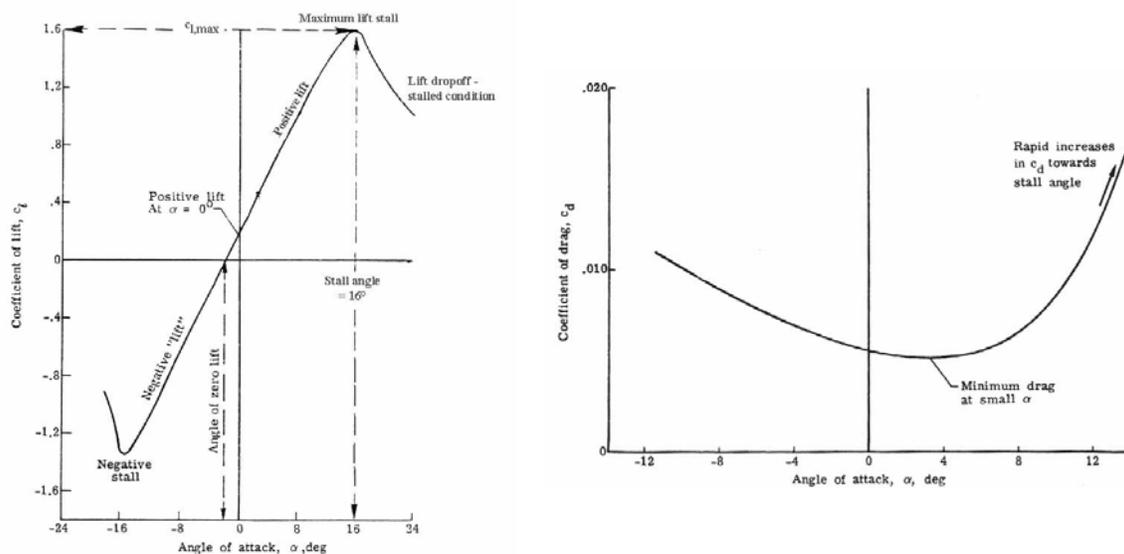
$$\begin{aligned} C_L &= \frac{L}{\frac{1}{2} \rho u^2 A} \\ C_D &= \frac{D}{\frac{1}{2} \rho u^2 A} \end{aligned} \quad \text{equação 32}$$

em que ρ é a massa específica do ar.

Normalmente, apresentam-se as características das pás através das representações gráficas $C_L = f(\alpha)$ e $C_D = f(\alpha)$ (Figura 30). Estas representações são obtidas através de ensaios e medidas exaustivas efectuadas em túnel de vento e devem ser fornecidas pelo fabricante.

Para os perfis normalmente utilizados em turbinas eólicas, verifica-se que o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo para um ângulo de ataque de cerca de 10 a 15 °, a partir do qual decresce.

O coeficiente de arrastamento mantém-se aproximadamente constante até quase atingir o ângulo de ataque para o qual o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo; para valores de α superiores, o coeficiente de arrastamento sofre um crescimento acentuado. No entanto, este coeficiente é mais difícil de calcular, porque depende, fortemente, da rugosidade da pá e de efeitos de fricção.



a)

b)

Figura 30: Coeficiente de sustentação (a) e coeficiente de arrastamento (b) em função do ângulo de ataque [Centennial].

De um modo geral, o comportamento dos perfis alares em função do ângulo de ataque α pode ser dividido em três zonas de funcionamento, conforme se mostra na Tabela 2.

Tabela 2: Regimes de funcionamento dos perfis alares [Estanqueiro].

Ângulo de ataque	Regime
$-15^\circ < \alpha < 15^\circ$	Linear
$15^\circ < \alpha < 30^\circ$	Desenvolvimento de perda ³⁰
$30^\circ < \alpha < 90^\circ$	Travão

³⁰ Stall.

A fim de extrair do vento a máxima potência possível, a pá deve ser dimensionada para trabalhar com um ângulo de ataque tal, que a relação entre a sustentação e o arrastamento seja máxima.

