



**ISEP**

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Software de Apoio à Implementação de  
Sistemas Híbridos de Produção de  
Energia Eléctrica Baseados em  
Energias Renováveis

Realizado por:

Helder Daniel da Rocha Santos nº 1020437

Coordenado por: Professor Doutor Custódio João Pais Dias



## RESUMO

O aumento da população Mundial, particularmente em Países emergentes como é o caso da China e da Índia, tem-se relevado um problema adicional no que confere às dificuldades associadas ao consumo mundial de energia, pois esta situação limita inequivocamente o acesso destes milhões de pessoas à energia eléctrica para os bens básicos de sobrevivência. Uma das muitas formas de se extinguir esta necessidade, começa a ser desenvolvida recorrendo ao uso de recursos renováveis como fontes de energia. Independentemente do local do mundo onde nos encontremos, essas fontes de energia são abundantes, inesgotáveis e gratuitas. O problema reside na forma como esses recursos renováveis são geridos em função das solicitações de carga que as instalações necessitam. Sistemas híbridos podem ser usados para produzir energia em qualquer parte do mundo. Historicamente este tipo de sistemas eram aplicados em locais isolados, mas nos dias que correm podem ser usados directamente conectados à rede, permitindo que se realize a venda de energia. Foi neste contexto que esta tese foi desenvolvida, com o objectivo de disponibilizar uma ferramenta informática capaz de calcular a rentabilidade de um sistema híbrido ligado à rede ou isolado. Contudo, a complexidade deste problema é muito elevada, pois existe uma extensa panóplia de características e distintos equipamentos que se pode adoptar. Assim, a aplicação informática desenvolvida teve de ser limitada e restringida aos dados disponíveis de forma a poder tornar-se genérica, mas ao mesmo tempo permitir ter uma aplicabilidade prática. O objectivo da ferramenta informática desenvolvida é apresentar de forma imediata os custos da implementação que um sistema híbrido pode acarretar, dependendo apenas de três variáveis distintas. A primeira variável terá de ter em consideração o local de instalação do sistema. Em segundo lugar é o tipo de ligação (isolado ou ligado à rede) e, por fim, o custo dos equipamentos (eólico, solar e restantes

componentes) que serão introduzidos. Após a inserção destes dados a aplicação informática apresenta valores estimados de Payback e VAL.

#### PALAVRAS-CHAVE

Sistema Híbrido, Modulo Fotovoltaico, Turbina Micro Eólica, Tipo de Ligação à Rede, Local de Instalação, Recurso Solar, Recurso Eólico, Payback e Valor Actual Líquido.

## ABSTRACT

The increase of world population, particularly in emerging countries such as China and India, has been subsumed in an additional problem which gives the difficulties linked to global energy consumption, as this clearly restricts the access of millions of people to electricity for basic goods for survival. One of the many ways to quench this need is beginning to be developed, using the use of renewable energy sources. Regardless of where in the world we find ourselves, these energy sources are abundant, inexhaustible and free. The problem is how these renewable resources are managed according to the requests of load needs. Hybrid Systems can be used to produce energy anywhere in the world. Historically these types of system were applied in isolated places, but in our days, they can be used directly connected to the grid, allowing it to carry out the sale of energy. It was in this context that this thesis was developed with the goal of providing a software tool capable of calculating the profitability of a hybrid network-attached or isolated. However, the complexity of this problem is very high, because there is an extensive array of features and different equipment that can be taken. So, the application developed had to be limited and restricted to the available data, becoming generic, but at the same time also provide a practical applicability. The purpose of the computer tool developed is to present immediately the costs of implementing a hybrid system, depending only three distinct variables. The first variable has to take into account the location of the system. Second is the connection type (alone or networked) and, finally, the cost of the equipment (wind, solar and other components) that will be introduced. After the data insertion in to the informatic application, is presented the estimated values of VAL and Payback.

## KEYWORDS

Hybrid System, Photovoltaic Module, Micro Wind Turbine, Type of connection to the local grid, Solar resources, Wind resources, Payback and VAL.

## AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho a pessoas importantes na minha vida e a pessoas que contribuíram de forma directa e indirecta para que fosse possível a realização deste trabalho:

À minha mãe que me deu oportunidade de estudar suportando em parte os meus estudos, ao meu irmão que é o “miúdo” com o melhor coração que eu conheço, ao meu melhor amigo Ricardo Faria que me acompanhou durante todos estes anos no ISEP, e que na elaboração deste trabalho também não foi excepção, às Senhoras da Pransor de Águas Santas que durante noites a fio foram a nossa única companhia e “claque de apoio quando o sono batia mais à porta”, ao Pedro Vieira que me ajudou a pensar na forma como poderia elaborar o Software, e claro à minha namorada Andreia Filipa Barros, que eu admiro muito e por vezes não lhe o digo, pois além da sua ajuda na formatação, soube abdicar da minha companhia e dar-me apoio e incentivo necessário para que a realização deste trabalho fosse possível. Agradeço também ao Professor Custódio Dias que me apoiou e me ajudou sempre que necessário.





## ABREVIATURAS

MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidade

EU: União Europeia

USD: United States Dollar

INEGI: Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial

AT: Alta Tensão

SEI: Sistema Eléctrico Independente

SEP: Sistema Eléctrico de Serviço Público

DL: Decreto-Lei

SRM: Sistema de Registo de Microprodução

IVA: Imposto sobre o Valor Acrescentado ou Agregado

BT: Baixa Tensão

AM: Massa de AR

MPP: Maximum Power Point

CTS: Condições de Teste Standard

EVA: Etilen-Vinil-Acetato

AC: Corrente Alternada

DC: Corrente Contínua

FV: Fotovoltaico/a

I&D: Investigação e Desenvolvimento

r.p.m.: Rotações por minuto

PME: Pequenas e Médias Empresas

CGAR: Crescimento da População Mundial

# ÍNDICE

RESUMO .....	iii
ABSTRACT .....	v
AGRADECIMENTOS .....	vii
ABREVIATURAS.....	ix
1. INTRODUÇÃO .....	17
1.1. RECURSO ENERGÉTICO .....	17
1.2. PANORAMA MUNDIAL .....	18
1.3. PANORAMA NACIONAL.....	22
1.4. ENQUADRAMENTO.....	26
1.5. REGULAMENTAÇÃO DA MICROPRODUÇÃO.....	27
1.5.1. MICROPRODUTOR.....	28
1.5.2. REGIMES REMUNERATÓRIOS .....	29
1.6. RESUMO CAPITULO 1.....	30
2. ESTADO DE ARTE.....	32
2.1. GENERALIDADES .....	32
2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	32
2.2.1. RECURSO SOLAR.....	32
2.2.2. TÉCNOLOGIA FOTOVOLTAICA .....	40
2.2.3. CURVAS CARACTERISTICAS .....	44
2.2.4. ENCADEAMENTO DAS CÉLULAS .....	48
2.2.5. ENCAPSULAMENTO .....	51
2.2.7. DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS .....	53
2.2.8. COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	55
2.3. SISTEMAS EÓLICOS .....	59

2.3.1.	RECURSO EÓLICO .....	59
2.3.2.	TÉCNOLOGIA EÓLICA .....	67
2.3.3.	COMPONENTES DE UM SISTEMA EÓLICO .....	69
2.3.4.	TÉCNOLOGIA DAS MINI-TURBINAS EÓLICAS .....	79
2.3.5.	COMPONENTES DE UM SISTEMA MINI-EÓLICO .....	80
2.4.	SISTEMAS HÍBRIDOS .....	85
2.4.1.	NECESSIDADE/OPORTUNIDADE.....	85
2.4.2.	COMPONENTES DE UM SISTEMA HÍBRIDO .....	86
2.5.	RESUMO DO CAPITULO 2.....	93
3.	APLICAÇÃO INFORMÁTICA.....	95
3.1.	GENERALIDADES .....	95
3.2.	DESCRIÇÃO SUMÁRIA DA APLICAÇÃO INFORMÁTICA.....	95
3.3.	DESCRIÇÃO PERMENORIZADA DOS BLOCOS DO PROGRAMA.....	97
3.3.1.	BASE DE DADOS .....	97
3.3.2.	INTERFACE UTILIZADOR.....	99
3.3.3.	SISTEMA HIBRIDO LIGADO Á REDE:.....	104
3.3.4.	SISTEMA HIBRIDO ISOLADO.....	118
3.3.5.	CUSTOS DO SISTEMA HIBRIDO.....	120
3.3.6.	CÁLCULO DO PAYBACK.....	124
3.3.7.	CÁLCULO DO VAL.....	125
3.4.	RESUMO CAPITULO 3.....	125
4.	CONCLUSÃO .....	126
4.1.	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS .....	129
5.	REFERÊNCIAS.....	130

## ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Crescimento da População e Economia Mundial [1] .....	18
Figura 2 : Procura Mundial de Energia Primária [1] .....	19
Figura 3 : Evolução das reservas mundiais de gás e petróleo [1].....	19
Figura 4: Consumos energéticos de Carvão, Petróleo, Gás Natural e Energia Nuclear [1] .....	20
Figura 5: População por Continente entre 2003 a 2050 [18] .....	21
Figura 6 - Consumo de Energia Primária em Portugal no ano de 2003 [1].....	23
Figura 7 - Consumo de Energia Primária em Portugal 2003 [1] .....	24
Figura 8: Espectro da Radiação Solar na Terra [17] .....	33
Figura 9: Radiação solar com os efeitos da atmosfera e seus agentes [17] .....	33
Figura 10: Radiação directa e difusa [21] .....	34
Figura 11: Ângulo Azimute e arcos dos ângulos de azimute de Inverno e Verão [17]....	35
Figura 12: Radiação Incidente num painel [17].....	36
Figura 13: Radiação Incidente em Portugal Continental [23].....	37
Figura 14: Massa de ar atravessada pela radiação solar [17] .....	38
Figura 15 - Exemplificação de dopagem de uma célula fotovoltaica [12].....	41
Figura 16 - Deslocamento dos electrões devido ao efeito fotovoltaico [21].....	42
Figura 17 - Efeito fotovoltaico [19] .....	42
Figura 18 - Silício monocristalino (m-Si) [19].....	43
Figura 19 - Silício policristalino (p-Si) [21].....	43
Figura 20 - Silício amorfo (a-Si)[19].....	44
Figura 21 - Modelo equivalente da Célula Fotovoltaica [17].....	45
Figura 23 - Curva característica I/U de uma Célula Fotovoltaica [17].....	46
Figura 23 - Curva característica I/U de um Módulo Fotovoltaico [17].....	46
Figura 24 - Curva característica de potência de um Módulo Fotovoltaico [17] .....	47
Figura 25 - Curvas características de potência em função da radiação [17] .....	47
Figura 26 - Curvas características I-U em função da temperatura [17].....	48
Figura 27 - Curva característica I/U em função da temperatura [17] .....	48
Figura 28 - Representação de Célula, Modulo e Painel [19].....	49

Figura 29 - Associação em serie de módulo FV [17].....	50
Figura 30 - Associação em paralelo de módulos FV [17] .....	50
Figura 31 - Esquema de instalação e separação de fileiras [17] .....	54
Figura 32 - Análise de distância entre fileiras [17].....	54
Figura 33 - Componentes de um sistema fotovoltaico autónomo e de um ligado à rede [20] .....	55
Figura 34 - Atlas Europeu do Vento [26].....	60
Figura 35 - Densidade espectral de energia [27].....	61
Figura 36 - Turbulência do vento [27].....	64
Figura 37 - Colocação das turbinas num parque eólico [27].....	65
Figura 38 – Anemómetro de Direcção (esquerda), Anemómetro de Copos (centro) e Anemómetro Sónico (direita) [27] .....	66
Figura 39: Relação entre o diâmetro típico do rotor e potência nominal da turbina [29] .....	69
Figura 40 - Aerogeradores de eixo vertical [30].....	71
Figura 41: Esquema de uma turbina eólica [27].....	72
Figura 42: Esquema representativo de uma Micro-Turbina eólica [33] .....	82
Figura 43 - Instalação Híbrida numa Habitação Unifamiliar [33] .....	86
Figura 44 – Esquema de funções do Controlador/Regulador [42].....	91
Figura 45 – Fluxograma da Aplicação Informática.....	96
Figura 46 – Página Inicial da Aplicação Informática.....	99
Figura 47 – Interface Utilizador da Aplicação Informática.....	100

# ÍNDICE TABELAS

Tabela 1: Densidade de População e Taxas demográficas compreendidas entre o ano 2000 e 2050[18] .....	21
Tabela 2 : Procura de Recursos da China e Índia [18].....	22
Tabela 3 - MW's Instalados de Tecnologia Renovável em Portugal [1].....	26
Tabela 4 - Tarifas e a percentagem a aplicar à tarifa de referência [7] .....	30
Tabela 5 - Reflectância de uma superfície [17].....	39
Tabela 6 - Sub-classificação de pequenas turbinas eólicas [32] .....	79
Tabela 7 – Base de Dados .....	98
Tabela 8 – Interface Utilizador.....	100
Tabela 9 – Rugosidade do Terreno [27].....	101
Tabela 10 – Sistema Ligado à Rede.....	103
Tabela 11 – Necessidades de Potência.....	104
Tabela 12 – Sistema Ligado à Rede, Equipamento Eólico .....	104
Tabela 13 - Cálculo de $f_u$ .....	109
Tabela 14 – Sistema Ligado à Rede, Equipamento Fotovoltaico .....	109
Tabela 15 – Sistema Isolado.....	119
Tabela 16 – Sistema Isolado, Equipamento Eólico.....	120
Tabela 17 – Sistema Isolado, Equipamento Fotovoltaico .....	120
Tabela 18 – Custo Capital dos Equipamentos .....	121
Tabela 19 – Calculo Remuneratório Ligado à Rede.....	122
Tabela 20 – Calculo do Tarifário Ligado à Rede .....	122
Tabela 21 – Calculo Remuneratório Sistema Isolado .....	123
Tabela 22 – Cálculo de Tarifa .....	124

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A - CASOS DE APLICAÇÃO PRÁTICA .....	135
ANEXO B – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS EQUIPAMENTOS .....	146
ANEXO C – DADOS METEROLÓGICOS .....	148
ANEXO D – DL 363/2007 .....	150
ANEXO E – PROGRAMAÇÃO .....	152
ANEXO F – TARIFA EDP 2010 .....	154



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. RECURSO ENERGÉTICO

No mundo globalizado em que vivemos a competitividade entre os países impõe uma redefinição das funções que atribuímos ao Estado e a uma maior participação da sociedade civil. Promover e estimular o envolvimento da iniciativa privada é, conseqüentemente, condição necessária para a construção e desenvolvimento de uma economia competitiva e adaptada para enfrentar os desafios futuros, emergentes quer da abertura dos mercados, quer do desenvolvimento económico e social de uma parcela cada vez maior da humanidade. Para que possamos beneficiar desse envolvimento de forma sustentada e equilibrada, é imperioso que encontremos novos modelos de negócio adequados às diferentes exigências e expectativas que a sua participação requer. O sector energético e o peso elevado que representa na economia mundial estão na vanguarda no que respeita a modelos de negócio. As questões energéticas a nível global impulsionaram o reaparecimento das energias renováveis, causado principalmente pelos choques petrolíferos ocorridos na década de 70. Por um lado, existe 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. A promoção e utilização de fontes renováveis para a produção de energia advêm da necessidade de garantir um desenvolvimento sustentável para a sociedade actual e futura. De facto, os sinais de alerta são frequentes e a consciencialização das forças de intervenção e sociedade em geral para a problemática energética é crescente. Outros factores preponderantes na construção do actual cenário do sector energético podem ser apontados à larga utilização de fontes não renováveis e o elevado consumo de energia registado, sendo evidente a forte dependência política e económica dos países industrializados face aos países produtores de

petróleo. Não será novidade que estes combustíveis (petróleo, carvão e gás natural), sendo extraídos a um ritmo superior ao que se formam, sejam fontes de energia esgotáveis. Esta situação tem sido abordada por diversos especialistas e de diversas formas, todos apontam para um mesmo fim que, apesar de ser conhecido pelo mais comum dos mortais, por vezes interesses políticos e económicos prevalecem e insistem em ignorá-los.

## 1.2. PANORAMA MUNDIAL

Factos incontornáveis têm de ser apresentados e dados a conhecer, como por exemplo a situação do crescimento da população a nível mundial que entre 2004 e 2030 deverá crescer de 6,4 para 8,1 mil milhões de pessoas, ou seja, 1% ao ano. Neste mesmo período, a economia mundial deverá crescer a 3,4% ao ano [1]:

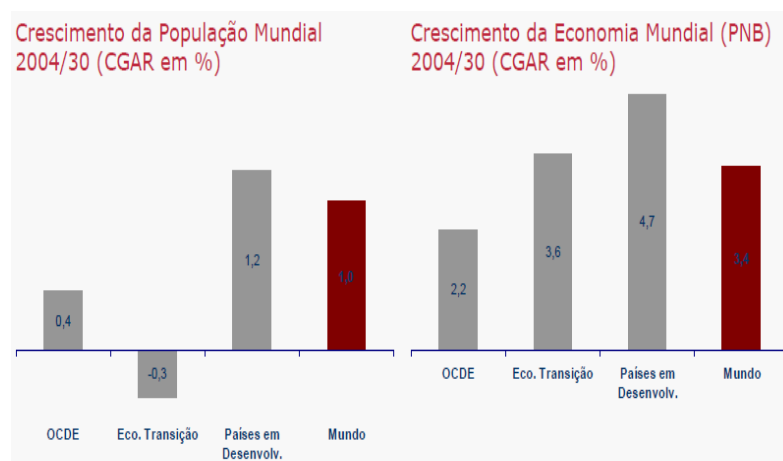


Figura 1: Crescimento da População e Economia Mundial [1]

No entanto, estimou-se que entre 2004 e 2030 a procura mundial de energia primária deveria crescer cerca de 1,6% ao ano [1]:

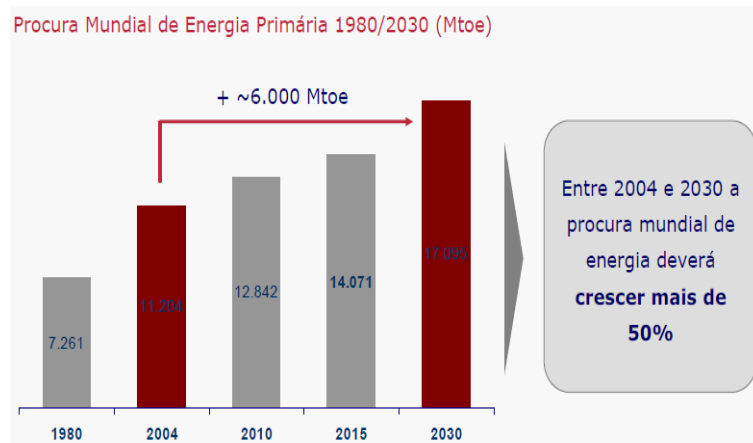


Figura 2 : Procura Mundial de Energia Primária [1]

Recorrendo a estudos comprovados, facilmente constatamos que na realidade as reservas mundiais de petróleo são evidentemente limitadas, mas a procura não está a diminuir.

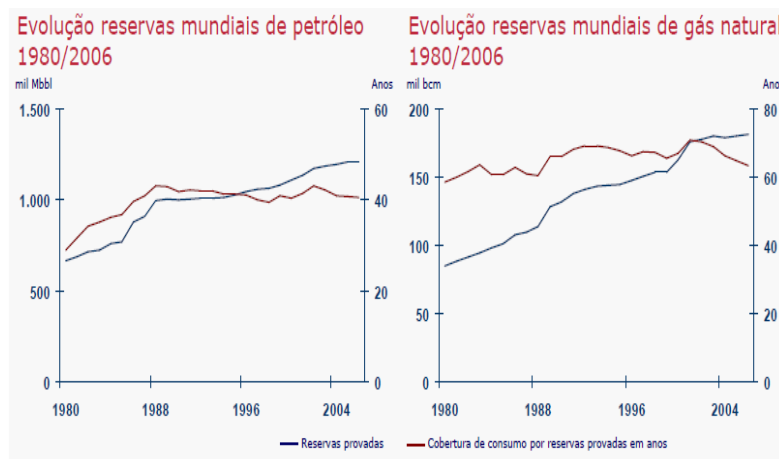


Figura 3: Evolução das reservas mundiais de gás e petróleo [1]

Analisando a Figura 3 constata-se que em 1980 as reservas mundiais de petróleo eram de 667 mil milhões de barris e que entre 1981 e 2006 foram produzidos 645 mil milhões de barris de petróleo, conseqüentemente a questão que se impõe é quando é que está previsto o fim deste recurso.