4.3. CONTROLO DE POTÊNCIA³¹

Anteriormente já se referiu a necessidade de limitar a potência fornecida pela turbina eólica para valores acima da velocidade nominal do vento, valores estes que ocorrem um número limitado de horas por ano.

Esta tarefa de regulação pode ser efectuada por meios passivos, isto é, desenhando o perfil das pás de modo a que entrem em perda aerodinâmica – *stall* – a partir de determinada velocidade do vento, sem necessidade de variação do passo, ou por meios activos, isto é, variando o passo das pás – *pitch* – do rotor.

As turbinas *stall* têm as pás fixas, ou seja não rodam em torno de um eixo longitudinal. Relativamente ao esquema da Figura 29, o ângulo de passo β é constante. A estratégia de controlo de potência assenta nas características aerodinâmicas das pás do rotor que são projectadas para entrar em perda a partir de uma certa velocidade do vento.

Uma vez que as pás estão colocadas a um dado ângulo de passo fixo, quando o ângulo de ataque aumenta para além de um certo valor, a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo que as forças de arrastamento passam a ser dominantes. Nestas condições, a componente T da força que contribui para o binário diminui (equação 31): diz-se, neste caso, que a pá entrou em perda (de sustentação). Note-se que o ângulo de ataque aumenta quando a velocidade do vento aumenta, porque o rotor roda a uma velocidade constante (U_t é constante na Figura 29).

As turbinas “*pitch*” têm a possibilidade de rodar a pá em torno do seu eixo longitudinal, isto é, variam o ângulo de passo das pás, β .

³¹ Em colaboração com o Prof. J.M. Ferreira de Jesus.

A expressão analítica da variação de C_P com λ da equação 30 pode ser modificada de modo a contabilizar a variação do ângulo de passo β . Uma das expressões mais referidas na literatura da especialidade é [Slootweg]:

$$C_P = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left(- \frac{12,5}{\lambda_i} \right)$$

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

equação 33

Exemplo EOL 9

Trace a variação de C_P com λ , parametrizada para $\beta = 0$, $\beta = 10^\circ$ e $\beta = 25^\circ$, usando a expressão analítica da equação 33.

Resolução:

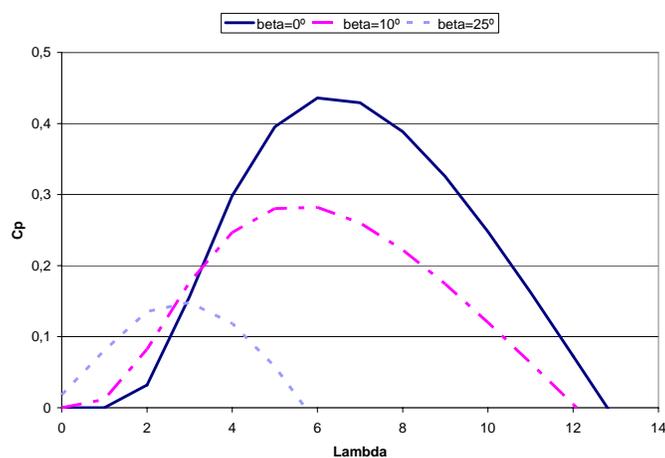


Fig. L: Variação de C_P com λ , parametrizada para $\beta = 0$, $\beta = 10^\circ$ e $\beta = 25^\circ$.

A Fig. L mostra claramente que, para um dado ângulo do passo da pá do rotor, β , existe um valor de velocidade específica, λ , que maximiza C_P . Por outro lado, conclui-se que o rendimento aerodinâmico máximo é obtido com $\beta = 0$ e que o mesmo rendimento diminui com o aumento do ângulo de passo β . Aliás, a equação 30 foi obtida fazendo $\beta = 0$ na equação 33.

Nas turbinas do tipo *pitch* o sistema de controlo do passo da pá ajusta o ângulo β , pelo que é possível controlar o valor de C_P . Este controlo só se encontra activo quando a turbina entra na zona de potência constante, ou seja, para valores da

velocidade do vento superiores à velocidade nominal do vento (tipicamente acima dos 13-14 m/s). Para estas velocidades do vento, o sistema de controlo do passo actua de modo a que o binário motor produzido corresponda à potência nominal, isto é, provoca artificialmente, através de uma adequada inclinação da pá, uma diminuição do binário (equação 31).

Na zona de velocidades do vento inferiores à velocidade nominal do vento, o ângulo de passo é mantido no valor zero. Teoricamente seria possível manter o valor de λ no seu valor óptimo (valor de λ para o qual C_P é máximo), controlando a velocidade do rotor da turbina em função da velocidade do vento, através do controlo do ângulo do passo das pás do rotor; contudo, verifica-se que o tempo de resposta do sistema de controlo do passo das pás do rotor é demasiadamente elevado para acompanhar as variações de velocidade do vento. Na prática, força-se (através do sistema de controlo electrónico do gerador) a variação da velocidade do rotor da turbina, impondo um binário de carga à turbina que a conduza à rotação a uma velocidade tal que mantenha λ no valor óptimo. É este o princípio de funcionamento dos geradores eólicos de velocidade variável.

A Figura 31 ilustra a variação de β com a velocidade do vento, u , para as turbinas do tipo “*pitch*”. Fora da zona de controlo de potência o valor de β é nulo, dependendo o valor de C_P da velocidade específica da ponta da pá, λ .

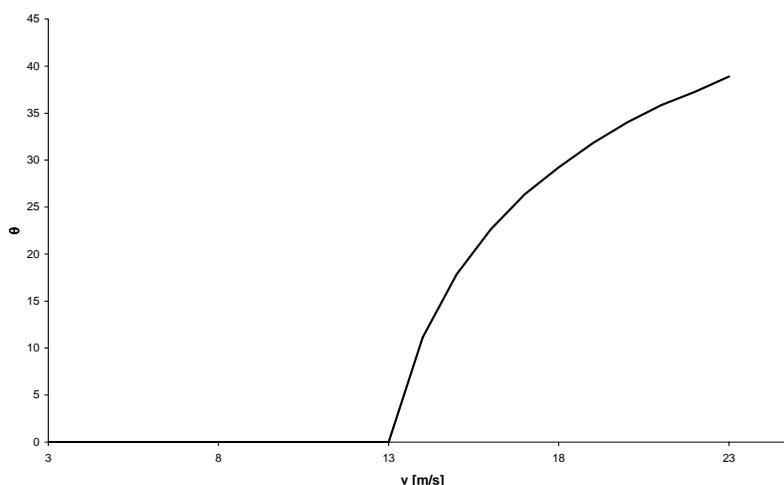


Figura 31: Variação do ângulo de passo da pá do rotor, β , com a velocidade do vento, u .

Um gerador eólico com velocidade variável não pode ser directamente interligado com um sistema de energia eléctrica caracterizado por possuir uma frequência constante, pelo que se recorre a sistemas de conversão corrente alternada / corrente contínua / corrente alternada (CA/CC/CA) por forma a realizar esta ligação.

Os conversores eólicos equipados com turbinas do tipo “*pitch*” e sistemas de conversão AC/DC/AC têm ainda a vantagem de, na zona de controlo de potência, exibirem uma resposta mais rápida, já que o sistema de conversores electrónicos possui constantes de tempo inferiores às exibidas pelo sistema de controlo do passo das pás do rotor: o sistema de conversão CA/CC/CA actua em primeiro lugar por forma a controlar a potência, sendo o controlo fino desta assegurado pelo controlador do passo das pás do rotor.

Face a perturbações na rede, os sistemas de controlo são inibidos por sistemas de protecção do equipamento eléctrico e electrónico. No caso dos geradores eólicos interligados através de conversores CA/CC/CA, a ocorrência de perturbações na rede ocasiona a sua desligação, por forma a proteger os conversores das elevadas intensidades de corrente que se podem verificar. No caso dos geradores eólicos directamente ligados à rede, a desligação é condicionada pelos valores elevados de intensidade de corrente e do binário que se podem verificar no período pós-perturbação. Estes sistemas de protecção têm como objectivo proteger o equipamento eléctrico e electrónico e não a turbina.

O sistema de protecção que especificamente diz respeito à turbina é o de protecção de sobrevelocidade, que protege o equipamento no caso de rejeição de carga.