Esta questão é uma das que mais importuna o mundo actual, motivando movimentos especulativos que provocam severos devaneios económicos a nível mundial, que são constantemente alimentados por motivos e interesses diversos. De facto, apesar de se apresentarem taxas de crescimento muito menores que as renováveis, em 2030 as fontes tradicionais de energia deverão continuar a ser responsáveis por mais de 86% da energia primária consumida. [1]

Portanto, a eficiência energética é necessária para o aumento da penetração das renováveis e o cenário de procura de energia de fontes tradicionais considera um forte crescimento em termos de volume, mas as taxas de crescimento são necessariamente inferiores às renováveis:

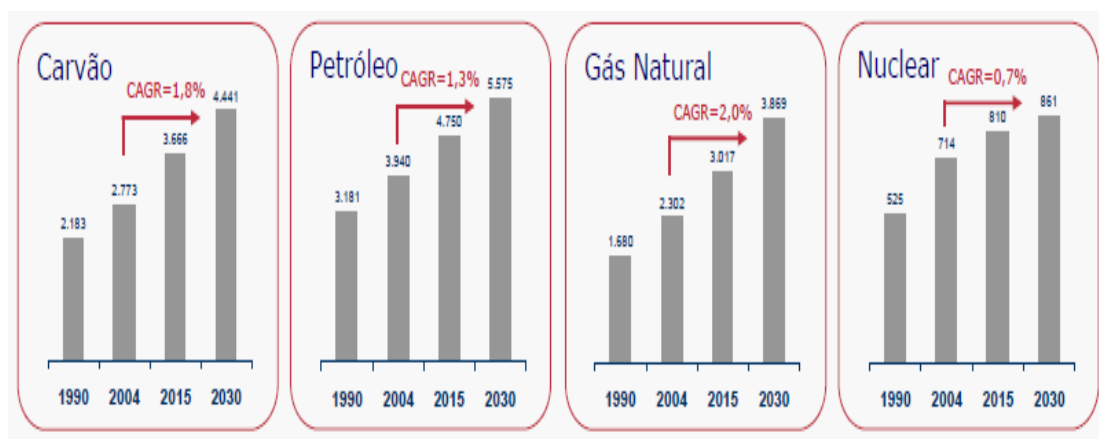


Figura 4: Consumos energéticos de Carvão, Petróleo, Gás Natural e Energia Nuclear [1]

Para reforçar, na tentativa de combater esta tendência insaciável de consumo energético, diversas conferências e protocolos de âmbito internacional foram realizados e discutidos, como é o caso do famoso protocolo de Quioto, estabelecido por alguns países industrializados em 1997, cujo objectivo é a redução dos gases efeito estufa em cerca de 5,2% no período de 2008 a 2012 comparativamente aos valores de 1990. Na sequência dos problemas e interesses existentes, para que estes factos não sejam ignorados, deverá ser levada em conta a situação em que se encontram países como é o caso da China e da

Índia, cujo crescimento a nível populacional e económico, não cumpre qualquer uma das exigências do protocolo de Quioto.

População por continente em 2003 e 2050

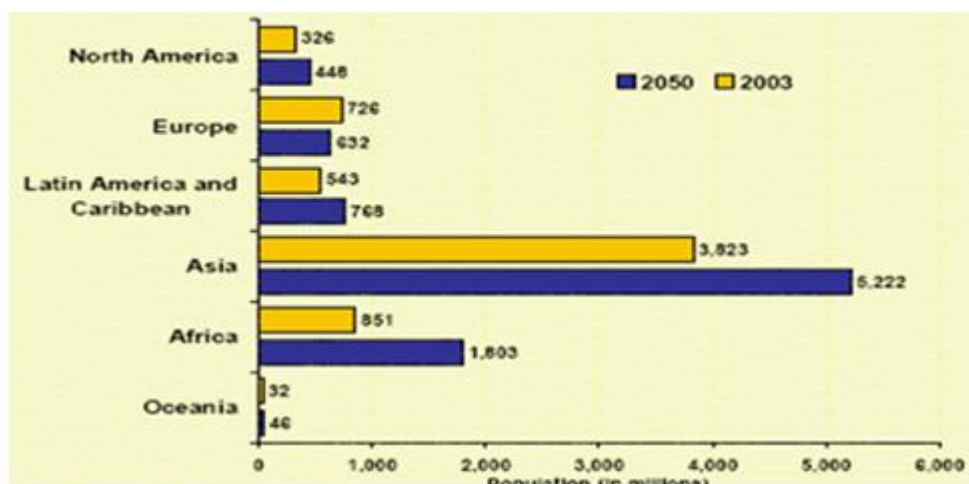


Figura 5: População por Continente entre 2003 a 2050 [18]

Tabela 1: Densidade de População e Taxas demográficas compreendidas entre o ano 2000 e 2050[18]

	População (milhões)		Taxa de fertilidade		Esperança de vida		% População com mais de 60 anos	
	2000	2050	2000	2050	2000	2050	2000	2050
<b>Canadá</b>	31,0	39,0	1,5	1,6	79,3	83,3	16,7	32,2
<b>Estados Unidos</b>	285,0	409,0	2,1	2,0	77,1	81,6	16,1	35,5
<b>Reino Unido</b>	59,0	66,0	1,6	1,7	78,2	83,0	20,7	29,6
<b>França</b>	59,0	64,0	1,9	1,9	79,0	84,0	20,5	32,3
<b>Alemanha</b>	82,0	79,0	1,4	1,5	78,3	83,5	23,2	34,5
<b>Itália</b>	57,0	45,0	1,2	1,5	78,7	82,5	24,1	40,6
<b>Japão</b>	127,0	110,0	1,3	1,5	81,6	88,1	23,3	42,4
<b>China</b>	1,3	1,4	1,8	1,9	71,0	76,7	10,1	30,0
<b>Índia</b>	1,017	1,5	3,0	2,1	63,9	73,8	7,5	20,1
<b>México</b>	99,0	140,0	2,5	1,9	73,4	79,7	6,9	26,2

Tabela 2 : Procura de Recursos da China e Índia [18]

	<b>CHINA</b>	<b>ÍNDIA</b>
<b>AÇO</b>	197,9	33,4
<b>COBRE</b>	2,8	0,3
<b>ALUMÍNIO</b>	5,2	0,7
<b>ZINCO</b>	2,1	0,3
<b>ENERGIA</b>	1200	600

Numa análise muito sucinta das Tabelas 1 e 2, facilmente se averigua que para países como a China e a Índia conseguirem manter o seu ritmo de crescimento populacional e económico, necessitarão de energia a todo custo, e por isso sensibilizar os responsáveis máximos destes países é algo fulcral para a sobrevivência do Planeta.

### 1.3. PANORAMA NACIONAL

A política em Portugal na vertente do recurso a energias “verdes”, assumiu um papel bastante surpreendente apresentando metas muito ambiciosas e que estão a ser cumpridas e até mesmo ultrapassadas pois vejamos a situação passada e a futura:

- Portugal importa 85% da sua energia primária
- Portugal têm uma grande dependência de petróleo (existência de muitas centrais térmicas)
- Uso crescente de gás natural
- Ausência de nuclear em Portugal
- Procura crescente de electricidade
- MIBEL
- Portugal é um país periférico comparativamente à maioria dos países da EU.

Conclui-se portanto no que se refere ao uso de energias tradicionais a situação não é propriamente das mais fáceis de resolver, pois visto Portugal ser geograficamente desfavorecido. No entanto, Portugal possui vantagens no que se refere ao uso de energias renováveis como:

- Experiências precoces nalguns segmentos mas desenvolvimento tardio
- Tradição em grandes hídricas
- Excelente clima para renováveis
- Desenvolvimento muito rápido das eólicas
- Cluster para certos segmentos: eólica/biomassa
- Concentração
- Um dos sectores económicos mais dinâmicos

Quanto a nível de balança comercial Portugal em 2004 encontrava-se na seguinte situação:

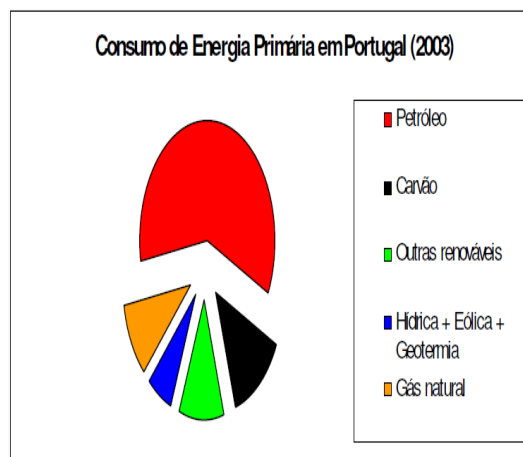


Figura 6 - Consumo de Energia Primária em Portugal no ano de 2003 [1]

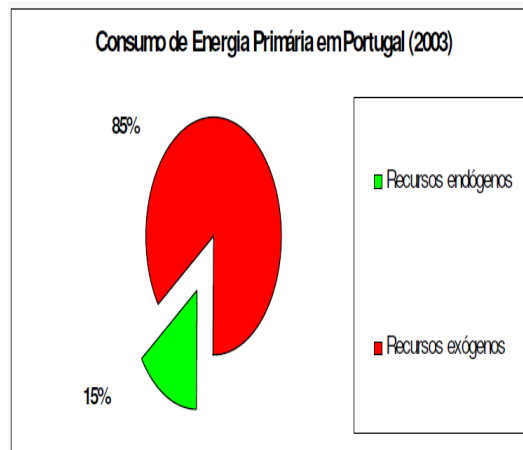


Figura 7 - Consumo de Energia Primária em Portugal 2003 [1]

- Valor de total de importações: 41700 M€
- Valor de total de importações de combustíveis minerais: 4900 M€ (11.8%)
- Este último valor representa a nível de PIB: 3.7 %
- Sendo o consumo de Portugal 118 M barris de petróleo ano
- Representam 325 000 barris por dia

Então:

- Como em 2005 houve um aumento de 37.5 USD/barril para 60 USD/barril isso traduziu-se um custo adicional de 2300 M€

Ou seja

- Por cada dólar de aumento do barril de petróleo, representa em Portugal um o aumento global de mais de 100 M€ [2]

Com este tipo de custos e dependência energética, Portugal decidiu optar por uma política de investimento em energias limpas e isso ficou formalmente estabelecido na celebração do protocolo de Quioto, em que Portugal estabeleceu as seguintes metas e iniciativas:



- Até 2010, 39% da energia deverá ser produzida através de fontes renováveis (Directiva 77/CE/2001);
  - Ainda durante o processo de avaliação a meta Portuguesa foi corrigida para 45%;
  - De acordo com o INEGI, Portugal detinha mais de 2050 MW de potência eólica ligada à rede no final do 3º trimestre de 2007 (acrescidos de 750 MW em construção), existindo intenção de ligação de 5.100 MW até 2010;
  - Atribuição, por concurso, de pontos de ligação para 1.700 MW eólicos, acrescidos de 300 MW via sobre-capacidade;
  - Novos incentivos, decretos-lei e investimentos por parte do estado e entidades privadas foram estabelecidos para o desenvolvimento e expansão de tecnologias de produção de energia limpa: Biomassa, biogás, fotovoltaica, ondas e geotérmica;
  - Diversos concursos públicos para a construção de centrais de biomassa foram realizados;
  - A obrigatoriedade de certificação energética de edifícios foi implementada;
- [2]
- País pioneiro a nível mundial na criação de uma rede de abastecimento de veículos eléctricos.

Tabela 3 - MW's Instalados de Tecnologia Renovável em Portugal [1]

	<b>2000</b>	<b>Jul-07</b>
<b>TOTAL HIDRAÚLICA</b>	4236	4805
<b>EÓLICA</b>	76	1939
<b>BIOMASSA (COM CO-GERAÇÃO)</b>	344	357
<b>BIOMASSA (SEM CO-GERAÇÃO)</b>	8	24
<b>RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS</b>	88	88
<b>BIOGÁS</b>	1	10
<b>FOTOVOLTAICO</b>	1,2	2,3
<b>ONDAS</b>	0	0
<b>TOTAL</b>	4755	7225

Estes indicadores e metas apresentadas levam a crer que Portugal é um dos Países mais empenhados neste âmbito, portanto o desenvolvimento de novas tecnologias, métodos ou até mesmo produtos, é algo que em Portugal tem apoio incondicional das entidades envolvidas. Como prova disso o País foi dado como uns dos exemplos a nível mundial na produção de energias verdes pelo *The New York Times* “*Portugal Gives Itself a Clean-Energy Makeover*” [25], comprovando e dando um maior incentivo e estímulo à realização desta dissertação.

#### 1.4. ENQUADRAMENTO

A Directiva Europeia CE 96-92 conferiu uma reestruturação no sector eléctrico, no início da década de 2000. Com isto as actividades de transporte e produção de energia passaram a ser asseguradas por diferentes entidades, tornando a rede de transporte gerida por um único gestor, designado pelo governo respectivo. Promoveu-se com esta abertura de mercado o desenvolvimento da produção descentralizada, seja esta produção tradicional, realizada por produtores independentes, ou então recorrendo à utilização de

energias renováveis. Neste seguimento Portugal tem-se revelado um país em que as políticas energéticas têm um papel importante nomeadamente na adopção de fontes de energia renovável para produção de energia eléctrica. A fundamentar esta afirmação, assistiu-se à entrada em vigor da actual legislação (Decreto-Lei nº363/2007, de 2 de Novembro) em que a microprodução tornou-se numa actividade mais apelativa, nomeadamente em termos de remuneração da energia vendida à rede pelo microprodutor. Sendo a definição de microgeração, uma geração de energia pelo próprio consumidor, podendo este ser uma empresa ou particular, através do uso de equipamentos de pequena escala nomeadamente painéis solares, micro-turbinas eólicas ou outro tipo de tecnologias [3].

Este tipo de produção descentralizada constitui uma alternativa às grandes centrais, bem como às redes de distribuição de AT. Devido ao facto da produção de energia ser realizada localmente, a diminuição de perdas por transporte bem como dos custos inerentes às redes de AT poderão ser uma mais-valia.

### 1.5. REGULAMENTAÇÃO DA MICROPRODUÇÃO

A regulamentação da microprodução como actividade de produção de electricidade com a possibilidade de fornecer energia à rede pública foi inicialmente regulamentada pelo decreto-lei 68/2002. Neste decreto encontrava-se regulamentada a produção de energia essencialmente para auto-consumo, havendo a capacidade de entregar a energia excedente à rede pública ou a terceiros, contudo a potência de entrega não poderia ser superior a 150 kW, e o consumo próprio ou fornecimento a terceiros representar no mínimo 50% da energia eléctrica produzida. Contudo verificou-se que o número de unidades de microgeração a funcionar ao abrigo deste decreto não atingiu um número expressivo. [4]

O decreto-lei 312/2001 estabelecia as condições que permitiam que os novos centros electroprodutores do SEI pudessem enviar e receber electricidade das redes SEP. No entanto, este DL não elegia nenhum tipo de distinção perante a potência nominal ou localização geográfica dos sistemas electroprodutores, focalizando-se assim na administração dos processos de licenciamento de micro e pequena dimensão. [5]

Portanto, da necessidade da simplificação do regime de licenciamento existente, surgiu a criação do SRM, uma plataforma electrónica onde pode ocorrer o relacionamento entre microprodutor e administração, bem como um simples sistema de facturação, com isenção de facturas e accertos de IVA pelos particulares, que se encontram substituídos pelos comercializadores. Assim, a transacção de capital dá-se de uma só vez englobando o resultado líquido do total consumido e produzido pelo microprodutor. Neste sistema são distinguidos dois regimes remuneratórios, o regime geral, aplicado à generalidade das instalações e o regime bonificado aplicado às fontes de energia renovável. [6]

#### 1.5.1. MICROPRODUTOR

Define-se como produtores de electricidade recorrendo a unidades de microprodução, todas as entidades que disponham de um contrato de compra de electricidade de BT, sendo a unidade de microprodução integrada no local da instalação eléctrica de utilização. Os produtores poderão criar uma unidade de microprodução por cada instalação eléctrica de utilização, vendendo a totalidade de electricidade produzida nos limites de potência permitidos [7].

## 1.5.2. REGIMES REMUNERATÓRIOS

### 1.5.2.1. REGIME GERAL

No regime geral o preço de venda da energia à rede pública é igual ao preço por kWh da tarifa regulada aplicável pelo comercializador de último recurso, e terá de ter um máximo de 5,75kW, limitado a 50% da potência contratada, sendo esta condição apenas aplicável em instalações não integradas em condomínios [7].

### 1.5.2.2. REGIME BONIFICADO

Inserir-se no regime bonificado um produtor que possua unicamente unidades de microprodução com potência limitada a 50% da potência contratada e não superior a 3,68 kW e que utilizem fontes de energia renováveis (solar, eólica, hídrica, cogeração e biomassa). Sendo assim, se um microprodutor possuir um contrato de potência de 6,9 kVA, fica limitado à instalação de uma unidade de microprodução de potência máxima de +/- 3,45 kW, contudo há que ter sempre em atenção o valor limite de 3,68kW, ou seja, para se estar abrangido por este regime existe necessidade de cumprimento de certas condições. Este regime prevê uma tarifa de referência para a energia vendida à rede de 650€/MWh, para os primeiros 10 MW de potência instalada em microprodução. A cada 10 MW instalados a tarifa decresce 5%. A potência instalada tem um máximo anual de 10 MW para o ano 2008 e este valor aumenta anual e sucessivamente em 20%. A tarifa aplicada é diferente para cada tipo de tecnologia de produção, sendo apresentada na seguinte Tabela as tarifas e a percentagem a aplicar à tarifa de referência, assim como a fórmula de aplicação para a tarifa de venda quando se utiliza um *mix* de tecnologias mencionada no Decreto-Lei nº363/2007 [7]:

Tabela 4 - Tarifas e a percentagem a aplicar à tarifa de referência [7]

<i>Tecnologia</i>	<i>% a aplicar à tarifa de referência</i>	<i>Tarifa (€/kWh)</i>
Solar	100%	0.650
Eólica	70%	0.455
Hídrica	30%	0.195
Cogeração e Biomassa	30%	0.195

$$T_V = \frac{LME_{PS} \cdot (T_R \cdot P_S) \cdot LME_{RP} \cdot (0,7 \cdot (T_R \cdot P_E) + 0,3 \cdot T_R \cdot (P_H + P_B))}{LME_{PS} \cdot P_S + LME_{RP} \cdot (P_E + P_H + P_B)} \quad (1.0)$$

Em que:

$T_V$  » *Tarifa de venda*

$T_R$  » *Tarifa de referência*

$P_S$  » *Potência Solar*

$P_E$  » *Potência Eólica*

$P_H$  » *Potência Hídrica*

$P_B$  » *Potência Biomassa*

$LME_{PS}$  » *Limite de Produção Solar*

$LME_{RP}$  » *Limite de Produção das restantes produções*

De salientar que a tarifa aplicada no ano 0 (ano de início de produção) se vai manter por mais cinco anos, e findo estes é que será aplicada a tarifa de referência em vigor.

## 1.6. RESUMO CAPITULO 1

Neste capítulo foram abordados os desafios impostos pela necessidade de implementar políticas que assegurem um desenvolvimento sustentável, que são particularmente pertinentes no domínio da energia. Cada vez mais o mundo se confronta com o aumento de população e conseqüentemente com o aumento de

consumo de energia. Este aumento de consumo despoletou um aumento bastante significativo do uso de tecnologias baseadas em energias limpas, ou seja, energias renováveis, tornando-se assim uma alternativa real e fiável comparativamente às formas convencionais de produção de energia eléctrica. Acções políticas, imposições legais, protocolos e directivas comunitárias contribuíram e incentivaram o recurso à implementação destes equipamentos, tanto em grande escala como em pequena escala. A nível nacional, o exemplo disso é o Decreto-Lei nº363/2007 que criou uma “janela” de desenvolvimento científico muito importante no âmbito da aplicação de tecnologia para a produção de energia eléctrica limpa.

## 2. ESTADO DE ARTE

### 2.1. GENERALIDADES

Na sequência do capítulo anterior, várias tecnologias que aproveitam a energia dos recursos naturais como o vento e o sol foram desenvolvidas. Uma delas baseia-se na utilização de sistemas híbridos, que no caso em estudo são constituídos por um sistema solar (painel fotovoltaico) em paralelo com um equipamento eólico (micro turbina eólica), que utilizam a energia solar e a energia do vento, disponíveis no local de implementação, convertendo estas duas energias de forma combinada em energia eléctrica. É necessário entender as diferentes tecnologias dos equipamentos que constituem um sistema híbrido, pois esta é uma das tecnologias disponíveis no mercado que pode ser utilizada tanto como forma de vender energia à rede (ligado á rede) ou então para o uso autónomo (sistemas isolados). Apresenta-se de seguida uma abordagem teórica sobre os métodos e considerações importantes para a compreensão total do sistema híbrido. Para que seja apresentado de forma mais entendível a abordagem às tecnologias que constituem o sistema híbrido, será realizada primeiramente de forma individual e posteriormente de forma conjunta.