Vantagens e inconvenientes

A favor da regulação por “*stall*” joga, principalmente, a sua grande simplicidade devido à ausência de mais partes em movimento; por isso é também mais barata.

No entanto, a sua implementação faz apelo a complicados métodos de cálculo aerodinâmico para definir o ângulo de ataque para o qual a pá entra em perda. Este aspecto é crucial para o desempenho deste método.

A favor da solução “*pitch*” jogam, por exemplo, o bom controlo de potência, para todas as gamas de variação da velocidade do vento. Na Figura 32 comparam-se as curvas de potência de turbinas eólicas “*stall*” e “*pitch*”: é visível que o sistema de variação do passo permite o controlo de potência muito mais fino.

Por outro lado, a variação do ângulo de passo permite também a redução dos esforços de fadiga com vento muito forte, porque, nessa situação, a pá apresenta uma menor superfície frontal em relação ao vento.

No entanto, o grande acréscimo de complexidade, e o correspondente aumento de custo, que esta solução acarreta são inconvenientes que têm de ser ponderados.

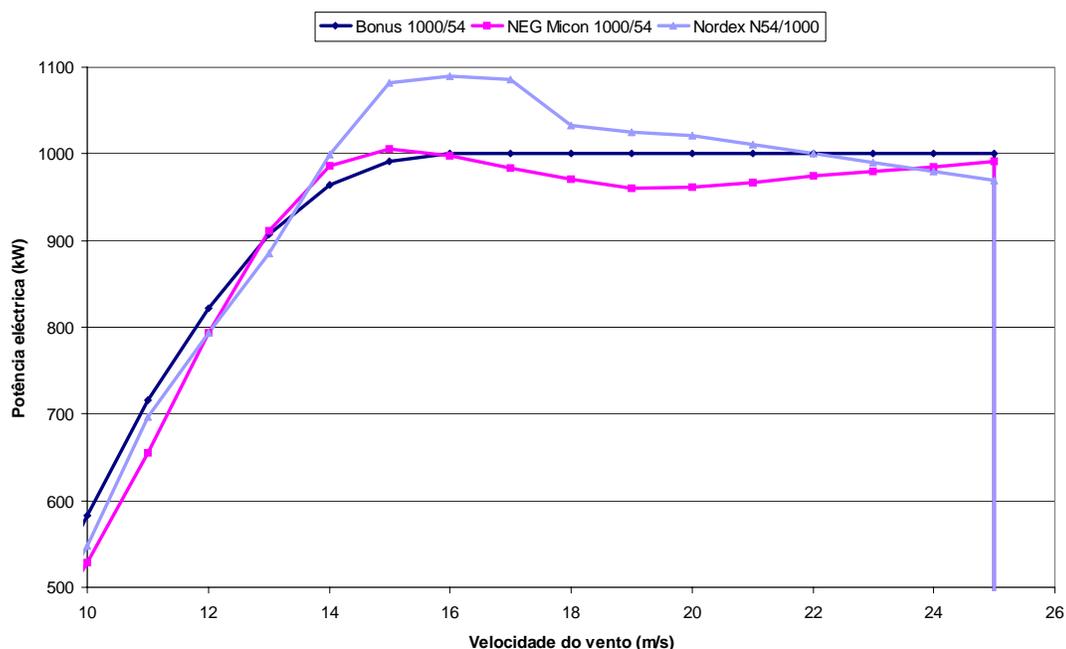


Figura 32: Curvas de potência: *pitch* (Bonus) e *stall* (NEG Micon e Nordex) [DanishAssoc].

Uma diferença fundamental entre as turbinas *stall* e *pitch* relaciona-se com a capacidade de auxílio nos processos de arranque e paragem.

No arranque, quando a velocidade do vento é baixa, a turbina de pás fixas não tem binário de arranque suficiente. Torna-se necessário dispor de um motor auxiliar de arranque ou, então, usar o próprio gerador a funcionar como motor para trazer o rotor até à velocidade adequada. No processo de paragem não é possível

colocar as pás na posição ideal para esse efeito, a chamada posição de bandeira, pelo que é exigido um sistema complementar de travagem por meios aerodinâmicos, por exemplo, deflexão de *spoilers*.

As turbinas *pitch* permitem que o processo de arranque seja assistido, porque o ângulo de passo pode ser variado de modo a conseguir um embalamento do rotor até à velocidade de rotação nominal. A travagem também é melhorada, porque se o passo das pás for tal que $\phi = 90^\circ$ (posição de bandeira), o rotor move-se lentamente (Figura 29), e o sistema de travagem aerodinâmica pode ser dispensado.

4.4. REFERÊNCIA AOS GERADORES ELÉCTRICOS

As diferentes configurações de geradores eólicos que o mercado oferece são objecto de uma descrição pormenorizada num texto separado, pelo que aqui apenas se abordam aspectos genéricos sobre o assunto.

Para converter a energia mecânica disponível no veio em energia eléctrica, a opção básica consiste em usar o gerador síncrono (alternador) ou o assíncrono (de indução).

Quando a apropriação da energia eólica é conduzida de maneira a que a exploração se faça a velocidade praticamente constante, o gerador de indução é a opção mais usada pelos fabricantes, tirando partido da sua grande simplicidade e robustez, e, conseqüentemente, do seu baixo preço.

A existência de um escorregamento entre a velocidade de rotação e a velocidade de sincronismo permite acomodar parte da turbulência associada ao vento, de modo a tornar a operação deste tipo de máquinas suficientemente suave.

Ao contrário, o funcionamento síncrono do alternador não deixa margem para acolher as flutuações da velocidade do vento, tornando a operação dos geradores síncronos demasiado rígida.

Como principal desvantagem do gerador de indução aponta-se o facto de trocar com a rede a energia reactiva de excitação e, portanto, necessitar de equipamento adicional para corrigir o factor de potência.

Os sistemas de conversão de energia eólica funcionando a velocidade aproximadamente constante equipados com geradores de indução directamente ligados a uma rede de frequência constante correspondem ao chamado *conceito CSCF*³² e constituem ainda a maioria das aplicações actualmente em operação.

Nos últimos anos, o conceito CSCF tem vindo a ser progressivamente abandonado e a ser substituído pelo chamado *conceito VSCF*³³, com o objectivo de maximizar o aproveitamento da energia eólica.

Para alargar o espectro de velocidades de rotação possíveis, os fabricantes dinamarqueses oferecem actualmente como equipamento *standard*, sistemas conversores equipados com gerador de indução de rotor bobinado e escorregamento variável. Nesta montagem, designada na literatura por DFIG ou DOIG³⁴, o estator é directamente ligado à rede e o rotor também é ligado à rede através de um sistema conversor AC/DC/AC que, controlando o escorregamento, possibilita o envio de potência adicional para a rede.

Outra alternativa, oferecida por um fabricante alemão, para sistemas de velocidade variável consiste num gerador síncrono ligado assincronamente à rede eléctrica através de um sistema conversor AC/DC/AC. A utilização de um tipo especial de gerador síncrono, com um número elevado de pares de pólos, permite ao gerador acompanhar a velocidade de rotação da turbina, tornando a caixa de velocidades dispensável.

A ligação assíncrona isola a frequência do rotor da frequência da rede, oferecendo, por isso, a possibilidade de o sistema funcionar de forma consistente em pontos de operação próximos do valor óptimo de λ . Por outro lado, a utilização de mo-

³² CSCF – Constant Speed Constant Frequency.

³³ VSCF – Variable Speed Constant Frequency.

³⁴ DFIG – Double Fed Induction Generator ou DOIG – Double Output Induction Generator.

dernos conversores electrónicos de potência funcionando com IGBT³⁵ permite controlar simultaneamente os trânsitos de energia activa e reactiva.

Os benefícios dos sistemas VSCF incluem:

- aumento da produção de energia
- redução das fadigas nos componentes mecânicos
- redução do ruído a baixas velocidades do vento
- ligação suave à rede de frequência constante
- eventual ausência de caixa de velocidades

A possibilidade oferecida por alguns destes sistemas de dispensarem a caixa de velocidades é uma vantagem importante, pois diminuem as perdas e o ruído associado com baixas velocidades do vento e aumenta, em princípio, a fiabilidade do sistema.