### 2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

#### 2.2.1. RECURSO SOLAR

Como é de conhecimento geral, a origem da vida e de outras formas de energia existentes na terra têm como principal fonte energética, o Sol. O Sol comporta-se como um corpo negro a emitir permanentemente radiações à temperatura de 6000 K. Há milhões de anos que o Sol irradia para o espaço luz e calor em sequência das reacções nucleares de fusão que se produzem no seu interior. Apenas uma infinitésima parte desta energia chega à superfície da Terra, mas com expressão importante que justifica desenvolver tecnologia



necessária para poder aproveitá-la. Tecnologias recentes, como o desenvolvimento das células fotovoltaicas e de sistemas solares térmicos, entre outros, têm sido desenvolvidas para que o ser humano possa usufruir do uso desta energia [8].

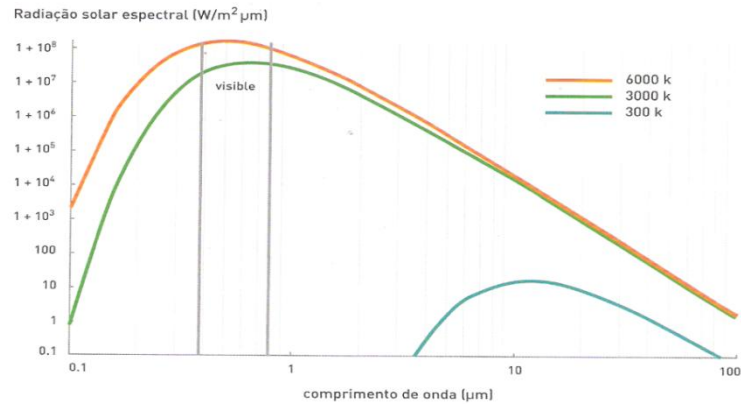


Figura 8: Espectro da Radiação Solar na Terra [17]

Como a Figura 8 demonstra, o espectro da radiação do Sol é muito mais vasto do que a porção de radiação que é visível ao olho humano. Contudo, apenas uma ínfima parte da radiação solar é visível, situando-se na faixa de comprimentos de onda ( $\lambda$ ), compreendida entre  $10^{-7}$  e  $10^{-5}$  metros.

Atendendo a todos estes factores, responsáveis pela redução da radiação na atmosfera, o gráfico fica:

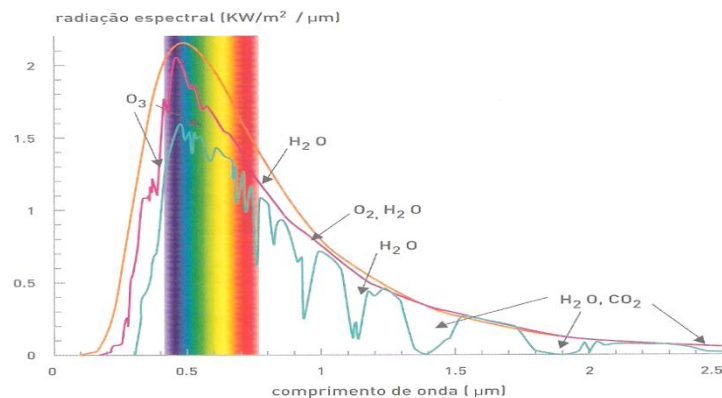


Figura 9: Radiação solar com os efeitos da atmosfera e seus agentes [17]

Na Figura 9 podemos observar que a faixa de radiação visível com o comprimento de onda situa-se entre 0,3 e 0,8  $\mu\text{m}$ . Observa-se também que a radiação é maior na zona visível de ultra violeta aos verdes. Esta zona assume particular importância, devido ao facto dos fotões apresentarem uma energia mais elevada [9].

#### 2.2.1.1. RADIAÇÃO DIRECTA E DIFUSA

Da radiação solar incidente na superfície terrestre distingue-se radiação directa e radiação difusa.

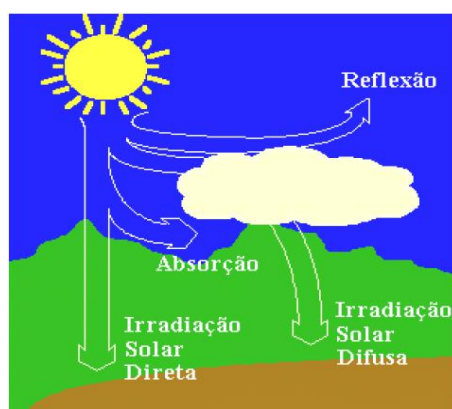


Figura 10: Radiação directa e difusa [21]

A radiação directa é constituída pelos raios solares recebidos em linha recta do sol. A radiação difusa é originada pelos raios não directos e dispersos pela atmosfera. Depende essencialmente das nuvens e apresenta-se muito variável com as condições atmosféricas. A radiação global será resultante da soma das radiações directa e difusa. Subentende-se que nos dias claros, será a fracção de radiação directa que prevalece, enquanto que nos dias enevoados e sobretudo no Inverno, a radiação solar será quase só difusa. Verifica-se que em Portugal a proporção de radiação directa na radiação global durante um ano é de 60%, sendo os restantes 40% de radiação difusa [10].

#### 2.2.1.2. POSIÇÃO DO SOL

A posição do Sol pode ser definida em qualquer local, recorrendo à sua altura e ao ângulo de azimute. O ângulo de azimute define a direcção do movimento do Sol. Ao meio-

dia, o Sol está sempre virado a Sul no hemisfério Norte. Em dia de equinócio percorre a linha de latitude, ou seja, nasce a 90° e põe-se a 270°. Nesse dia a altura é de 90° no equador e é igual à latitude nos lugares acima e abaixo do equador [10].

O azimute varia com a latitude e a época do ano, e calcula-se através da seguinte expressão:

$$\text{Azimute} = \cos^{-1} \left[ \frac{\sin \delta \cos \varphi - \cos \delta \sin \varphi \cos HRA}{\cos \alpha} \right] \quad (2.0)$$

Em que HRA é o ângulo horário local

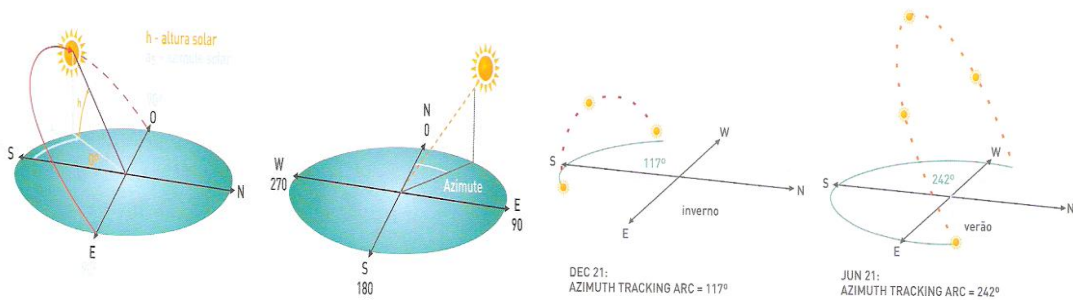


Figura 11: Ângulo Azimute e arcos dos ângulos de azimute de Inverno e Verão [17]

O ângulo azimute é de extrema importância se necessitarmos de seguir a posição do Sol na sua trajetória ao longo do dia. Toma amplitude máxima no solstício de Verão e mínima no solstício de Inverno.

### 2.2.1.3. RADIAÇÃO SOLAR RECEBIDA NA TERRA

A radiação recebida na superfície terrestre quantifica-se conhecendo uma série de parâmetros. Se pretendermos determinar a radiação recebida num painel fotovoltaico, teremos em conta a radiação incidente no instante, a área do painel e a inclinação do mesmo:

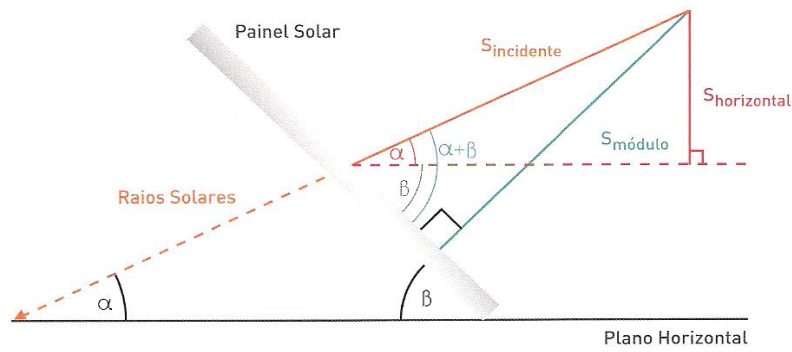


Figura 12: Radiação Incidente num painel [17]

A radiação no plano horizontal, pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$S_{\text{horizontal}} = S_{\text{incidente}} \times \sin \alpha \quad (2.1)$$

Para a radiação no painel a expressão será:

$$S_{\text{módulo}} = S_{\text{incidente}} \times \sin(\alpha + \beta) \quad (2.2)$$

E deduzindo as duas expressões anteriores;

$$S_{\text{módulo}} = \frac{S_{\text{horizontal}} \times \sin(\alpha + \beta)}{\sin \alpha} \quad (2.3)$$

Sendo assim, a radiação solar recebida numa superfície depende da radiação incidente e da época do ano, bem como do ângulo de inclinação e área do próprio painel. Pela expressão (2.2), determina-se a inclinação do painel na horizontal (maior ângulo de incidência) obtendo-se os melhores resultados que com a colocação vertical. Contudo, haverá uma inclinação intermédia com maior eficiência que estas duas ultimas hipóteses. Esse ângulo é considerado o ângulo óptimo. Para cada dia e em função da estação do ano, varia-se o valor da radiação solar e o ângulo óptimo. Nos sistemas fixos usa-se um ângulo óptimo que será o valor médio anual. Em caso de dúvida, de falta de meios ou de elementos para o cálculo, é comum utilizar-se um ângulo de inclinação igual à latitude. Em todos os casos, no hemisfério Norte os painéis devem estar orientados a Sul e vice-

versa no hemisfério Sul [10]. Contudo, estão quantificados a nível internacional os valores médios da radiação recebida por local, à superfície da Terra. O mapa apresentado representa a radiação global resultante incidente em Portugal Continental.

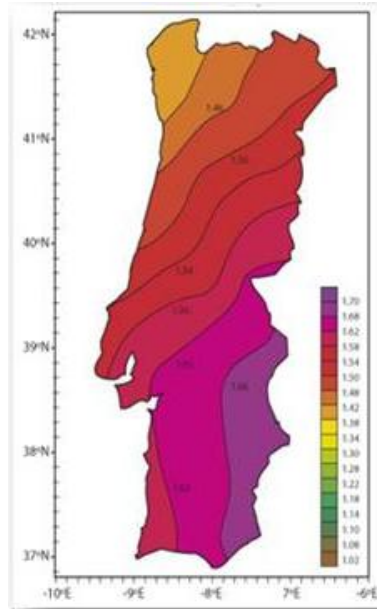


Figura 13: Radiação Incidente em Portugal Continental [23]

#### 2.2.1.4. MASSA DE AR

Outro elemento não menos importante é a massa de ar da atmosfera terrestre, pois esta tem influência directa no efeito da radiação solar. O seu estudo é importante na determinação da radiação solar na terra. O ângulo de incidência dos raios solares através da atmosfera terrestre faz com que os raios tenham um trajecto com maior ou menor massa de ar atravessada, variando esta com a inclinação da Terra face ao Sol [17]:

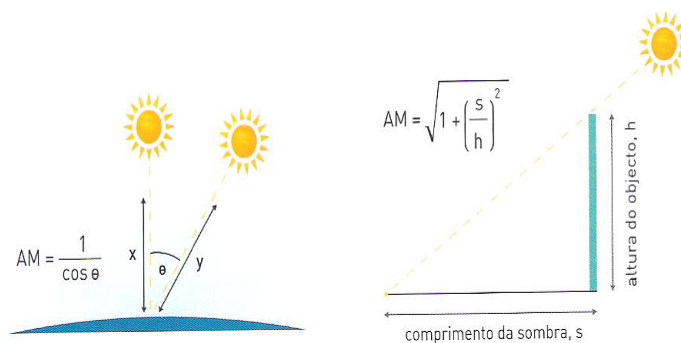


Figura 14: Massa de ar atravessada pela radiação solar [17]

O valor de massa de ar (AM) será igual a 1 se  $\theta = 0$ . Isto acontece na zona do equador, ao meio-dia nos dias de equinócio.

#### 2.2.1.5. EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR

Para a medição da radiação solar existem alguns equipamentos, mais ou menos desenvolvidos para tal efeito, tais como:

- ✓ Piranómetro : mede a radiação global;
- ✓ Actonógrafo: mede e regista a radiação global;
- ✓ Heliógrafo: mede e regista o número de horas de insolação;
- ✓ Piroheliómetro: mede a radiação directa normal;

Existem também outros equipamentos que usam foto-células como elemento sensor, que apesar de baratos, apresentam a desvantagem de não possuírem uma resposta espectral adequada.

#### 2.2.1.6. RADIAÇÃO DO ALBEDO

A radiação de albedo é a fracção do fluxo da radiação solar incidente, directa ou difusa, devolvida em todas as direcções por reflexão ou difusão na superfície de recepção. Este valor é uma noção prática, e que corresponde à reflectância de uma superfície em toda a gama espectral da radiação solar [11]:

Tabela 5 - Reflectância de uma superfície [17]

Superfície	Albedo
Relva	0.25
Campos Lavrados	0.26
Terra estéril	0.17
Pedregulhos	0.18
Betão Liso	0.30
Betão c/ erosão	0.20
Cimento Liso	0.55
Asfalto	0.15
Florestas	0.05 a 0.18
Áreas de urzes e areal	0.10 a 0.25

#### 2.2.1.7. RADIAÇÃO SOLAR EM PLANOS INCLINADOS

A radiação solar apresenta-se maior numa área perpendicular aos raios solares, do que numa área horizontal de dimensões iguais. Assim, a orientação escolhida na instalação de painéis solares resulta em diferentes níveis de irradiação. Em Portugal, a orientação óptima a escolher aquando da instalação dos painéis é a direcção Sul e com um ângulo de 35° de inclinação. A energia a produzir por um sistema será maior, quando o equipamento consegue seguir a direcção do Sol. Podem-se utilizar dispositivos de dois eixos ou dispositivos de um eixo para conseguir fazer este mesmo efeito. Os mecanismos de dois eixos são mais complexos do ponto de vista técnico e podem focar o Sol sempre na melhor posição, seguindo a sua trajectória diária, bem como anual. Como se subentende a utilização deste tipo de sistemas acarreta maiores custos, pois é necessário um mastro regulável e resistente às grandes pressões do vento. O controlo é efectuado através de um sistema termo-hidráulico, ao qual tem como uma grande desvantagem, o seu elevado tempo de resposta, pois baseia-se em aquecimento de líquidos e nas diferenças de pressão resultantes. Existe também sistemas de controlo eléctrico, alimentado a energia eléctrica

produzida pelo próprio painel, facto este que obrigatoriamente diminui a eficiência energética global do sistema. Além disto, no caso de ocorrência de uma avaria que impossibilite o mecanismo de funcionar, a radiação captada pelo sistema fotovoltaico diminui consideravelmente [10].

### 2.2.2. TÉCNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Os geradores fotovoltaicos convertem energia luminosa (solar) directamente em energia eléctrica. O termo *photo* origina-se do Grego *phos*, significando luz e o termo *Volt*, que está relacionado com a diferença de potencial gerada, vem do nome de *Alessandro Volta* (1745 – 1827), um pioneiro no estudo da electricidade. Vulgarmente conhecidos como célula solar, os geradores fotovoltaicos já se fazem presentes em grande parte de nossas vidas, sejam em sistemas extremamente simples, fornecendo energia a pequenas calculadoras ou em sistemas mais complexos, fornecendo electricidade para sistemas de bombagem de água e equipamentos de telecomunicações e sinalização. A eficiência de conversão de uma célula solar é a razão entre a energia eléctrica produzida e a energia luminosa incidente. Esta é uma das principais características dos geradores fotovoltaicos, sendo que ao melhorar esta eficiência a energia fotovoltaica poderá se tornar mais competitiva quando comparada com as fontes convencionais de energia [12].

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão directa da luz em electricidade, através do uso de materiais semicondutores para este efeito, ocorre graças à presença de bandas de energia. Existem duas distintas, uma banda de valência totalmente preenchida por electrões e uma banda de condução totalmente vazia. Os átomos de silício, por exemplo, caracterizam-se por possuir quatro electrões de valência, que se ligam aos átomos vizinhos formando uma rede cristalina. Quando átomos que possuem cinco electrões na camada de valência, como o fósforo ou o arsénio, são adicionados ao sistema, e haverá um electrão em excesso que não será emparelhado, tornando sua ligação bastante



fraca com o átomo de origem. Com isso, adicionando uma pequena quantidade de energia térmica, em torno de 0,02 eV, esse electrão torna-se livre sendo direccionado para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo ou arsénio é um dopante doador de electrões e denomina-se por dopante  $n$  ou impureza  $n$ . O contrário ocorre quando a impureza possui apenas três electrões na camada de valência, como é o caso do boro ou o índio. Neste caso, faltará um electrão para satisfazer as ligações com o silício, resultando em um buraco ou lacuna. Com pouca energia térmica, um electrão de um sítio vizinho pode passar para essa posição, fazendo com que a lacuna se desloque. O boro ou o índio é, portanto, chamado de receptor de electrões ou dopante tipo  $p$ . Um exemplo da dopagem de uma célula fotovoltaica é mostrado na Figura 15 [12]:

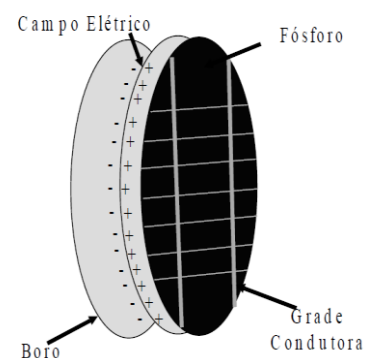


Figura 15 - Exemplificação de dopagem de uma célula fotovoltaica [12]

Numa placa com um fino filme de silício puro, dopa-se metade com boro e a outra metade com fósforo, formando o que se conhece por junção  $PN$ . Assim os electrões livres do lado  $n$  passam para o lado  $p$ , onde são capturados por lacunas. Isso gera uma acumulação de electrões no lado  $p$ , tornando-o carregado negativamente e uma redução de electrões do lado  $n$ , tornando-o carregado positivamente. Estas cargas geram um campo eléctrico permanente que serve de barreira à passagem de mais electrões do lado  $n$  para o lado  $p$ . O processo alcança um equilíbrio quando o campo eléctrico é capaz de barrar todos os electrões restantes do lado  $n$ . A tensão total desta junção é cerca de 0,7 V e é chamada tensão de difusão. Quando uma junção  $PN$  é exposta à luz solar ocorre a absorção de fotões, fazendo com que os electrões se desloquem da banda de valência para a banda de condução, ou seja, pares electrões-lacuna são gerados, acelerando as cargas e dando origem a uma corrente eléctrica devido à junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma

diferença de potencial chamado “efeito fotovoltaico”, representado na Figura 16 e Figura 17, que é a base para o funcionamento dos painéis fotovoltaicos. Através de uma ligação externa, os electrões são levados para fora das células e assim ficam disponíveis para uso, porém para cada electrão que deixa o painel há um outro que retorna da carga para substituí-lo, portanto é evidente que um painel fotovoltaico não pode armazenar energia eléctrica. Sendo assim, é necessário o uso da energia eléctrica na hora de sua conversão ou o armazenamento da mesma por meio de baterias, com seu devido controle. [12]

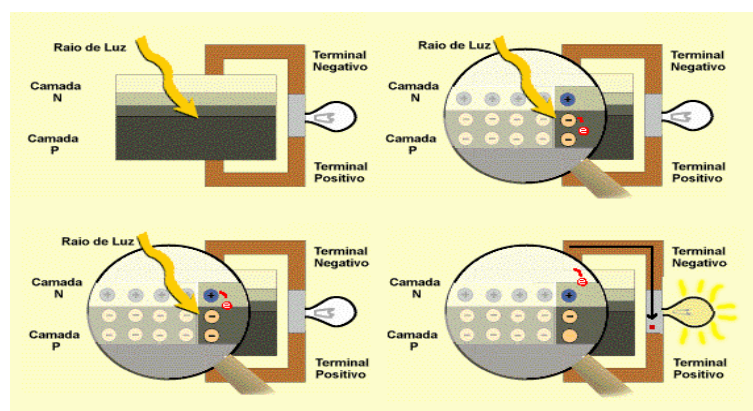


Figura 16 - Deslocamento dos electrões devido ao efeito fotovoltaico [21]

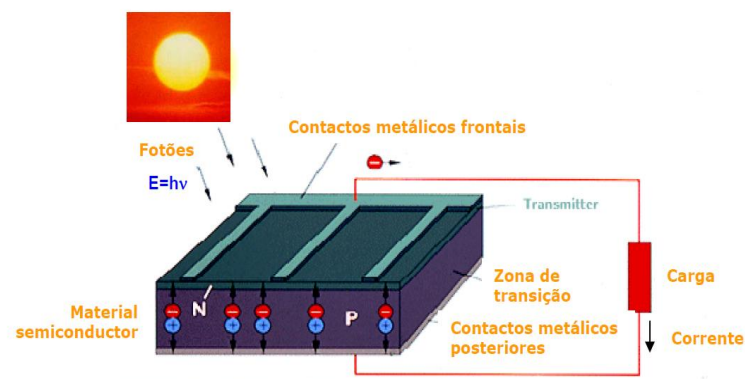


Figura 17 - Efeito fotovoltaico [19]

Na evolução da tecnologia fotovoltaica, diversos tipos de células (semicondutores) surgiram, maioritariamente baseados no silício, pois este composto é o segundo elemento mais abundante na superfície terrestre (mais de 25% da crosta terrestre é composta por

silício). Sendo assim, as células fotovoltaicas de primeira geração são o silício cristalino (c-Si), o silício monocristalino (m-Si) e o silício policristalino (p-Si). Quanto às de segunda geração apresentam-se o silício amorfo (a-Si), ou ainda telureto de cádmio (CdTe) e por fim o dissulfeto de cobre e índio (CIS). Contudo estes dois últimos caracterizam-se como sendo elementos altamente tóxicos e raros, e por isso não são tão utilizados. Apresenta-se de seguida uma descrição do tipo de semicondutores mais utilizados [13].