Com a instalação destes equipamentos no terreno, torna-se necessário avaliar correctamente os seus potenciais efeitos negativos. Aspectos relacionados com a eficiência dos conversores electrónicos, com a produção de harmónicas, com o comportamento do sistema eléctrico em condições extremas de vento, com a compatibilidade electromagnética, assumem, neste quadro, importância significativa.

4.5. TURBINAS DE EIXO VERTICAL

Actualmente, pode afirmar-se que todas as turbinas eólicas em operação comercial possuem um rotor em forma de hélice com eixo horizontal³⁶. Estas turbinas fazem uso do mesmo princípio básico das modernas turbinas hídricas, isto é, o escoamento é paralelo ao eixo de rotação das pás da turbina.

³⁵ Insulated Gate Bipolar Transistor.

³⁶ HAWT – Horizontal Axis Wind Turbine.

Nas antigas rodas de água, contudo, a água chegava às pás segundo uma direcção perpendicular ao eixo de rotação da roda. As turbinas de eixo vertical³⁷ apresentam um princípio de funcionamento semelhante.

A única turbina de eixo vertical que foi, em tempos³⁸, fabricada comercialmente era uma máquina do tipo *Darrieus*³⁹ (Figura 33), normalmente com duas ou três pás em forma de C.

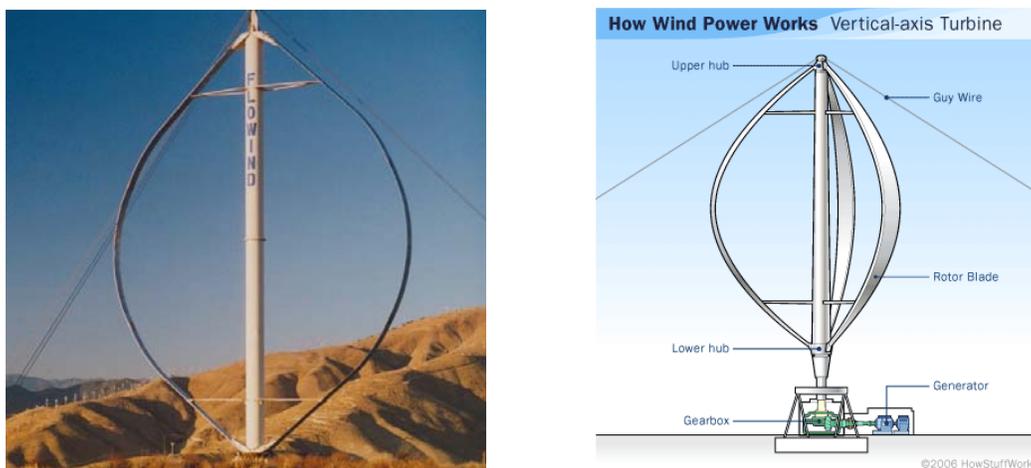


Figura 33: Turbina de eixo vertical do tipo Darrieus [DanishAssoc].

As principais vantagens das turbinas de eixo vertical podem ser sumariadas da seguinte forma:

- simplicidade na concepção
- insensibilidade à direcção do vento, dispensando o mecanismo de orientação direccional
- possibilidade de instalação junto ao solo de todo o equipamento de conversão da energia mecânica

³⁷ VAWT – Vertical Axis Wind Turbine.

³⁸ Aparentemente, o último fabricante deste tipo de turbinas abriu falência em 1997.

³⁹ Em homenagem ao engenheiro francês George Darrieus que a patenteou em 1931.

Quanto aos inconvenientes desta solução, identificam-se os seguintes:

- velocidades do vento muito baixas junto à base
- incapacidade de auto-arranque, necessitando de meios exteriores de auxílio
- necessidade de utilização de espias de suporte
- esforços dinâmicos acrescidos, devido ao comportamento inerentemente periódico

4.6. MICROGERADORES EÓLICOS

Um campo que apresenta grandes potencialidades de desenvolvimento é o das aplicações de pequena potência (máximo de alguns kW) em ambiente urbano, ligados à rede, ou em ambiente rural, em sistema isolado.

Na Figura 34 ilustram-se alguns exemplos deste tipo de equipamentos que se encontram em comercialização.



a)



b)

Figura 34: Microgeradores eólicos: (a) Cabo Verde, 500 W; (b) Holanda, 5 kW [Ropatec].

Por exemplo, um microgerador eólico de 1 kW montado numa torre de 7 m tem um comprimento de pás de 1,15 m e uma massa de 130 kg [Ropatec].

Em Portugal foi desenvolvido, num projecto liderado pelo INETI, um microgerador eólico – TURBAN (Figura 35) – com uma potência de 2,5 kW.



Figura 35: TURBAN – Microgerador eólico Português.

5. ANEXOS

Anexo 1: Classificação do vento [DanishAssoc].

Wind Speed Scale

Wind Speed at 10 m height		Beaufort Scale (outdated)	Wind
m/s	knots		
0.0-0.4	0.0-0.9	0	Calm
0.4-1.8	0.9-3.5	1	
1.8-3.6	3.5-7.0	2	Light
3.6-5.8	7-11	3	
5.8-8.5	11-17	4	Moderate
8.5-11	17-22	5	Fresh
11-14	22-28	6	
14-17	28-34	7	Strong
17-21	34-41	8	
21-25	41-48	9	Gale
25-29	48-56	10	
29-34	56-65	11	Strong Gale
>43	>65	12	Hurricane

Anexo 2: Massa específica do ar à pressão normal [DanishAssoc].

Density of Air at Standard Atmospheric Pressure

Temperature ° Celsius	Temperature ° Fahrenheit	Density, i.e. mass of dry air kg/m ³	Max. water content kg/m ³
-25	-13	1.423	
-20	-4	1.395	
-15	5	1.368	
-10	14	1.342	
-5	23	1.317	
0	32	1.292	0.005
5	41	1.269	0.007
10	50	1.247	0.009
15	59	1.225 *)	0.013
20	68	1.204	0.017
25	77	1.184	0.023
30	86	1.165	0.030
35	95	1.146	0.039
40	104	1.127	0.051

*) The density of dry air at standard atmospheric pressure at sea level at 15° C is used as a standard in the wind industry.

Anexo 3: Tabela de rugosidade do terreno usada no Atlas Europeu de Vento [DanishAssoc].

Roughness Lengths

Roughness Class	Roughness Length m	Energy Index (per cent)	Landscape Type
0	0.0002	100	Water surface
0.5	0.0024	73	Completely open terrain with a smooth surface, e.g. concrete runways in airports, mowed grass, etc.
1	0.03	52	Open agricultural area without fences and hedgerows and very scattered buildings. Only softly rounded hills
1.5	0.055	45	Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 1250 metres
2	0.1	39	Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 500 metres
2.5	0.2	31	Agricultural land with many houses, shrubs and plants, or 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 250 metres
3	0.4	24	Villages, small towns, agricultural land with many or tall sheltering hedgerows, forests and very rough and uneven terrain
3.5	0.8	18	Larger cities with tall buildings
4	1.6	13	Very large cities with tall buildings and skyscrapers

Definitions according to the [European Wind Atlas, WAsP](#).

Anexo 4: Equivalências úteis [DanishAssoc].