#### 2.2.2.1. SILÍCIO MONOCRISTALINO

O silício monocristalino é o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atingindo cerca de 60% do mercado. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. O rendimento máximo atingido em laboratório ronda os 24%, o qual em utilização prática se reduz para cerca de 15%. Contudo a produção de silício cristalino é dispendioso [14].



Figura 18 - Silício monocristalino (m-Si) [19]

#### 2.2.2.2. SILÍCIO POLICRISTALINO

O silício policristalino, é constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um fio de cabelo humano, e dispõe de uma quota de mercado de cerca de 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de electrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída. Por este motivo os rendimentos em laboratório e em utilização prática não excedem os 18% e 12%, respectivamente. Em contrapartida, o processo de fabricação é mais barato do que o do silício monocristalino [14].

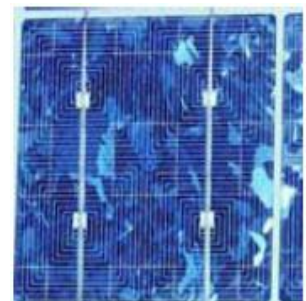


Figura 19 - Silício policristalino (p-Si) [21]

### 2.2.2.3. SILÍCIO AMORFO

Quanto ao silício amorfo não tem estrutura cristalina, apresentando defeitos estruturais que no princípio, impediriam a sua utilização em células fotovoltaicas, uma vez que aqueles defeitos potenciavam a recombinação dos pares electrão-lacuna. No entanto, se ao silício amorfo for adicionado uma pequena quantidade de hidrogénio, por um processo chamado hidrogenização, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. O silício amorfo absorve a radiação solar de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino, pelo que é possível depositar uma fina película de silício amorfo sobre um substrato (metal, vidro, plástico). Este processo de fabrico é ainda mais barato do que o do silício policristalino. Os equipamentos solares domésticos (calculadoras, relógios) são habitualmente feitos com células de silício amorfo, representando cerca de 4% do mercado. Em laboratório é possível obter rendimentos da ordem de 13%, mas as propriedades conversoras do material deterioram-se em utilização prática, pelo que os rendimentos descem para cerca de 6% [14].



Figura 20 - Silício amorfo (a-Si)[19]

### 2.2.3. CURVAS CARACTERISTICAS

Apresenta-se de seguida a curva característica genérica de uma célula fotovoltaica e o modelo equivalente da célula fotovoltaica, ao qual se pode observar o comportamento da tensão e corrente durante o seu funcionamento que ao incidir luz numa célula solar desligada da carga, será criada uma tensão aproximada a 0,6V, susceptível de ser medida a partir dos dois contactos metálicos da célula. A corrente de curto-circuito pode ser determinada curto-circuitando os contactos com um amperímetro. Com isto conclui-se que

os restantes valores da curva podem ser determinados recorrendo a uma resistência variável, a um amperímetro e a um voltímetro [10].

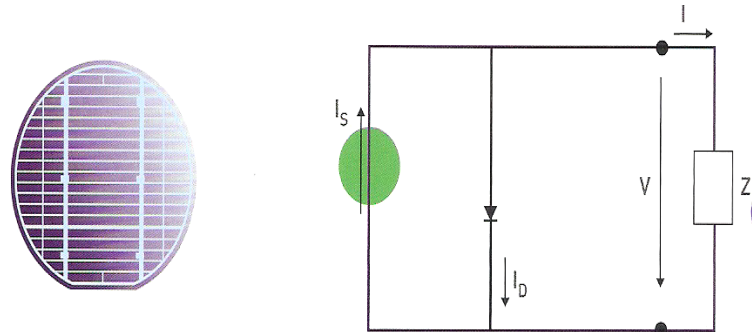


Figura 21 - Modelo equivalente da Célula Fotovoltaica [17]

As expressões da corrente e da tensão de circuito aberto aos terminais da célula são:

$$I = I_s - I_D = I_s - I_0 \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

$$V_{ca} = \frac{K.T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_s}{I_0} + 1 \right) \quad (2.5)$$

Em que:

T: Temperatura da célula (°K)

q: carga do electrão ( $1,6 \times 10^{-19}$  C)

K: Constante de Boltzman ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/°K)

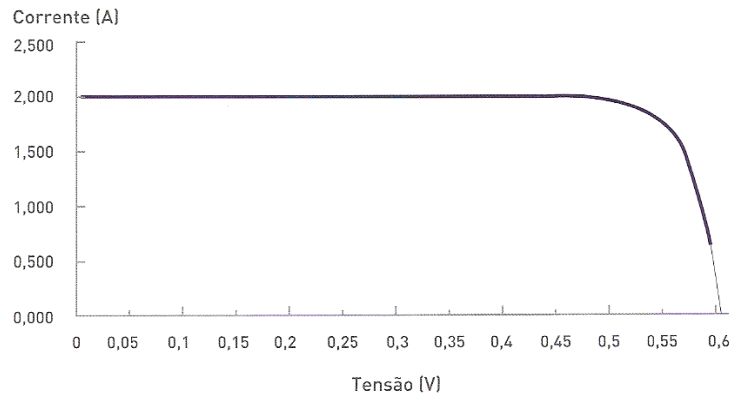


Figura 22 - Curva característica I/U de uma Célula Fotovoltaica [17]

A curva característica de funcionamento de uma célula fotovoltaica é importante para se definirem as melhores condições de funcionamento dos sistemas de produção fotovoltaico. Para os módulos fotovoltaicos, podemos traçar as curvas características I/U, em função das diversas radiações solares:

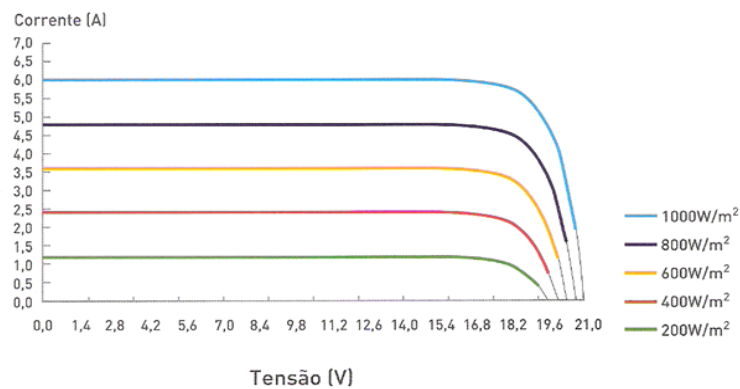


Figura 23 - Curva característica I/U de um Módulo Fotovoltaico [17]

Conhecer as curvas de potência também é importante para o melhor aproveitamento possível dos sistemas fotovoltaicos, pois o sistema produtor fotovoltaico deve trabalhar sempre no ponto óptimo de máxima potência (MPP – Maximum Power Point) para cada valor da radiação solar, obtendo-se a melhor eficiência possível do sistema:

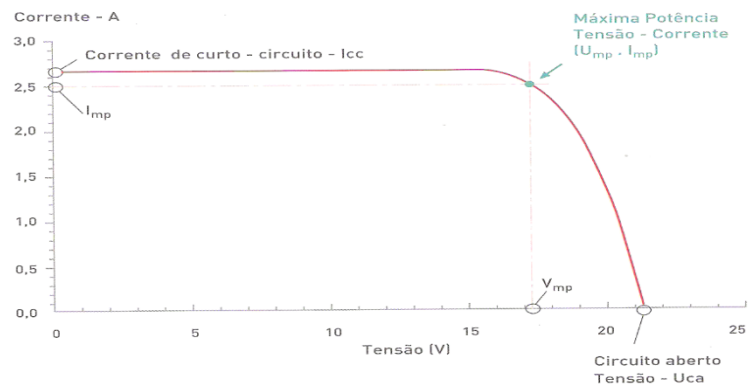


Figura 24 - Curva característica de potência de um Módulo Fotovoltaico [17]

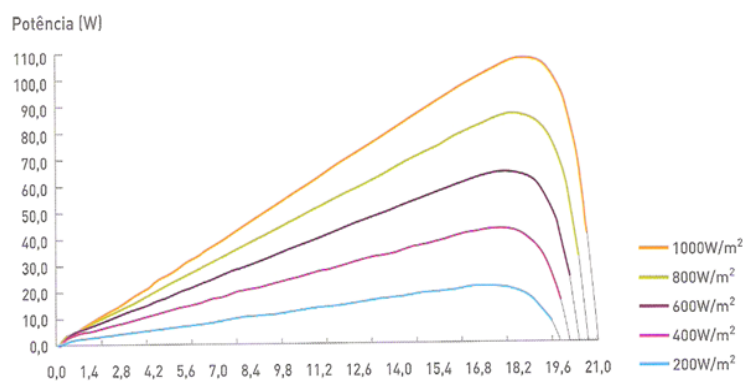


Figura 25 - Curvas características de potência em função da radiação [17]

O efeito da temperatura nos módulos fotovoltaicos também se faz sentir negativamente no que respeita à sua eficiência, pois nos módulos de silício mono e policristalinos, embora não sejam tão importantes no caso dos módulos de silício de amorfo, estes últimos são uma boa solução para climas quentes, embora exijam uma área de implementação superior para a mesma potência. Normalmente as células fotovoltaicas são estudadas em CTS (Condições de Teste Standard) para a temperatura a 25°C. O aumento da temperatura mantém a fonte de corrente, porém diminui a tensão, e conseqüentemente a potência fornecida pelos módulos [15].

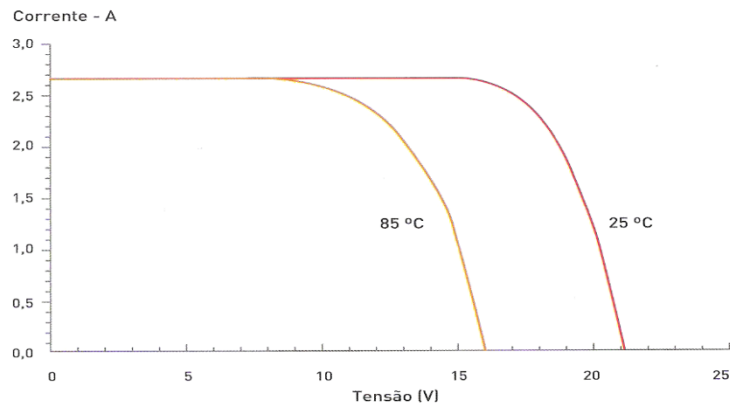


Figura 26 - Curvas características I-U em função da temperatura [17]

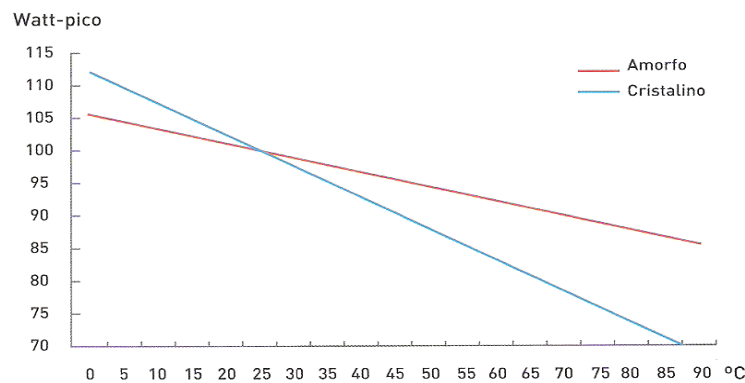


Figura 27 - Curva característica I/U em função da temperatura [17]

#### 2.2.4. ENCADEAMENTO DAS CÉLULAS

A potência máxima de uma única célula fotovoltaica não excede 2 W, o que é manifestamente insuficiente para a maioria das aplicações. Por este motivo, as células são agrupadas em série e em paralelo formando módulos. Um módulo consiste num conjunto de ramos ligados em paralelo, cada um deles constituído por células ligadas em série. O número de células num módulo é determinado pelas necessidades de tensão e corrente da carga a alimentar. Tipicamente um módulo pode ser constituído por cerca de 33 a 36 células ligadas em série, porque é comum haver necessidade de carregar uma bateria de 12 V. Por sua vez os módulos podem também ser associados em série e paralelo para obter mais potência, formando painéis. Com isto, as células cristalinas são encadeadas durante a produção dos módulos fotovoltaicos. Os contactos frontais de cada célula, representando o



pólo negativo desta, serão soldados aos contactos posteriores da célula seguinte, representando o pólo positivo. Nas extremidades do módulo, os contactos de início e de fim da fileira serão utilizados para conduzir a energia produzida para o exterior. No caso das células de película fina, o encadeamento efectua-se durante o fabrico. Quanto à junção de módulos do mesmo tipo em série, em paralelo ou encadeamento misto, obtêm-se diferentes valores de tensão e corrente, permitindo agilizar o processo de controlo e de utilização de energia produzida pelo painel [14].

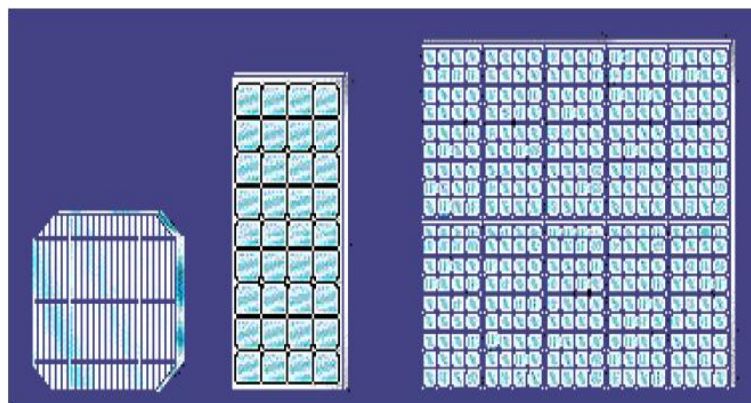


Figura 28 - Representação de Célula, Módulo e Painel [19]

Com isto analisam-se de seguida as possibilidades de interligação das células fotovoltaicas:

- ✓ A ligação em série é normalmente efectuada até ser obtido o nível de tensão desejada. Conforme se vão ligando as células em série, a tensão aumenta, permanecendo a corrente inalterada.

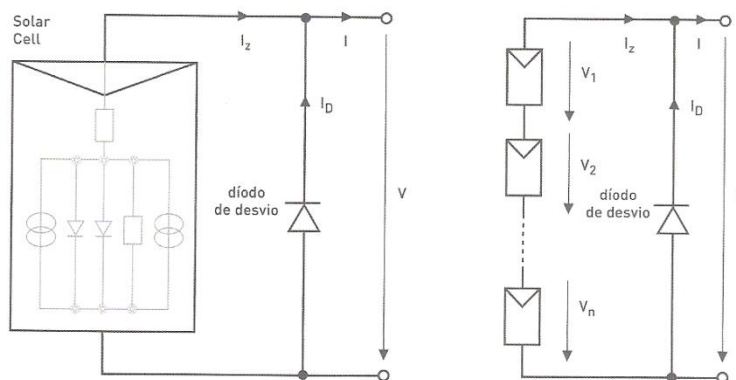


Figura 29 - Associação em serie de módulo FV [17]

Como se pode observar:

$$U_T = U_1 + U_2 + \dots U_n = n \times U \text{ e } I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_N \quad (2.6)$$

Deve-se ter em atenção que não se deve ultrapassar a tensão máxima de associação que é normalmente indicada pelo fabricante. Os díodos de desvio (by-pass) são colocados para prever eventuais avarias nos módulos evitando que os sistemas bloqueiem.

Nos módulos de maior potência é estabelecida a ligação em paralelo entre duas ou mais fileiras de células. É possível verificar que com o estabelecimento de ligação em paralelo de células, a tensão mantém-se, mas a corrente aumenta:

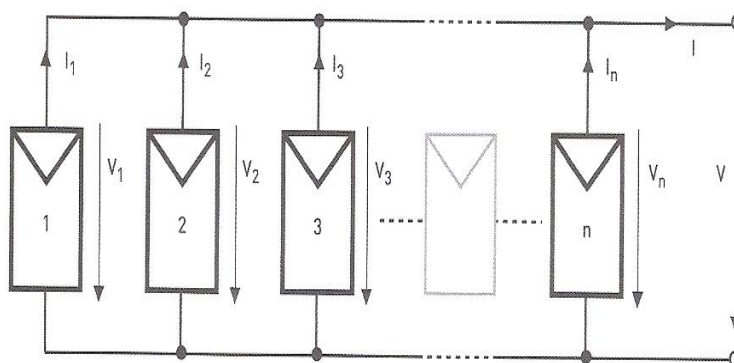


Figura 30 - Associação em paralelo de módulos FV [17]

Nesta situação obtêm-se:

$$U_T = U_1 = U_2 = \dots U_n \text{ e } I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots I_N = n \times I \quad (2.7)$$

- ✓ No caso de associação mista obtêm-se as características das associações em serie e em paralelo, ou seja, maiores valores de tensão e de corrente:

$$U_T = U_1 = U_2 = \dots U_n \text{ e } I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots I_N = n \times I \quad (2.8)$$

### 2.2.5. ENCAPSULAMENTO

O encapsulamento das células tem como função proteger estas dos agentes atmosféricos, da humidade, dos esforços mecânicos e assegurar o isolamento eléctrico das células. O material encapsulado é aplicado num substrato de modo a conferir estabilidade na estrutura. Distinguem-se portanto, três tipos de encapsulamentos [10]:

- ✓ Encapsulamento EVA: utilizado no fabrico de módulos especiais e standard, com dimensões inferiores a 2x3 m, não sendo recomendado em módulos maiores devido à falta de estabilidade nas células durante o processo de fabrico dificultar o controlo da distancia entre estas.
- ✓ Encapsulamento em Teflon: usado principalmente em módulos especiais produzidos em pequena escala, como as telhas solares. É pouco espesso e bom condutor de calor, permitindo um arrefecimento da célula independente do local e tipo de instalação em que se encontra.
- ✓ Encapsulamento em resina fundida: usado em módulos de dimensão não superior a 2,5x3,8 m. Com este tipo de encapsulamento é possível obter um óptimo controlo da posição das células durante a aplicação do mesmo. A resina utilizada confere aos módulos propriedades atenuantes em termos de propagação de ruído.

## 2.2.6. EFEITOS

### 2.2.6.1. EFEITO IRRADIÂNCIA

A variação do valor da irradiância não afecta expressivamente o valor da tensão do MPP obtida num módulo, sendo que o valor da corrente sofre maior variação (uma diminuição do valor da irradiância conduz a uma diminuição da corrente). Contudo, quando na presença de uma sistema fotovoltaico com vários módulos ligados em série, o valor da tensão MPP poderá variar entre valores mais amplos sob influencia das variações de radiação em cada módulo.

### 2.2.6.2. EFEITO TEMPERATURA

A variação de temperatura prejudica principalmente a tensão do módulo, verificando-se apenas um ligeiro aumento da corrente com o aumento de temperatura, mas por sua vez, um incremento na temperatura implica uma diminuição de tensão. Com isto, um cuidado particular deve ser tomado quando se realiza o dimensionamento do sistema, pois num sistema com módulos ligados em serie e perante baixas temperaturas, o aumento de tensão num módulo poderá ultrapassar a tensão máxima permitida pelos dispositivos a jusante. No Verão, devido ao aumento de temperatura pode-se verificar uma diminuição de potência produzida, e para que se evite este facto será necessário aplicar módulos capazes de dissipar o excesso de calor para o exterior [16].

### 2.2.6.3. EFEITO DO VENTO

Os módulos da parte inferior do painel apresentam uma temperatura mais alta que os módulos na zona superior. Tal efeito nos módulos superiores deve-se à colocação mais alta e aos efeitos do vento que arrefecem mais facilmente aqueles módulos. Porém o vento para além de arrefecer os módulos, também exerce uma pressão dinâmica sobre os

mesmos, e esta pressão não pode ser desprezada, carecendo de cuidada análise no que se refere ao dimensionamento dos sistemas mecânicos de suporte ao sistema fotovoltaico [17].