m/s	km/h	mph	nó
1	3,6	2,187	1,944

6. BIBLIOGRAFIA

6.1. WWW

- [AWEA] AWEA - American Wind Energy Association, <http://www.awea.org>
- [BWEA] BWEA – British Wind Energy Association, <http://www.bwea.com>
- [Centennial] U.S. Centennial of Flight Commission,
<http://www.centennialofflight.gov/>
- [Costa] P. Costa, P. Miranda, A. Estanqueiro. “Development and Validation of the Portuguese Wind Atlas”. Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, paper 841, <http://www.ewec2006proceedings.info/>
- [Cranfield] Cranfield University, School of Mechanical Engineering,
<http://www.cranfield.ac.uk/sme/ppa/wind/>
- [DanishAssoc] Danish Wind Turbine Manufacturers Association, <http://www.windpower.dk/>
- [Delft] Delft University of Technology, Section Wind Energy,
<http://www.windenergy.citg.tudelft.nl/>
- [DeMonfort] Institute of Energy and Sustainable Development, De Montfort University,
<http://www.iesd.dmu.ac.uk/>
- [DEWI] DEWI – Deutsches Windenergie-Institut GmbH (German Wind Energy Institute), <http://www.dewi.de/>
- [GWEA] Bundesverband Wind Energie e.V. (German Wind Energy Association),
<http://www.wind-energie.de>
- [ILSE] ILSE – The Interactive Learning System for Renewable Energy, Institute of Electrical Power Engineering, Renewable Energy Section, Technical University of Berlin (TU-Berlin), <http://emsolar.ee.tu-berlin.de/~ilse/>
- [INETI] Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, UEO – Unidade de Energia Eólica e dos Oceanos, EOLOS – Base de Dados do Potencial Energético do vento em Portugal,
http://www.ineti.pt/projectos/projectos_frameset.aspx?id=299
- [Nordex] Nordex AG, <http://www.nordex-online.com>
- [Ropatec] Ropatec, Vertical Energy, <http://www.ropatec.com>

- [TU-Berlin] Technical University of Berlin, Aerospace Institute, <http://rotor.fb12.tu-berlin.de/>
- [WindAtlas] European Wind Atlas, <http://www.windatlas.dk>
- [WindPower] Windpower Monthly News Magazine, <http://www.wpm.co.nz/>
- [WindService] Wind Service Holland, <http://home.wxs.nl/>

6.2. TRADICIONAL

- [Castro] Rui Castro, “Controlo de Aerogeradores para Produção Descentralizada”, IST, Junho 1987.
- [Castro1] Rui Castro, “Condições Técnicas e Económicas da Produção em Regime Especial Renovável”, IST, Fevereiro 2003 (edição 2).
- [Energia2001] Energia Portugal 2001, Direcção-Geral de Energia & Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente (DGE & CEEETA), Lisboa, Janeiro 2002.
- [Estanqueiro] Ana I.L. Estanqueiro, “Modelação Dinâmica de Parques Eólicos”, Tese de Doutoramento, IST, Lisboa, Abril 1997.
- [Garrad] A.D. Garrad, “Forces and Dynamics of Horizontal Axis Wind Turbines”, Capítulo 5 do livro “Wind Energy Conversion Systems” editado por L.L. Freris, Prentice Hall International (UK), 1990.
- [Halliday] J.A. Halliday, “Wind Resource – Anemometry”, Capítulo 3 do livro “Wind Energy Conversion Systems” editado por L.L. Freris, Prentice Hall International (UK), 1990.
- [Hassan] U. Hassan, D.M. Sykes, “Wind Structure and Statistics”, Capítulo 2 do livro “Wind Energy Conversion Systems” editado por L.L. Freris, Prentice Hall International (UK), 1990.
- [Jenkins] N. Jenkins, “Field Testing – Instrumentation”, Capítulo 15 do livro “Wind Energy Conversion Systems” editado por L.L. Freris, Prentice Hall International (UK), 1990.
- [Milborrow] D.J. Milborrow, “Performance, Testing and Modelling”, Capítulo 14 do livro “Wind Energy Conversion Systems” editado por L.L. Freris, Prentice Hall International (UK), 1990.

- [Moura] Domingos Moura, “A Energia do Vento” (versão provisória da redacção preliminar), IST, 1984.
- [Musgrove] P.J. Musgrove, “Introduction”, Capítulo 1 do livro “Wind Energy Conversion Systems” editado por L.L. Freris, Prentice Hall International (UK), 1990.
- [Noakes] J. Noakes, “The Design of Large Horizontal Axis Wind Turbines”, Wind Energy Course, Imperial College, London, 1992.
- [Sharpe] D.J. Sharpe, “Wind Turbine Aerodynamics”, Capítulo 4 do livro “Wind Energy Conversion Systems” editado por L.L. Freris, Prentice Hall International (UK), 1990.
- [Slootweg] J.G. Slootweg, H. Polinder, W.L. Kling, “Dynamic Modeling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls”, 2001 European Wind Energy Conference and Exhibition, , Copenhagen, Denmark, July , 2001.