#### 2.2.6.4. EFEITO SOMBREAMENTO

O sombreamento nos módulos fotovoltaicos pode ter consequências nefastas quer na eficiência, quer na segurança dos próprios módulos. No caso de sombreamento de um módulo (ou célula), a fonte de corrente extingue-se e passa a comportar-se como uma “resistência” que é atravessada pela corrente produzida pelos outros módulos, ficando sujeito a uma tensão inversa mais ou menos elevada e provocando um aquecimento que eleva a temperatura para valores que em alguns casos destroem o módulo. Nesta situação os díodos de by-pass tomam uma função muito importante na medida que realizam o desvio da corrente, evitando que estas passem pelo módulo sombreado em sentido inverso, mantendo a fileira em produção reduzida [17].

#### 2.2.7. DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS

Em locais planos, tais como coberturas de edifícios, os painéis podem ser estabelecidos em fileiras que devem ficar afastadas entre si o suficiente para não se sombrearem. Podemos assim definir à partida um factor de utilização do espaço disponível que vai variar entre zero e um (ou entre 0% e 100%). Quanto menor for o ângulo de inclinação maior será a taxa de utilização de espaço. Para ângulos entre 20° e 50° o factor de utilização situa-se normalmente entre 35 a 50%, calculando-se através da seguinte fórmula [17]:

$$F = \frac{b}{d} \quad (2.9)$$

Em que  $b$  é a altura do módulo e  $d$  a distância entre fileiras

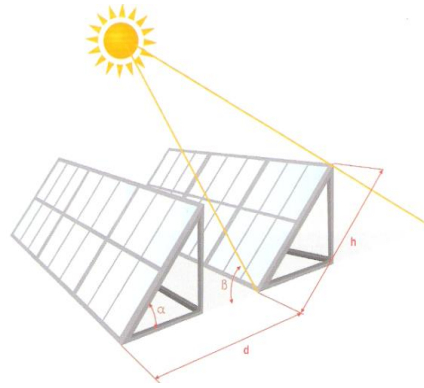


Figura 31 - Esquema de instalação e separação de fileiras [17]

Para se delinear a implementação de um sistema fotovoltaico é necessário determinar a distância entre fileiras podendo deduzir uma fórmula matemática que ajude a determinar a distância entre fileiras. A dedução seguinte pressupõe o rendimento óptimo do sistema:

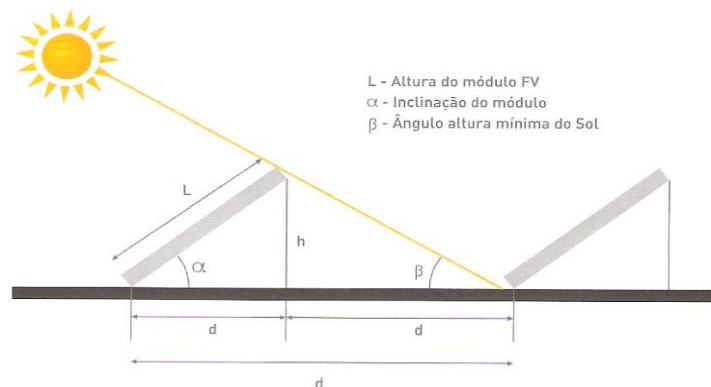


Figura 32 - Análise de distância entre fileiras [17]

Na Figura 32, observa-se que o ângulo  $\beta$ , corresponde à altura mínima do Sol (22 de Dezembro) que determina o afastamento máximo entre fileiras para evitar o sombreamento entre elas, e  $\alpha$  a inclinação dos módulos e  $d$  será o afastamento entre fileiras.

Deduzindo a formula será:

$$d = L \times \left( \cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (2.10)$$

Nem sempre se opta pelo afastamento máximo em detrimento do melhor rendimento, depende da altura do ano em que se pretende a melhor eficiência do sistema.

## 2.2.8. COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os sistemas fotovoltaicos podem ter diferentes tipos de funcionamento, ou seja, podem funcionar como sistemas autónomos ou ligados á rede, logo têm o objectivo de alimentar a própria instalação, tais como electrificação de casas em locais isolados, para bombagem de água, para sistemas de sinalização, para sistemas de telecomunicações, etc., também podem estar ligados à rede e por isso tem como objectivo realizar a venda de energia à rede, não necessitando de realizar armazenamento de energia, como é o caso de centrais fotovoltaicas. Sendo assim é necessário saber distinguir e apresentar os diferentes componentes que estes dois tipos de funcionamento possuem:

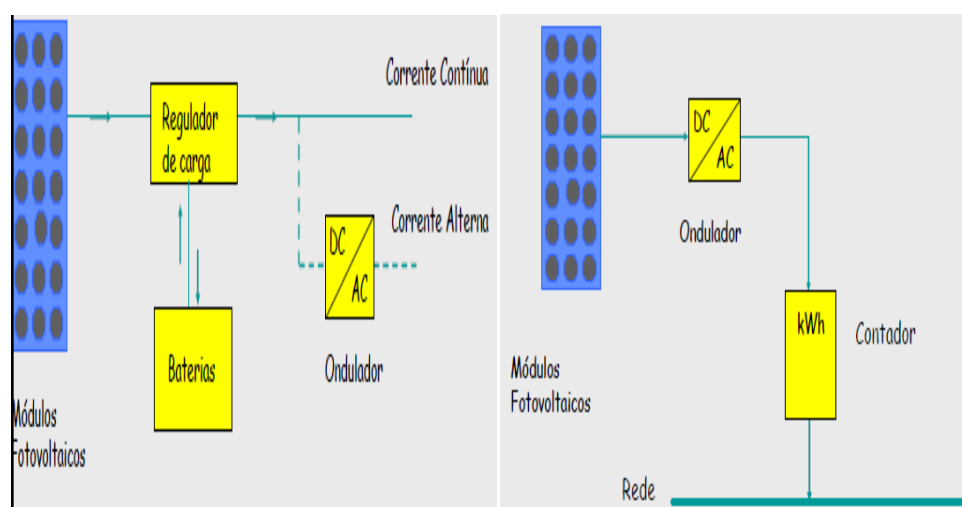


Figura 33 - Componentes de um sistema fotovoltaico autónomo e de um ligado à rede [20]

### 2.2.8.1. INVERSOR

O inversor permite estabelecer a ponte entre o gerador fotovoltaico e a rede, transformando a corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, ajustando-a para frequência e o nível de tensão da rede a que se encontra ligado, de modo a poder operar com a melhor eficiência possível. O inversor vem munido

de um sistema de rastreamento, que permite que este acompanhe as mudanças do ponto MPP do gerador fotovoltaico, e funcione sempre nesse ponto [10].

#### 2.2.8.1.1. INVERSOR AUTO-CONTROLADO

Apresenta um circuito de ponte, podendo este ser constituído por um TBJ, MOSFET, IGBT ou GTO. O consumo de potência reactiva dos inversores auto-controlados é de baixo valor, no entanto têm tendência a originar problemas de compatibilidade electromagnética, devido à frequência elevada de comutação. Estes dispositivos são usados em redes autónomas ou em sistemas ligados a redes públicas, sendo neste ultimo caso necessário sincronizar o valor de frequência do sinal emitido pelo inversor da rede. Para que isto ocorra recorre-se ao uso de transformadores para ajustar a tensão de saída com a tensão de rede. O transformador usado cria um campo magnético que isola electricamente os lados AC e DC. A presença de um transformador torna possível utilizar geradores fotovoltaicos de tensão reduzida, e permite ainda reduzir as interferências magnéticas. Contudo esta sua utilização aumenta o custo e a dimensão da instalação, bem como as perdas de potência. A omissão de transformador, nas gamas de baixa potência, obriga a uma tensão superior por parte do gerador fotovoltaico, em relação ao valor de pico da rede, caso contrário é necessário recorrer a um conversor elevador DC/DC, aumentando com isto as perdas.

#### 2.2.8.1.2. INVERSOR DE ONDA QUADRADA

Este tipo de inversores, utilizam uma ponte de tirístores, pois sem eles os inversores não seriam capazes de comutar de estado de condução para estado bloqueio. Assim, no caso de algum problema na rede, o inversor fica desactivado. O uso destes inversores aumenta o consumo de potência reactiva, bem como provoca o aparecimento de harmónicos o que implica o uso de filtros.



### 2.2.8.2. BATERIAS

Tal como foi anteriormente abordado, as baterias de acumuladores são hoje muito importantes nos sistemas fotovoltaicos isolados, permitindo assim o armazenamento de energia eléctrica. Genericamente existem baterias do tipo primário que são as vulgares pilhas e as do tipo secundário que são as baterias de acumuladores recarregáveis. De uma forma mais simples, um acumulador é constituído externamente por um vaso e internamente por dois eléctrodos interligados por um electrólito constituído por um circuito interno. O conjunto de vários acumuladores em serie é que forma uma bateria de acumuladores. Os eléctrodos podem ser de diversos materiais metálicos tais como cobre, zinco, prata, chumbo, etc. O electrólito tanto pode ser um ácido como uma base, porém os ácidos são os mais utilizados. As baterias de acumuladores armazenam ou fornecem energia eléctrica através das reacções químicas de oxidação-redução que se processam no seu interior. Esse processo pode ser reversível, contrariamente ao que se sucede nas pilhas. Pode dizer-se que as baterias de acumuladores transformam energia eléctrica em energia química durante a carga e transformam depois essa energia química em energia eléctrica durante a descarga. Durante o processo de carga tem lugar o incremento da diferença de potencial aos terminais da bateria, que será referenciada para efeitos de controlo de carga e descarga da bateria. No circuito externo, a corrente eléctrica é resultante do movimento de electrões enquanto no interior de cada acumulador a corrente é resultante da deslocação de iões de um eléctrodo para outro. Durante esta fase as matérias activas vão-se esgotando e a reacção abranda até que a bateria deixa de fornecer eléctrodos, o que significa que a bateria está descarregada. Invertendo o sentido da corrente eléctrica, a reacção química no interior da bateria inverte-se, carregando novamente a bateria. Neste seguimento existem diversos tipos e subtipos de baterias de acumuladores tais como, baterias de acumuladores de chumbo-ácido (ventiladas, estanques, absorbent glass material e de gel) e baterias de

acumuladores alcalinas (níquel-cádmio, níquel-hidretos metálicos e íões de lítio) cujas diferenças serão sempre nas suas características, ou seja, carga específica, densidade energética, densidade de potência, ciclos de vida, auto-descarga, profundidade de descarga, tensão e eficiência. Outra informação importante é a aplicação de reguladores de carga, de forma a manterem a bateria acima do nível mínimo de carga (descarga máxima) [17].

### 2.2.8.3. REGULADORES

Os reguladores têm a função de controlar a carga da bateria através da análise da tensão da mesma, e interrompem o fornecimento às cargas externas quando é atingida a profundidade de descarga máxima da bateria. Estes também interrompem o fornecimento da carga à bateria quando esta atingir a carga máxima. Os diferentes tipos de reguladores apresentam-se da seguinte forma [17]:

#### 2.2.8.3.1. REGULADOR EM SÉRIE

Este tipo de regulador utiliza interruptores electrónicos de controlo, que ficam em série com o gerador fotovoltaico. Controla a carga da bateria pela análise da tensão da mesma e interrompe o fornecimento à carga externa quando é atingido o limiar de profundidade de descarga máxima da bateria.

#### 2.2.8.3.2. REGULADOR EM PARALELO

Neste tipo de aplicação um dos interruptores electrónicos de controlo fica em paralelo com o gerador fotovoltaico. Controlam a carga da bateria curto-circuitando momentaneamente o gerador fotovoltaico, ou seja, curto-circuita o gerador fotovoltaico durante o período nocturno evitando as correntes inversas no mesmo.

#### 2.2.8.3.3. REGULADOR MPP

Os reguladores apresentados anteriormente apresentam alguns problemas, como por exemplo, a tensão do gerador baixar devido à diminuição da radiação incidente no

gerador fotovoltaico. Os reguladores poderão não permitir transformar a energia em produção, pois esta diminuição de radiação irá deslocar o ponto óptimo de funcionamento (MPP), o que por isso ficará automaticamente fora do alcance do regulador. Para continuar a aproveitar essa energia, é necessário um controlador que situe o funcionamento do sistema no ponto de máxima potência (MPP), mantendo a tensão com um valor superior ao da bateria que esta carregue. Em associação ao regulador deve estar um conversor DC/DC, que regule a tensão e a pesquisa do MPP.

## 2.3. SISTEMAS EÓLICOS

### 2.3.1. RECURSO EÓLICO

#### 2.3.1.1. CARACTERÍSTICAS DO VENTO

Os ventos são causados por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre pois a radiação solar recebida na terra é maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares. Portanto, pode-se afirmar que a origem do vento é a radiação solar. Contudo, os ventos mais fortes, constantes e persistentes ocorrem em bandas situadas a cerca de 10 km da superfície da terra. Como se compreende não é possível colocar os geradores eólicos nessas zonas, por isso limita-se a algumas dezenas de metros do solo. 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 se basear em medidas de vento efectuadas especificamente para esse efeito. Os registos existentes eram provenientes de estações meteorológicas, às quais estão associadas à medição de dados para a aviação, agricultura, previsão do tempo, mas não para avaliação do potencial eólico e portanto surgiu a necessidade destas estações, avaliarem estes mesmos dados. Portanto, uma das primeiras acções realizadas para colmatar esta mesma necessidade foi a criação de um Atlas de eólicidade (*European Wind*

*Atlas* [26]), que apresenta uma panorâmica geral do recurso eólico na Europa Ocidental, em termos da *velocidade média* (m/s) e da *densidade de potência* (W/m<sup>2</sup>) médias anuais, à altura de 50 metros [27]:

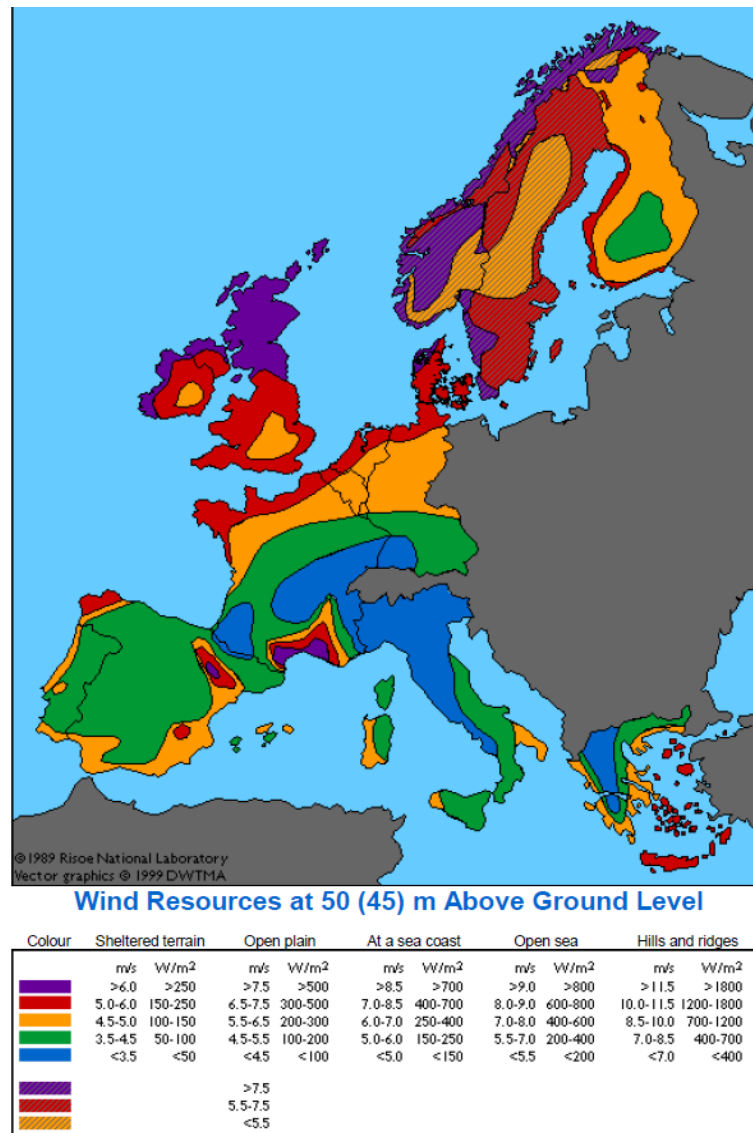


Figura 34 - Atlas Europeu do Vento [26]

Como se pode observar através da Figura 34, as regiões mais ventosas estão localizadas no norte do Reino Unido embora as condições topográficas locais afetem significativamente esta imagem geral. Em geral, o norte de Itália e o sul de França não são muito favorecidos em termos do recurso eólico. Quanto à 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. A velocidade e a direcção do vento estão constantemente a variar no tempo, mas este também pode ser descrito no domínio da frequência. A Figura 35 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 [27].

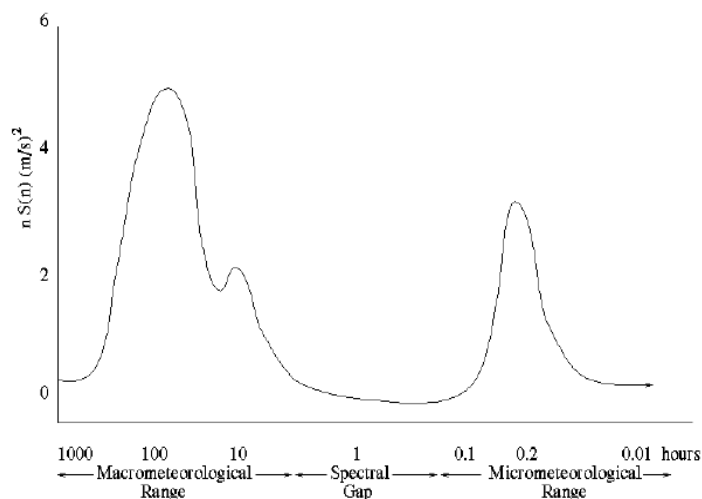


Figura 35 - Densidade espectral de energia [27]

Da análise desta Figura revela-se a existência de dois picos e de um vale, formando três zonas distintas:

- A *zona macrometeorológica*, associada a frequências baixas (corresponde a períodos da ordem de alguns dias) e relacionada com o movimento de grandes massas de ar, ou seja, depressões ou anti-ciclones;

- A *zona micrometeorológica*, está relacionada a frequências mais elevadas (períodos de poucos segundos) e está associada com a turbulência atmosférica;
- A *zona de vazio espectral*, ocorre em períodos compreendidos aproximadamente entre 10 minutos e 2 horas, e representa zonas do espectro correspondentes a muito pouca energia. A existência desta 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. 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 estacionário de energia disponível para a turbina. A turbulência também afecta a energia disponível, mas de forma indirecta, pois a turbina não reage a flutuações rápidas na velocidade ou na direcção do vento.

A turbulência atmosférica prejudica a conversão de energia, principalmente devido às variações na direcção do vento, contudo o seu impacto é bastante mais significativo ao nível dos esforços mecânicos a que a turbina fica sujeita, pelo que a turbulência é considerada um factor fundamental na constituição de um projecto de turbinas eólicas. A instabilidade 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 incerto desta característica do vento leva a que se utilize processos que descrevam estatisticamente essa variação [27].

#### 2.3.1.1.1. VENTO QUASE-ESTACIONÁRIO

No caso das variações lentas do vento, a dificuldade pode ser ultrapassada recorrendo a distribuições estatísticas, do tipo densidade de probabilidade, ou seja, a probabilidade de a velocidade do vento ser igual a um determinado valor. Com isto, o

número de ocorrências de cada velocidade média horária é contado e expresso em função do número total de horas do período estudado, de forma a se obter a descrição estatística do regime de ventos no local. No entanto, é necessário que o período em análise seja prolongado o mais possível, de modo a incluir as variações registadas de ano para ano. Sendo assim, a densidade de probabilidade representa a probabilidade de a velocidade do vento estar compreendida entre dois valores. O problema está em definir a largura da faixa delimitada por esses mesmos valores. No caso de ser 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. Sendo assim, é costume encontrar o valor de 1 m/s para a largura desta banda, designada habitualmente por classe de vento [27].

#### 2.3.1.1.2. VENTO TURBULENTO

No caso de vento turbulento a situação é mais difícil de se analisar, pois a turbulência atmosférica é uma característica do escoamento e não do fluido, ou seja, é visualizar (uma série de turbilhões tridimensionais), de diferentes tamanhos, a serem transportados ao longo do escoamento médio. A Figura 36 pode auxiliar a percepção desta imagem. Como se pode observar a turbulência é completamente irregular e não pode ser descrita de uma maneira determinística, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas. Denote-se que o interesse da turbulência não é esotérico, ou seja, a componente flutuante do vento pode conter energia significativa em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica, pelo que é necessário ter em atenção os esforços mecânicos e eléctricos a que a turbina fica submetida, reduzindo obviamente o seu período de vida útil. Já que a turbulência é um fenómeno inerente ao escoamento não é possível erradicá-lo e, portanto, a solução é considerar a turbulência como um elemento essencial a ter em conta na elaboração do projecto [27].

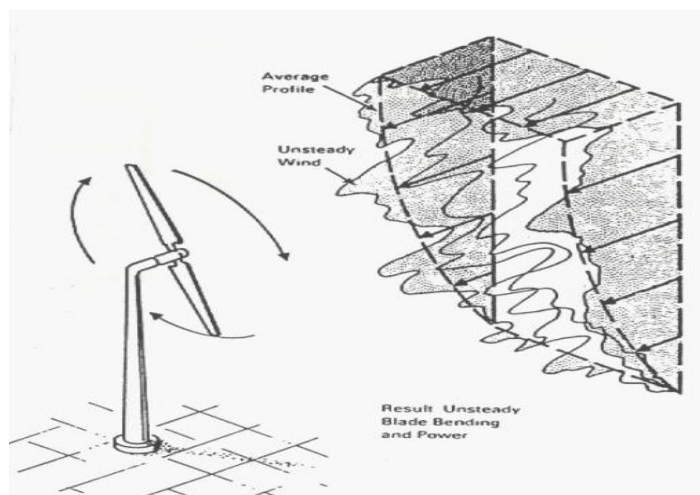


Figura 36 - Turbulência do vento [27]

### 2.3.1.1.3. VENTO DO MAR

O comportamento do vento apresenta condições particulares no mar (*offshore*). Este facto é devido principalmente ao baixo valor de rugosidade que a superfície marítima apresenta, provocando uma variação da velocidade do vento pequena, e portanto uma diminuição significativa no que respeita à altura útil das torres. Contudo, o vento no mar é, normalmente, menos turbulento do que em terra, o que também beneficia o período de vida útil dos equipamentos. A aplicação de parques eólicos em operação no mar revela que o efeito dos obstáculos em terra, mesmo para distâncias superiores a 20 km, parece ser superior ao inicialmente previsto. Por isso, os resultados obtidos até à actualidade indicam que o recurso eólico no mar poderá ser superior às estimativas disponíveis em cerca de 5 a 10%.

### 2.3.1.2. EFEITOS

#### 2.3.1.2.1. COMPORTAMENTO COM OBSTÁCULOS

Estruturas tais como edifícios, árvores, vegetação, formações rochosas e veículos têm uma influência directa no que respeita à velocidade do vento e provocam turbulência no seu redor, pois o modo de 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.

#### 2.3.1.2.2. EFEITO ESTEIRA

Quando uma turbina eólica produz energia através da energia do vento incidente o vento que percorre as pás da turbina tem um conteúdo energético muito inferior ao do vento que incidiu na turbina. Este facto faz com que na parte de trás da turbina se forma uma esteira de vento turbulento e com velocidade reduzida relativamente ao vento incidente, é por esta razão que a colocação das turbinas dentro de um parque eólico tem de ser efectuada de modo criterioso. Por isso deve-se espaçar as turbinas entre cinco a nove diâmetros na direcção preferencial do vento e entre três e cinco diâmetros na direcção perpendicular. Mesmo tomando estas precauções, a energia dispersa devido ao efeito de esteira é de cerca de 5% [27].

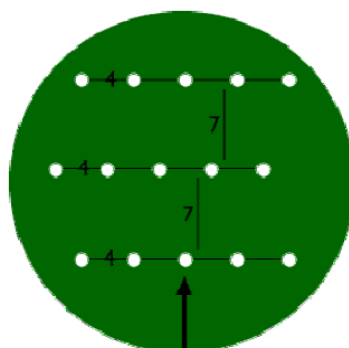


Figura 37 - Colocação das turbinas num parque eólico [27]

#### 2.3.1.3. CARACTERÍSTICA DE UM LOCAL POTENCIAL

A potência que o vento predispõe aumenta com o cubo da velocidade deste, pelo que a inserção de geradores eólicos em locais com ventos fortes e persistentes é um factor determinante no sucesso económico da sua implementação. O primeiro passo de escolha do local consiste em aplicar alguns princípios baseados no conhecimento comum, ou seja, procurar implementar estes geradores em locais como topo de montanhas, planaltos e

planícies elevadas ou em zonas costeiras. Contudo, o recurso a mapas de isoventos (linhas de igual velocidade média anual do vento), 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 [27].

#### 2.3.1.4. EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO EÓLICA

Os equipamentos para a realização da medição do vento devem transmitir na integra a característica do recurso eólico num local para isso deve ser feita com base em medições realizadas em vários pontos da zona envolvente e ao longo de um número significativo de anos. No entanto, 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, por vezes erros destes comprometem logo desde inicio toda a rentabilidade económica de toda a operação. Estas medições são realizadas através do recurso a equipamentos específicos, tais como anemómetros de copos, anemómetros sónicos e sensores de direcção. É essencial que estes instrumentos estejam bem expostos a todas as direcções do vento, ou seja, os obstáculos devem estar situados a uma distância de, pelo menos, dez vezes a sua altura [27].

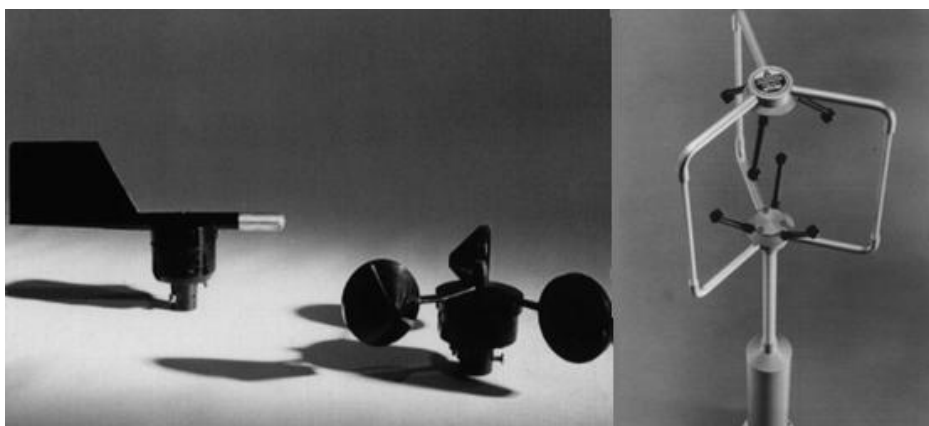


Figura 38 – Anemómetro de Direcção (esquerda), Anemómetro de Copos (centro) e Anemómetro Sónico (direita) [27]

### 2.3.2. TÉCNOLOGIA EÓLICA

O aproveitamento da energia eólica remonta à antiguidade. A conversão de energia do vento em energia mecânica através da utilização dos moinhos de vento foi realizada desde muito cedo, substituindo a força humana e animal na indústria da forjaria e na realização de actividades agrícolas. Mais recentemente, no final do século XIX o rápido crescimento do consumo de electricidade motivou a aplicação dos princípios básicos de funcionamento dos moinhos de vento ao aproveitamento de energia eólica para a produção de energia eléctrica. A primeira turbina eólica, colocada em funcionamento por *Charles F. Bush* no Inverno de 1887-1888, possuía um rotor com 17 m de diâmetro e constituído por cento e quarenta e quatro pás de madeira montado numa torre de 18 m de altura e sustentada por um tubo metálico que possibilitava o movimento de rotação de modo a acompanhar o vento dominante. Apesar das dimensões consideráveis a baixa velocidade de rotação limitava a potência nominal a 12 kW. Um outro passo no desenvolvimento de geradores eólicos de grande dimensão para a produção de energia eléctrica foi dado na Rússia em 1931 com a ligação à rede eléctrica do gerador *Balaclava* de 100 kW. Mais tarde, no decurso da 2ª Guerra Mundial, surgiram novos modelos de aerogeradores. Em 1941 entrou em funcionamento, o *Smith-Putnam*, com um rotor de duas pás e 53 m de diâmetro e 16 t de peso equipado com gerador síncrono de corrente alternada de 1250 kW de potência directamente ligada à rede local em *Grandpa's knob* EUA. Na Europa, a Dinamarca destacou-se com um crescimento significativo do aproveitamento de energia eólica, fruto dos avanços tecnológicos conduzidos pelos cientistas Dinamarqueses pioneiros no desenvolvimento de pequenos aerogeradores que rondavam uma potência de 45 kW. Com base no sucesso destes pequenos aerogeradores *Johannes Jull* projectou um aerogerador de 200 kW com um rotor de eixo horizontal constituído por três pás de 24 m de diâmetro, que foi instalado na ilha de *Gedser*. Este aerogerador constitui um marco

muito importante na evolução das gerações seguintes. Todavia, a tecnologia moderna das turbinas de grandes dimensões surgiu na Alemanha na década de 50, com a construção do aerogerador com o maior número de inovações na época. Tratava-se de um aerogerador de 100 kW equipado com um rotor leve de 34 m de diâmetro fabricado com materiais ultra-leves, sistema de controlo de passo e torre de forma tubular. Após o choque petrolífero de 1973 as actividades de I&D no aproveitamento de energia eólica, como fonte alternativa de energia eléctrica, intensificaram-se de forma significativa, nomeadamente na Europa e nos EUA, conduzindo à formação dos primeiros consórcios entre empresas Americanas e Europeias em programas de I&D de turbinas eólicas de grande potência no início da década de 1980. No entanto, a indústria da energia eólica registou os primeiros desenvolvimentos a partir dos aerogeradores de potências reduzidas. As primeiras turbinas eólicas comerciais instaladas na Europa e nos EUA no início da década de 80 tinham potências nominais situadas entre a gama de 50 a 100 kW e diâmetros de 10 a 20 m. A experiência positiva na operação dos pequenos aerogeradores em conjunto com os resultados de I&D potenciou o crescimento continuado das turbinas eólicas comerciais. O enorme desenvolvimento tecnológico que passou a ser liderado pela indústria do sector estimulada por mecanismos institucionais de incentivo, juntamente com o crescimento da produção em massa, tornou possível o desenvolvimento de técnicas de construção de aerogeradores cada vez mais robustas, permitindo o aumento da sua potência nominal unitária. É de realçar que no final da década de 1980 a capacidade dos aerogeradores era da ordem dos 300 kW e actualmente já existem modelos de 7,5 MW. A tecnologia da energia eólica é hoje uma tecnologia madura e amplamente disseminada. Consequentemente, o aproveitamento da energia apresenta uma escala significativa em termos de geração, eficiência e competitividade sustentável ao nível do sector eléctrico e da indústria. De forma a exemplificar a tendência crescente do aumento da potência instalada

unitária, a Figura 39 ilustra a relação entre o diâmetro típico do rotor com a potência nominal. [28]

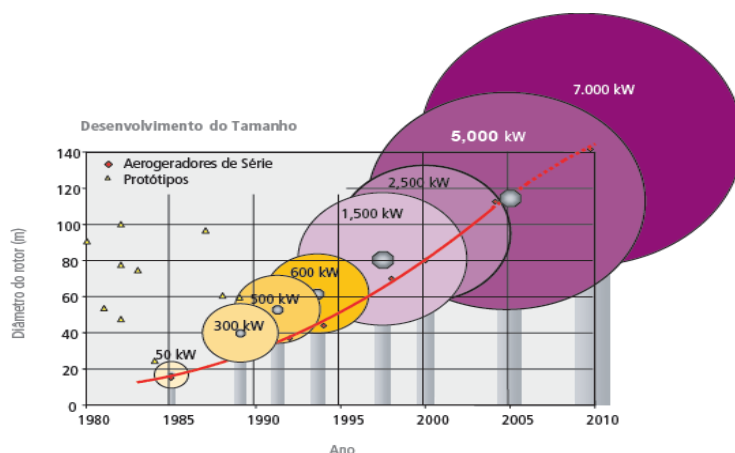


Figura 39: Relação entre o diâmetro típico do rotor e potência nominal da turbina [29]

O aumento da potência nominal dos aerogeradores é traduzido no melhor aproveitamento das infra-estruturas eléctricas e de construção civil, com reduções graduais e significativas de custo kW instalado e consequentemente no custo do kW/h gerado. Por outro lado, a redução do número de rotores de movimento diminui o impacto visual provocado pelo número excessivo de rotores. [28]

### 2.3.3. COMPONENTES DE UM SISTEMA EÓLICO

A turbina é a componente de um sistema eólico responsável por captar a energia cinética do vento. A configuração da turbina influenciará directamente o desempenho global do sistema e sendo assim, as turbinas eólicas podem ser classificadas segundo orientação do seu eixo:

#### 2.3.2.1. TURBINAS DE EIXO HORIZONTAL

Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns, logo parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização, já que estes são movidos por forças aerodinâmicas denominadas forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um

corpo que obstrui a passagem do vento sofre a acção de forças que actuam segundo uma direcção perpendicular ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que actuam segundo a direcção do escoamento (forças de arrasto). Estes mecanismos giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem adquirir mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para a mesma velocidade de vento. As turbinas de eixo horizontal (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidas por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o círculo formado pelo movimento de rotação das pás esteja sempre numa posição perpendicular ao vento (estes mecanismos podem ser tão simples como um vulgar cata-vento). Este tipo de turbinas podem ser constituídas por um conjunto de duas ou três pás rígidas, que podem assumir variadas formas e ser construídas a partir dos mais diversos materiais, sendo os mais utilizados os alumínio, a fibra de vidro reforçada e a madeira [28].

### 2.3.2.2. TURBINAS DE EIXO VERTICAL

As turbinas de eixo vertical têm a vantagem de não precisarem de mecanismos de acompanhamento para as variações da direcção do vento, desta forma, são reduzidos os esforços provocados pelas forças de *Coriolis* e é atenuada a complexidade do projecto. Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são *Darrieus*, *Savonius* e turbinas com torre de vórtices ilustrados na Figura 40 [28]:

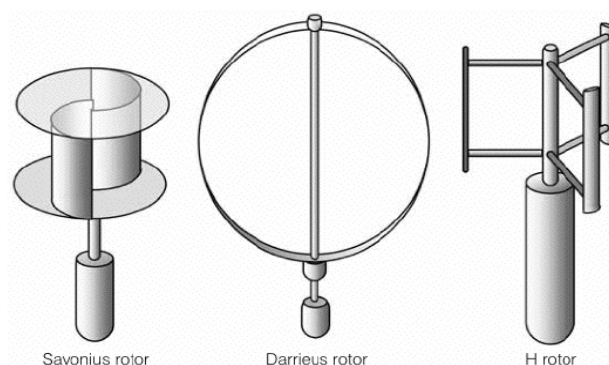


Figura 40 - Aerogeradores de eixo vertical [30]

Contudo, o desenvolvimento tecnológico das grandes turbinas eólicas convergiu para uma certa uniformização da oferta comercial, que na sua grande maioria apresenta turbinas de eixo horizontal com rotores de três pás colocados a montante da torre. Verifica-se que as opções tecnológicas adoptadas pelos diversos fabricantes são muito divergentes. Para além dos materiais utilizados no fabrico das pás e das torres são atendidos os seguintes aspectos:

- Sistema de controlo de potência mecânica, nomeadamente a regulação do ângulo de passo e a entrada em perda aerodinâmica;
- Existência ou não de caixa de velocidades;
- Sistema de conversão de energia mecânica em energia eléctrica.

Relativamente ao sistema de conversão de energia mecânica em energia eléctrica, as opções adoptadas pelos fabricantes incluem a utilização do gerador assíncrono ligado à rede de forma directa ou através de um conversor electrónico de potência AC/DC/AC e a utilização do gerador síncrono ligado à rede através de um conversor AC/DC/AC. Dependendo da opção adoptada o aerogerador pode ser explorado em regime de velocidade constante ou em regime de velocidade variável. De uma forma geral, um aerogerador é constituído por três partes fundamentais (torre, rotor e cabine) [28].

#### 2.3.3.1. TORRE

A torre apresenta uma forma tubular e suporta a cabine de modo a elevar o rotor da turbina a uma altitude em que o vento apresenta as características adequadas, sendo o elemento responsável por grande parte dos custos iniciais do investimento [28].

### 2.3.3.2. CABINE

Na cabine estão alojados os sistemas de controlo, de medição e transmissão mecânica, o gerador eléctrico e o mecanismo de orientação direccional (YAW). O controlo hidráulico do sistema de travões aerodinâmico está montado no eixo do rotor, de baixa rotação, que transfere o binário primário para caixa de velocidades responsável pela adaptação da frequência do rotor da turbina à frequência do gerador, ou directamente para o gerador eléctrico no caso de não existir caixa de velocidades [28].

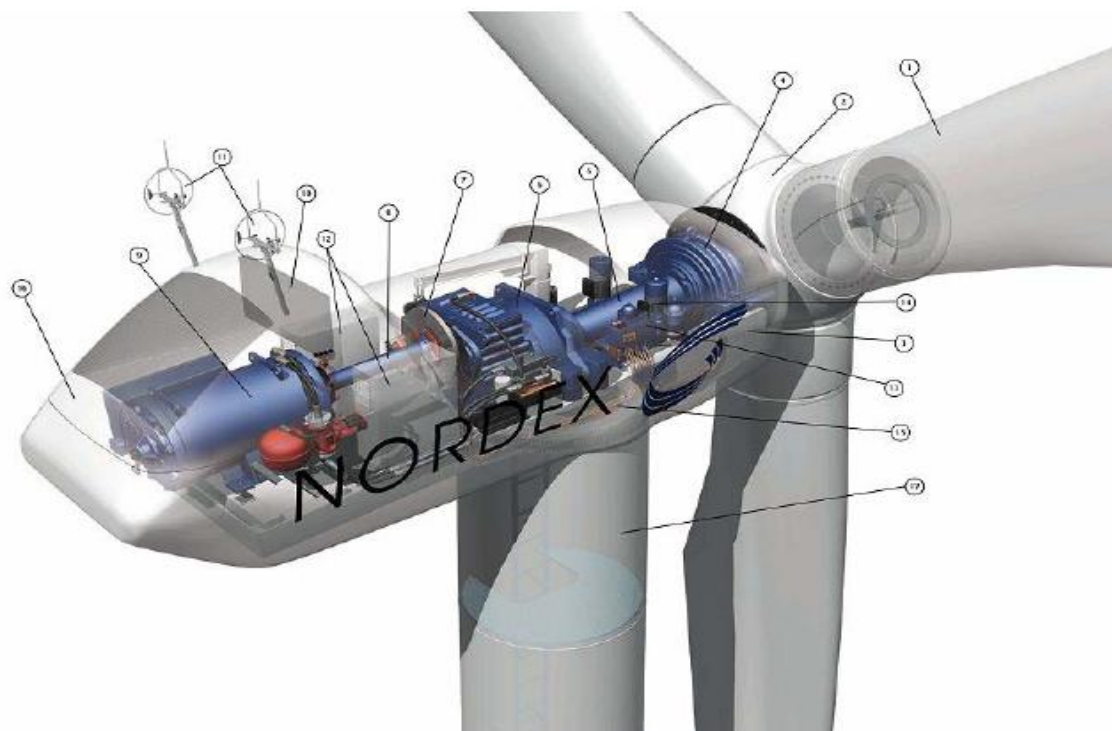


Figura 41: Esquema de uma turbina eólica [27]

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 cabine; 17 – Torre.



O mecanismo de orientação direccional, constituído basicamente por um motor, permite mudar a cabine com base na informação proveniente do sensor de direcção de vento, de modo a alinhar o rotor com a direcção de vento para extrair a máxima potência possível [28].

#### 2.3.3.3. ROTOR

O rotor fixa as pás da turbina ao cubo que é uma estrutura metálica fabricada em aço, ou liga de alta resistência, situada a jusante do aerogerador e acoplado ao eixo que acciona o gerador eléctrico. Nas turbinas eólicas com o controlo de passo, o cubo, além de conter os rolamentos para a fixação das pás, acomoda também os motores para ajuste do ângulo de ataque. É de realçar que, por se tratar de uma peça de alta resistência, o cubo apresenta-se como uma peça única. O projecto das pás, 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. Relativamente à selecção dos materiais utilizados na construção das pás, trata-se de uma operação delicada em que critérios como o peso, robustez e resistência à fadiga são factores determinantes. A escolha recai principalmente sobre os materiais de compostos sintéticos, nomeadamente plásticos reforçados com fibra de vidro, por serem relativamente baratos e facilmente moldáveis [28].

#### 2.3.3.4. GERADOR

O gerador é o equipamento responsável pela transformação da energia mecânica em energia eléctrica, e encontram-se disponíveis no mercado diversos modelos, de diferentes fabricantes para as mais variadas gamas de potência e aplicações. Contudo, para a integração destes equipamentos em sistemas de conversão de energia eólica, têm de ser criteriosamente escolhidos, pois associados a esta escolha estão patentes características bastantes distintas, tais como a variação da velocidade do vento, e as variações do binário

de entrada, uma vez que as variações da velocidade do vento conduzem variações de potência transmitidas ao eixo de rotação e, obviamente, o valor de frequência e da tensão. Posto isto, apresenta-se de seguida os dois tipos básicos de geradores eléctricos, ou seja, os síncronos, largamente utilizados como gerador e como motor onde se requer velocidade constante, e os assíncronos, que são os mais utilizados em turbinas eólicas de grande porte.

#### 2.3.3.4.1. GERADOR SÍNCRONO

Os aerogeradores que utilizam geradores síncronos têm tido menos aplicabilidade nos sistemas eólicos devido ao carácter variável do vento, incompatível com o facto do gerador síncrono ter de funcionar a uma velocidade constante. Isto pressupõe que apesar das variações na velocidade do vento as pás da turbina têm de rodar sempre à mesma velocidade, pois estão directamente associadas ao veio do rotor da máquina. Porém, estes geradores têm uma boa aplicabilidade quando associados a sistemas de electrónica de potência adequados, o que inevitavelmente obrigará o sistema a produzir indesejados harmónicos. Por outro lado, os geradores síncronos têm a vantagem de poder funcionar com qualquer ângulo de desfasamento entre a tensão e a corrente, possuindo uma característica de funcionamento ajustável através da excitação do gerador (com excepção da frequência). Com isto, a produção de energia reactiva pode ser controlada evitando-se flutuações de potência. Além disso, os aerogeradores síncronos, dado que estão ligados à rede através de uma unidade de rectificação/ondulação, permitem que algumas flutuações do vento sejam “filtradas”. No entanto, devido a terem excitação independente, no caso de ocorrer um curto-circuito, a excitação continua a alimentar a máquina e esta contribui para o aumento de intensidade de corrente em regime transitório [31].

#### 2.3.3.4.2. GERADOR SÍNCRONO DE ÍMANES PERMANENTES

Um outro tipo de geradores utilizados nas turbinas eólicas é os geradores síncronos de ímanes permanentes, devido às suas propriedades de auto-excitação, o que permitem

obter uma operação com elevado factor de potência e elevada eficiência. Porém, a sua utilização não é a mais indicada porque os materiais usados para fabricar os ímanes permanentes são bastantes dispendiosos. Além disso, a utilização deste tipo de máquinas requer o uso de conversores electrónicos de potência, com o objectivo de ajustar a tensão e a frequência da produção para a tensão e a frequência de transmissão e, portanto, perturbações na rede, como injeção de harmónicos são um outro argumento contra a sua utilização. Uma outra desvantagem é que os materiais magnéticos são sensíveis à temperatura e, portanto, durante a ocorrência de um defeito o íman pode perder as suas qualidades magnéticas. Portanto, a temperatura do rotor das máquinas de ímanes permanentes deverá ser controlada, recorrendo a um sistema de arrefecimento. No entanto, este tipo de sistema tem a vantagem de poder produzir energia eléctrica a qualquer velocidade, o que neste tipo de máquinas poderá assumir um papel relevante na aplicação em sistemas de aproveitamento eólico. Basicamente, a constituição de um gerador síncrono de ímanes permanentes envolve um estator bobinado e um rotor que é constituído por um sistema de pólos de ímanes permanentes, que podem ser pólos cilíndricos ou salientes. Estes últimos são os mais comuns em máquinas de baixa velocidade e poderá ser o mais recomendado para aplicação em sistemas eólicos. Para que a ligação à rede receptora possa ser realizada de forma directa, é necessário garantir que as frequências nominais e da rede sejam iguais e, portanto, o gerador tem de ser capaz de amortecer as oscilações produzidas e tornar o seu funcionamento estável. Para que isto seja possível é necessário um número elevado de pólos [31].

#### 2.3.3.4.3. GERADOR ASSÍNCRONO

Nos geradores do tipo assíncrono a velocidade de rotação do rotor varia em função da velocidade do vento. Com isto as máquinas não trabalham a uma velocidade constante, pois a variação de algumas r.p.m. na velocidade do rotor traduz-se numa variação das

centenas de rpm à saída da caixa multiplicadora, apesar de se ter em conta o conceito de aplicações de velocidade, em que a frequência das grandezas induzidas não depende directamente da velocidade de rotação do veio. Outra vantagem é o facto do gerador assíncrono ter uma contribuição desprezável para o aumento da potência de curto-circuito, daí resulta que este gerador não tem excitação independente (esta provém da rede), por isso, se ocorrer um curto-circuito a máquina fica desligada da rede, sem excitação, e não alimenta o curto-circuito. Ao contrário dos geradores síncronos, nos assíncronos o factor de potência é um parâmetro construtivo pouco variável em função do ponto de funcionamento de carga e, portanto, o elevado consumo de potência reactiva destes geradores obriga a um investimento adicional em sistemas de compensação do factor de potência. A aplicação do gerador assíncrono não é recomendada para utilização em regime isolado da rede, pois o controlo tensão/frequência é difícil. No entanto, quando ligado à rede, desde que o sistema de controlo seja eficaz, não apresenta problemas de maior [31].

#### 2.3.3.5. SISTEMAS DE CONTROLO DE VELOCIDADE

Os sistemas de controlo de velocidade em turbinas eólicas podem ser do tipo velocidade fixa ou então de velocidade variável. Os sistemas de conversão de velocidade fixa são equipados com um gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo directamente ligado à rede, pelo que a velocidade de rotação do gerador, que por sua vez é superior à velocidade de sincronismo, é imposta pela frequência fixa da rede tendo em conta o número de pólos e o limite de variação do deslizamento (1 a 2%). Sendo a frequência do rotor quase constante existe um único ponto de operação em torno do qual o rendimento de conversão é máximo. De modo a aumentar a eficiência alguns fabricantes adoptaram soluções que suportam a operação do sistema a duas velocidades, através da utilização de dois geradores com um número diferente de pólos, ou de um sistema que permite a comutação do número de pólos no gerador. Contudo, o ajuste de velocidade não

é efectuado de forma contínua, implicando uma elevada descarga mecânica no sistema. Pela simplicidade, robustez e baixo custo do gerador, este conceito foi muito utilizado pelos Dinamarqueses durante os anos 80 e 90. No entanto, de forma a reduzir a carga mecânica e aumentar a eficiência do sistema, a *Vestas* desenvolveu um novo sistema, ou seja, o sistema de controlo de velocidade variável limitada, que consiste em equipar a turbina com um gerador de indução de rotor bobinado ligado a uma resistência variável e controlada através de um conversor electrónico de potência de modo a controlar a resistência total do rotor. Desta forma é possível controlar a potência extraída do rotor e a variação da velocidade do gerador fica limitada pelo valor de resistência aplicada. Porém a potência extraída do rotor é desperdiçada, sob a forma de calor. Quanto aos sistemas de velocidade variável, o gerador é ligado à rede através de um conversor AC/DC/AC, também designado por conversor de frequência, que efectua o desacoplamento entre a frequência da rede e a frequência do gerador, permitindo o controlo da velocidade de rotação do gerador numa gama de variação mais alargada de modo a aumentar a eficiência do sistema. Uma outra vantagem prende-se com o facto das variações na velocidade de vento serem convertidas em variações da frequência do gerador com efeito ao nível da redução da carga mecânica do sistema e portanto a melhoria da qualidade de energia produzida. Os sistemas de velocidade variável com conversão integral podem ser equipados com geradores de indução ou com geradores síncronos, os quais são ligados à rede através de conversores AC/DC/AC projectados para a potência nominal do gerador. Este conversor assegura o desacoplamento total entre frequências da rede e do gerador [28].

#### 2.3.3.6. SISTEMAS DE LIMITAÇÃO DE POTENCIA MÁXIMA

Quando as turbinas se deparam com velocidades de vento superiores à sua velocidade nominal torna-se necessário limitar a potência mecânica da mesma utilizando métodos de regulação baseados em perda aerodinâmica de forma passiva ou activa. A

regulação de forma passiva, também denominada de controlo *stall*, baseia-se no desenho do perfil das pás, as quais foram concebidas para entrarem em perda aerodinâmica quando as velocidades do vento são superiores à velocidade nominal. Assim, para os sistemas de velocidade constante, o ângulo de ataque aumenta com a velocidade do vento e apresenta um valor máximo quando a velocidade de vento atinge o valor nominal. A forma activa de limitar a potência mecânica, conhecida também por controlo de *pitch*, consiste na rotação das pás da turbina em torno do seu eixo longitudinal fazendo um ângulo de passo ( $\beta$ ), de modo a diminuir o ângulo de ataque. Contudo, devido às elevadas constantes de tempo de actuação, este controlo só se activa quando a turbina entra na zona de potência constante, actuando de modo a que a velocidade de rotação da turbina corresponda à velocidade nominal da máquina, ou seja, provoca de forma artificial uma diminuição de binário. Quando a velocidade de vento é inferior à velocidade nominal o ângulo de passo é conservado no valor zero. Comparando o sistema *pitch* com o sistema *stall*, que constitui uma solução mais barata, o sistema de controlo *pitch* permite um melhor controlo da potência, contribuindo assim para um menor esforço mecânico e conseqüentemente para uma diminuição dos efeitos de fadiga da turbina. Além disso, a variação do ângulo de passo funciona como um sistema auxiliar nos processos de arranque e paragem da turbina, permitindo o embalamento do rotor enquanto a velocidade do vento é baixa e a colocação das pás na posição de embandeiramento para velocidades de vento elevadas, dispensando assim o travão aerodinâmico. No entanto, este sistema de regulação acarreta um acréscimo de complexidade técnica e um aumento do custo do sistema de conversão. O conceito de perda aerodinâmica activa, ou *stall activo*, pretende combinar as vantagens do controlo de *pitch* com a robustez da regulação passiva através de um sistema que permite rodar as pás da turbina e com isto aumentar o ângulo de ataque de modo a induzir o efeito de perda aerodinâmica [28].

#### 2.3.4. TÉCNOLOGIA DAS MINI-TURBINAS EÓLICAS

Primeiramente torna-se importante referir que apesar do tema sistemas eólicos já ter sido abordado no ponto 2.3.2. é necessário particularizar o tema micro-turbinas, pois apesar do seu princípio de funcionamento ser em tudo igual, é importante conhecer as diferenças para que haja um perfeito entendimento de um sistema híbrido. Desde já é necessário compreender a existência de uma sub-classificação que lhes é atribuída, e desenvolve-se da seguinte forma:

Tabela 6 - Sub-classificação de pequenas turbinas eólicas [32]

Sub- Classe	Diâmetro do rotor (m)	Classificação Normativa (Área varrida $m^2$ )	Classificação Comum (Potencia Nominal kW)	Aplicações
Micro Turbina	$D < 1.6$	$A < 2$	$< 5$	Domésticas
Mini Turbina	$1.6 < D < 5$	$2 < A < 78.5$	$5 < P_u < 50$	Urbanizações e pequenas empresas
Pequena Turbina	$5 < D < 16$	$78.5 < A < 200$	$50 < P_u < 500$	Grandes urbanizações e PME's

Enquadrando esta sub-classificação no contexto deste trabalho, iremos dar particular atenção ao que respeita as Micro Turbinas Eólicas, uma vez que devido às suas características, ou seja utilizações domésticas, será o equipamento que se enquadra no objectivo proposto para este trabalho. No que respeita aos componentes que constituem um sistema micro-eólico, a orientação do rotor eólico, à imagem do que se passa nas grandes turbinas, é um factor fundamental que deve ser compreendido, pois irá influenciar de forma inequívoca o comportamento do equipamento. Por isso, segue-se uma descrição do tipo de eixos de rotação, que estas micro-turbinas podem ter.

### 2.3.5. COMPONENTES DE UM SISTEMA MINI-EÓLICO

#### 2.3.5.1. MICRO-TURBINAS DE EIXO HORIZONTAL E EIXO VERTICAL

As Micro-Turbinas de eixo de rotação Horizontal tem a denominação de (HAWT – Horizontal Axis Wind Turbines) e as Micro-Turbinas de eixo de rotação Vertical (VAWT – Vertical Axis Wind Turbines). Além da evidente perpendicularidade da orientação dos eixos de rotação, a diferença fundamental entre as duas classes de turbina consiste na possibilidade de optimização do posicionamento do perfil aerodinâmico da pá face ao escoamento incidente. Tal facto é efectuado à custa da variação do ângulo de posicionamento das pás (ângulo de passo), sendo possível construir uma estratégia de controlo que mantenha as pás no ângulo óptimo de funcionamento ao longo da banda de variação da velocidade do vento. Situação contrária é o caso das turbinas de eixo vertical, em que os perfis aerodinâmicos que constituem as pás dos rotores modernos apresentam um funcionamento cíclico e à medida que as pás rodam em torno do eixo, as forças motrizes (essencialmente de sustentação) variam entre um valor máximo e um valor mínimo, passando por zero. Portanto, é comum afirmar que este tipo de turbinas está sempre orientado à direcção dominante do vento, pese embora talvez fosse mais correcto referir que de facto, dada a posição dos seus perfis e o alinhamento do eixo de rotação, estas turbinas nunca se encontram num posicionamento óptimo, tal facto condiciona o desempenho máximo destas turbinas. Este é medido em termos do coeficiente de potência, o qual é calculado pela razão entre a potência útil e a potência incidente do escoamento não perturbado e verifica-se assim que a potência máxima de uma VAWT é cerca de 80%



a eficiência de uma HAWT. O projecto de uma turbina eólica, independentemente da sua potência, é normalmente efectuado de forma adimensional. O parâmetro fundamental de projecto do rotor é chamada a “velocidade específica na ponta da pá”, representada por  $\lambda$ , a qual consiste na razão entre a velocidade de escoamento não perturbado e a velocidade tangencial devida à rotação, sentida na extremidade desta. As turbinas eólicas modernas apresentam valores de  $\lambda$  próximos de sete. Nas aplicações eólicas em ambiente densamente construído, ou seja, em ambiente urbano, as VAWT têm sido alvo de grande aplicabilidade. Tal deve-se à sua constante orientação ao vento, ou seja, devido à sua especificidade de funcionamento sub-ótimo, independente da direcção do vento. Esta vantagem das VAWT foi recentemente descoberta e deve-se às características de escoamento atmosférico em ambiente urbano, as quais passam por uma turbulência muito elevada e com marcada tridimensionalidade do escoamento devido à presença e à perturbação introduzida pelos edifícios. Devido à marcada tridimensionalidade do escoamento a turbulência verifica-se não só nas variações de velocidade média horizontal e na direcção dominante, mas igualmente numa elevada variabilidade direccional dessa direcção, à qual, nas situações mais críticas, nem se consegue definir. É nestas circunstâncias extremas e adversas para o funcionamento das turbinas que as VAWT apresentam grande vantagem relativamente às HAWT, em que, para funcionarem da forma mais eficiente possível, o seu rotor deve estar orientado perpendicularmente à direcção dominante do vento. Ao contrário das grandes turbinas que recorrem a sistemas mecano-eléctricos para conseguirem o alinhamento (*yawing*), as micro-turbinas de eixo horizontal podem recorrer a mecanismos de alinhamento aerodinâmico, através do uso de uns vulgares lemes. Existe contudo uma configuração de um tipo de HAWT que não necessita de sistema de orientação, a qual se obtém quando o seu rotor é posicionado a jusante da torre, relativamente ao sentido do vento. Estas turbinas ditas “*downwind*” (por oposição às turbinas “*upwind*” cujo rotor está a montante da torre) são auto-orientáveis à direcção perpendicular ao vento [32]. Tal como as grandes turbinas eólicas, a diversidade de opções por parte dos fabricantes é bastante extensa, mas tal como nas grandes eólicas as diferentes micro-turbinas apresentam uma estrutura e composição bastante similar, diferenciando-se apenas quanto ao tipo de materiais usados, ou número de pás e obviamente variam mediante a potência que é pretendida. Sendo assim, apresenta-se de seguida a composição genérica de uma micro-turbina:

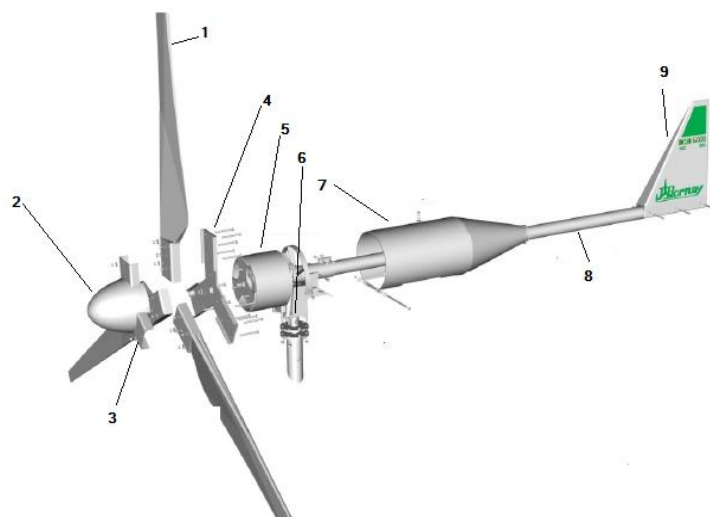


Figura 42: Esquema representativo de uma Micro-Turbina eólica [33]

Legenda: 1 – Pás; 2 – Cone Frontal; 3 – Rolamento de encaixe; 4 – Cubo; 5 – Gerador; 6 – Anéis de Contacto; 7 – *Nancele*; 8 – Tubo da Cauda; 9 - Cauda

Um elemento também de grande relevância é a torre de suporte que permite a fixação da turbina. Porém, este elemento pode ser de diferente estrutura e tamanho dependendo do local de implementação e o fim para que se destina a turbina. De uma forma resumida, as torres podem ser aplicadas na forma de mastros, usando para isso cabos com tensores de forma a segurarem com maior segurança a turbina, ou então podem ser aplicadas torres tubulares cónicas, ideais para aplicações sobre habitações, às quais apresentam um menor impacto visual e ao mesmo tempo apresentam uma maior resistência de fixação. Porém, estas últimas, apresentam um maior custo e na hora de se realizar uma manutenção, apresentam sempre maiores dificuldades de intervenção. Também é importante referir que a instalação destas turbinas eólicas no cimo das habitações é um desafio bastante considerável para toda a estrutura do edifício, pois estes equipamentos irão vibrar e transmitir essa mesma vibração para toda a estrutura durante o seu funcionamento. Aquando da sua aplicação é recomendável que se implemente um sistema de amortização de forças vibratórias, que isola a turbina da estrutura do edifício,

diminuindo assim o risco de vibração do edifício e ao mesmo tempo aumentando o tempo de vida útil da própria turbina. De uma forma mais concreta, a escolha do local de implementação da torre realiza-se da seguinte forma [34]:

- Se existe um edifício mais alto que o da instalação com uma altura  $x$ , então a turbina terá de ser colocada a uma distância horizontal deste de  $3x$ ;
- Se o edifício de instalação tem uma altura  $h$ , então a turbina terá de ser colocada a uma altura de  $1/3 h$ ; isto no caso de edifícios de forma rectangular. No caso de edifícios com telhado em vértice terão de ser instalados a uma altura de  $1/5h$  medidos a partir do limite superior do edifício.

Para se proceder a uma caracterização mais detalhada do local onde se pretende realizar a instalação, terão de ser realizadas medições com o auxílio de anemómetros e sensores de direcção.

#### 2.3.5.2. GERADOR

A maioria das micro-turbinas utiliza geradores de ímanes permanentes. Este tipo de geradores são os mais simples e mais robustos, porque os geradores de ímanes permanentes usados pelos fabricantes têm a particularidade de serem montados invertidamente, ou seja, a carcaça à qual os ímanes estão unidos, rodam por fora do estátor. Esta configuração permite às pás serem aparafusadas directamente ao chassi da turbina, permitindo à turbina ter uma maior força centrífuga. Na maioria dos casos estes geradores produzem energia em corrente alternada trifásica para fazerem um melhor aproveitamento do espaço no interior da carcaça da micro-turbina. Alguns modelos para realizar o carregamento das baterias rectificam a AC para DC no próprio gerador, outros modelos realizam este mesmo trabalho mas num controlador que se situa fora da turbina. No entanto, o uso de geradores de ímanes permanentes acarretam alguns problemas,

especialmente quando não há vento e portanto o rotor está parado, pois os ímanes são alimentados pelos enrolamentos do estátor e este obviamente apresenta uma resistência ao movimento dos eixos. Uma técnica usada em alguns modelos de forma a diminuir este efeito é inclinar os ímanes. Estes geradores de ímanes permanentes também são utilizados nas pequenas turbinas e nas mini-turbinas pelos mesmos motivos apresentados para as micro-turbinas [34].

### 2.3.5.3. SISTEMAS DE CONTROLO DE VELOCIDADE

Tal como nas grande eólicas, a robustez constituinte do material da micro-turbina é bastante importante, pois estas trabalham num ambiente muito mais exigente que os painéis fotovoltaicos que são tranquilamente aplicados na cobertura de um edifício. Contudo, não há testes infalíveis para avaliar a robustez do projecto de uma micro-turbina, apenas se pode confiar nos testes que os próprios fabricantes anunciam. Para a realização do controlo de velocidade estas micro-turbinas utilizam geralmente equipamentos auxiliares para medir a velocidade do mesmo. Associado a isto está um mecanismo que regula a sua velocidade e é aqui que os diferentes fabricantes se distinguem. Na sua maioria usam uma articulação que faz com que o rotor gire em volta da sua cauda, outras mudam o ângulo das pás e, por fim, existem outras que combinam estes dois métodos. Com isto, sempre que a velocidade do vento ultrapassa os valores admissíveis estipulados pelos próprios fabricantes (dependendo das características do equipamento seleccionado) estes giram sobre si até que o valor de velocidade seja aceitável e voltando por isso à sua posição de trabalho [34].

## 2.4. SISTEMAS HÍBRIDOS

### 2.4.1. NECESSIDADE/OPORTUNIDADE

Os sistemas híbridos surgiram no sentido de verificar e testar o potencial de utilização da geração isolada de energia, pois os sistemas híbridos são sistemas que utilizam os recursos naturais disponíveis de várias formas de geração de energia eléctrica, visando o aproveitamento desses mesmos recursos energéticos disponíveis localmente, maximizando a disponibilidade de electricidade através da complementaridade dos recursos, ou seja, a utilização de vários dispositivos de conversão de energia são usados de forma conjunta para fornecer uma exigência de energia. Estes sistemas são adequados para aplicações isoladas, tais como para a produção de energia em áreas remotas, onde a extensão da rede é cara e o custo do combustível aumenta drasticamente com a distância do local. Aplicações exemplo disso são residências implementadas em locais remotos, em sistemas de iluminação pública, em sistemas de iluminação de emergência, em sistemas de controlo de tráfego e em estações de telecomunicações. Contudo, estes sistemas de energia também podem ser usados como parte de aplicação em geração distribuída de electricidade convencional [35]. Historicamente os sistemas produtores de energia de forma isolada eram os geradores baseados em combustíveis fósseis, como o óleo-diesel, óleo combustível e gasolina. Porém, estes grupos geradores possuem um custo capital baixo mas custos de operação e manutenção elevados. Por outro lado a geração eléctrica através de sistemas híbridos possuem alto custo de capital, mas baixo custo de operação e manutenção, e não requerem “combustível” para o seu funcionamento. Neste contexto, a tecnologia híbrida emerge como alternativa, sendo a combinação mais frequente para estes tipos de sistemas, o uso da energia eólica e a energia solar fotovoltaica, que são fontes renováveis de energia, não poluentes e com reduzido impacto ambiental. Por outro lado, apresentam-se como fontes de energia intermitentes, ou seja, apresentam interrupções, sendo por isso

interessante a complementaridade entre as fontes. As vantagens proporcionadas por estas energias renováveis variam de acordo com as condições e prioridades locais, destacando-se a minimização da ameaça das mudanças climáticas do planeta decorrentes da queima de combustíveis fósseis, o crescimento económico, a ampliação do acesso à energia e a geração de empregos. No entanto, é necessário entender que os sistemas híbridos são utilizados, na sua maioria, visando atender um conjunto de unidades consumidoras e, devido à grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, os sistemas híbridos para geração de electricidade tornam-se complexos e necessitam de optimização do uso das energias. A imagem a seguir Figura 43 ilustra o sistema híbrido mais comumente utilizado:

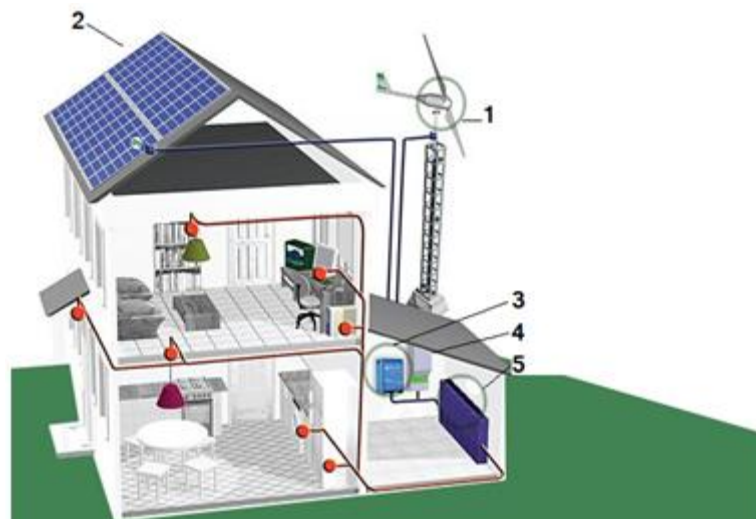


Figura 43 - Instalação Híbrida numa Habitação Unifamiliar [33]

Legenda: 1 – Micro Turbina Eólica; 2 – Sistema de Painéis Solares; 3 - Inversor; 4 – Controlador/Regulador; 5 – Baterias.

## 2.4.2. COMPONENTES DE UM SISTEMA HÍBRIDO

### 2.4.2.1. PAINEL FOTOVOLTAICO E MICRO-TURBINA EÓLICA

Os sistemas híbridos são normalmente compostos por equipamentos que utilizam fontes renováveis de energia combinadas e um grupo gerador diesel. No caso de estudo em concreto o gerador diesel será uma opção não abordada, no sistema híbrido em estudo

(eólico + fotovoltaico), que utiliza o vento e o sol como “combustível” para geração de electricidade. Estas condições não se dão em todas as partes da mesma forma, tornando-se necessário conhecer em detalhe o potencial eólico e solar da região antes de se decidir pela instalação de um sistema híbrido deste tipo. O recurso solar é o recurso mais universalmente conhecido. Quanto ao recurso eólico, este é totalmente dependente das condições locais do sítio. Estes sistemas são formados por uma micro-turbina que através de um rectificador/regulador de carga, se encarrega de fornecer a energia eléctrica produzida para as baterias e em paralelo existe um sistema de painéis solares que mediante o regulador de carga está conectado com as baterias.

#### 2.4.2.2. BATERIAS

O armazenamento de energia realizado pelo banco de baterias é classificado de acordo com a energia, tempo e resposta flexível necessária para sua operação [36]. Em termos de exigências de energia e capacidade de armazenamento de energia, estas podem ser classificadas em relação à densidade das necessidades, ou seja, para as médias e para as necessidades a longo prazo. Estas baterias também podem ser classificadas relativamente à sua densidade de potência, de curto e curtíssimo prazo. Num sistema híbrido de energia um bom armazenamento de energia pode ser determinante para o desempenho global do sistema, fornecendo ao sistema uma potência constante e estável, apesar das flutuações de carga. Este tem de ser capaz de fornecer energia para a instalação de forma adequada, mesmo quando carece de recursos energéticos primários como a eólica ou solar, ou seja, caso seja necessário o banco de baterias pode ser complementado com um gerador a diesel ou com uma célula de combustível para evitar interrupções de fornecimento de energia à instalação. Esta complementaridade tem como um dos seus objectivos aumentar a eficiência do gerador e reduzir consumos de combustível. A unidade de armazenagem opera em paralelo com uma unidade geradora para satisfazer temporariamente picos mais

elevados de solicitação de carga. Uma outra capacidade do sistema de baterias é realizar um desfasamento eléctrico entre a carga e a fonte de energia renovável, facilitando o controlo e a operação global do sistema, suavizando as flutuações de carga e fazer um controlo das variações sazonais das fontes renováveis.

#### 2.4.2.3. CONVERSORES DE POTENCIA

Para que um sistema híbrido de energia possa funcionar adequadamente é comum que se utilize um ou mais equipamentos de conversão de potência incorporados no sistema. Estes equipamentos podem ser do tipo electromecânico ou do tipo electrónico. No caso dos dispositivos que utilizam o princípio electromecânico há pelo menos dois tipos distintos que são utilizados em sistemas híbridos de energia, que se apresentam de seguida.

##### 2.4.2.3.1. CONVERSOR ROTATIVO

Trata-se de um dispositivo electromecânico que converte AC/DC ou vice-versa. Quando se está a converter AC/DC o equipamento em questão é denominado de rectificador. Quando se está a converter DC/AC o equipamento em questão é denominado de inversor. O conversor rotativo consiste em duas máquinas eléctricas rotativas que estão directamente ligados entre si. Uma delas é uma máquina DC, a outra é uma máquina AC. Qualquer um deles pode funcionar como um motor ou gerador dependendo da direcção do fluxo de energia. A máquina de AC pode ser uma máquina de indução ou síncrona, o que será utilizado depende dos requisitos do sistema. Estes conversores rotativos têm a vantagem de utilizarem uma tecnologia robusta e madura. A sua desvantagem é os seus custos elevados e valores de eficiência inferiores comparativamente aos oferecidos pelos dispositivos electrónicos projectados para a mesma finalidade [37].



#### 2.4.2.3.2. CONDENSADOR SÍNCRONO

Pode ser também denominado por compensador e é um motor síncrono que não está associado a nenhum outro equipamento. Este equipamento é controlado por um regulador de tensão, que gera ou absorve potência reactiva conforme a necessidade e serve assim para apoiar o sistema de tensão ou para manter o factor de potência do sistema a um nível específico. Estes condensadores síncronos são utilizados em sistemas de energia híbrida quando não há nenhum outro sistema síncrono conectado. Isto é frequentemente o caso dos sistemas que incluem geradores a diesel, mas que se destinam a permitir que todos os geradores a diesel possam ser desligados em algumas circunstâncias [38].

#### 2.4.2.3.3. CONVERSORES ELECTRÓNICOS

Desempenham funções semelhantes às dos dispositivos electromecânicos descritos anteriormente, mas têm uma série de vantagens, como: menor custo maior eficiência, e uma maior controlabilidade. Estes dispositivos de maior interesse incluem Rectificadores, Inversores, Sistemas de *By-pass*, e *Trackers* MPPT [39].

##### 2.4.2.3.3.1. RECTIFICADOR

Trata-se de um dispositivo que converte AC/DC e é comumente usado para carregar baterias de uma fonte AC. Os rectificadores monofásicos exigem um elevado poder de transformação para que se possa realizar a transformação para DC. Portanto, esses rectificadores só são adequados para aplicações de baixa ou média potência. Para potências superiores a 15kW deve-se utilizar rectificadores trifásicos ou polifásicos [40].

##### 2.4.2.3.3.2. INVERSOR

Um Inversor pode ser definido como um dispositivo que converte DC para AC, é usado para suprir cargas individuais AC a partir de uma fonte DC ou a partir de um banco de baterias. Os elementos de comutação primários são rectificadores controlados de

silício (SCR) ou transístores de potência (IGBT's). Estes estão dispostos em circuitos de ponte e são ligados (excepto no caso de transístores) de forma a processarem uma onda sinusoidalmente perfeita. Alguns inversores operam em conjunto com outros dispositivos para estabelecerem o valor de frequência necessário. Estes inversores são denominados de linha comutada [40].

#### 2.4.2.3.3.3. SISTEMAS DE DESLASTRE BY-PASS

Um componente que pode ser necessário em sistemas híbridos, mais concretamente utilizado no de sistemas isolados, é o sistema de *By-Pass* à carga. Este sistema de “deslastre” de energia produzida é usado para proteger a rede contra um excesso de injeção de energia. Tal excesso pode surgir durante os períodos de contribuição renováveis de alta e baixa carga e esta energia em excesso pode levar à instabilidade da rede. O sistema de *By-pass* de deslastre pode ser um dispositivo realizado, com base em electrónica de potência, ou concebido através do uso de resistências de carga variável. Em alguns casos a dissipação da energia excedente pode ser realizado sem a utilização de um sistema *By-Pass*. Um exemplo é a dissipação do excesso de energia eólica é o caso do controle de passo do rotor ou lâmina [41].

#### 2.4.2.3.3.4. TRACKERS MPPT

No caso dos sistemas que usam células fotovoltaicas a tensão da matriz é dada pela tensão do conjunto ligado carga. Às vezes é útil usar equipamentos de potência para corresponder à carga com características da célula fotovoltaica. Um método de execução na prática é a utilização de um *Maximum Tracker Power Point* (MPPT) para maximizar a saída do sistema PV. Os MPPT são dispositivos que criam uma impedância no circuito da célula em níveis correspondentes ao melhor funcionamento e também convertem os resultantes de alimentação da matriz PV para a tensão que é exigida pela carga [42].

#### 2.4.2.3.3.5. CONTROLADOR/REGULADOR

Muito utilizado em sistemas híbridos, especialmente os sistemas mais complexos. Este controlador de supervisão serve para assegurar o bom funcionamento de todos os dispositivos dentro do sistema. As funções possíveis do controlador estão ilustradas na Figura 44.

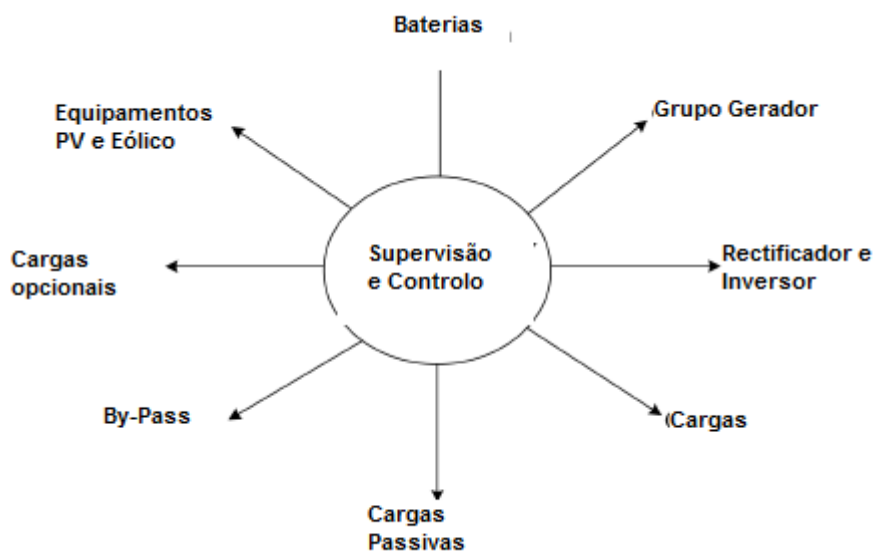


Figura 44 – Esquema de funções do Controlador/Regulador [42]

#### 2.4.2.4. MODO DE FUNCIONAMENTO

Os sistemas híbridos são todos aqueles que utilizam diversas fontes de geração de energia, como por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos, mas todos têm o objectivo de fornecer electricidade a uma determinada carga ou conjunto de cargas de forma isolada garantindo maior fiabilidade. Para isso é necessário um controlo de todas as fontes inerentes ao sistema, para que haja máxima eficiência na entrega da energia para as unidades consumidoras. Estes sistemas híbridos requerem controladores de carga mais sofisticados que os sistemas simples ou conectados a rede, mas a sua fiabilidade terá de ser no mínimo igual ou superior ao dos outros sistemas. Estes sistemas devem ser capazes de definir a frequência da rede e controlar a tensão. Esta última exigência implica

que consigam fornecer energia reactiva de acordo com o necessário. Em certas condições geradores de energias renováveis podem produzir energia em excesso, daí torna necessário que essa energia seja dissipada de alguma forma para não introduzir instabilidades no sistema [41]. A energia produzida por um sistema híbrido pode ser categorizada de duas formas distintas. A primeira energia produzida é a electricidade e a carga térmica a ela associada (efeito Joule). Dentro da categoria eléctrica, as cargas de electricidade são muitas vezes divididas em primária e secundária. As cargas primárias são aquelas que devem ser servidas imediatamente num tempo específico, como é o caso da iluminação, TV, electrodomésticos e equipamentos informáticos [43]. As cargas secundárias estão associadas a gestão da carga e podem ser subdivididas em cargas desprezáveis e cargas opcionais. Esta gestão de cargas é resultante de todo o processo de conversão de energia cinética, no que respeita à parte eólica, e conversão de energia solar (parte fotovoltaica) em energia eléctrica [43].

#### 2.4.2.5. TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Existe um número infinito de possíveis combinações de equipamentos a utilizar na constituição de um sistema híbrido. No entanto, é importante que se cumpra da forma mais viável possível o uso destes equipamentos, de forma a rentabilizar da melhor forma a aplicabilidade deste mesmo investimento. Para isso será impreterível ter acesso aos dados de eólicidade e de incidência solar do local de instalação, sendo por isso este o primeiro passo. Considerando que a potencialidade do local de instalação satisfaz determinados valores, é então que a segunda análise deve ser tomada em conta, ou seja, saber tecnicamente e economicamente se é possível conectar o sistema híbrido directamente à rede ou então usa-lo de forma autónoma, ou seja, isolado. Após ter sido decidido este parâmetro, a terceira fase é escolher os diversos equipamentos disponíveis no mercado de forma a se encontrar um conjunto de equipamentos que satisfaça o tipo de ligação e, ao

mesmo tempo, que apresentem valores de eficiência e eficácia capazes de tornar este investimento sustentável. Posto isto, é de fácil conclusão que existem apenas três factores que irão determinar a rentabilidade da instalação, ou seja, o local de instalação, o tipo de ligação e, por fim, a escolha dos equipamentos. Neste âmbito, existem métodos que podem ser usados na escolha dos equipamentos. Um dos métodos é sobredimensionar o banco de baterias encarecendo o custo capital do sistema, mas ao mesmo tempo evita o uso de grupo gerador a diesel, necessário no caso de falta de energia [44]. Um outro método é investir na compra de um regulador/controlador, que irá permitir obter uma maior rentabilidade e melhor funcionalidade do sistema devido às suas capacidades de supervisão (2.4.2.3.3.5). Por fim, uma outra técnica que pode ser usada de forma a diminuir custos e aumentar a rentabilidade do sistema é recorrer ao uso de inversores mistos, ou seja, inversores que conseguem realizar a conversão de corrente dos dois sistemas simultaneamente. Desnecessário é referir que este tipo de inversores têm um maior custo, comparativamente aos inversores individuais, mas como neste tipo de situação o uso de dois inversores individuais é obrigatório, então o recurso a um único inversor torna-se largamente compensatório.

## 2.5. RESUMO DO CAPITULO 2

O capítulo 2 enquadra o aproveitamento das energias disponibilizadas pela natureza que têm de ser compreendidas e engenhosamente usufruídas com o recurso a tecnologias que diariamente evoluem e permitem um rendimento de captação cada vez maior. Neste âmbito, tecnologias como sistemas híbridos conseguem através escolha correcta dos seus componentes, tanto fotovoltaico como eólico, injectar na rede ou produzir energia eléctrica de forma autónoma, com valores bastante satisfatórios. Para tal é necessário construir um sistema adequado a cada local de implementação, utilizando as melhores tecnologias disponíveis no mercado. O estado de arte destes equipamentos

encontram-se ainda num estado de evolução, nomeadamente na parte fotovoltaica, mas contudo já é possível implementar um sistema híbrido de características bastante satisfatórias e rentáveis, não excluindo o facto de acatarem as características dos valores de tensão e frequência exigidas pela rede em que se inserem. Devido às características do trabalho em questão a abordagem dos equipamentos eólicos foi encaminha para a maior compreensão das micro-eólicas e módulos fotovoltaicos, que em conjunto constituem de uma forma genérica um sistema híbrido. Os restantes componentes que constituem um sistema híbrido podem ser bastante divergentes mediante o tipo de ligação ou até mesmo mediante o tipo de fabricante que o Utilizador opte. Porém, de forma resumida, os restantes equipamentos que constituem um sistema híbrido para além dos actores principais (módulo fotovoltaico e micro turbina eólica) são:

- Inversor
- Regulador
- Banco de Baterias
- Torre

### 3. APLICAÇÃO INFORMÁTICA

#### 3.1. GENERALIDADES

Neste capítulo será apresentada a aplicação informática, todos os seus cálculos e considerações, que conduzem ao cálculo da rentabilidade económica da implementação de um sistema híbrido. O ponto de partida da aplicação informática é uma base de dados fornecida pelo Instituto Nacional de Meteorologia. Este conjunto de dados possibilita o conhecimento, de forma fidedigna, vários tipos de parâmetros necessários, para o desenvolvimento da aplicação informática. Esta aplicação foi maioritariamente desenvolvida em Excel e a parte de Inter-Face com o Utilizador foi realizada em VBA através de um *Comand Button* criado numa *Sheet* do Excel, de forma a facilitar o acesso ao mesmo.

Com a ferramenta informática desenvolvida o Utilizador têm acesso a uma perspectiva de rentabilidade da aplicação prática de um Sistema Híbrido. Para tal, bastará que ele insira os dados referentes aos equipamentos eólicos, solares e seus constituintes, existentes no mercado, assim como a sua localização.

#### 3.2. DESCRIÇÃO SUMÁRIA DA APLICAÇÃO INFORMÁTICA

Para uma percepção global dos passos que o programa efectuará apresenta-se de seguida um fluxograma explicativo dos passos automaticamente assumidos pelo programa.

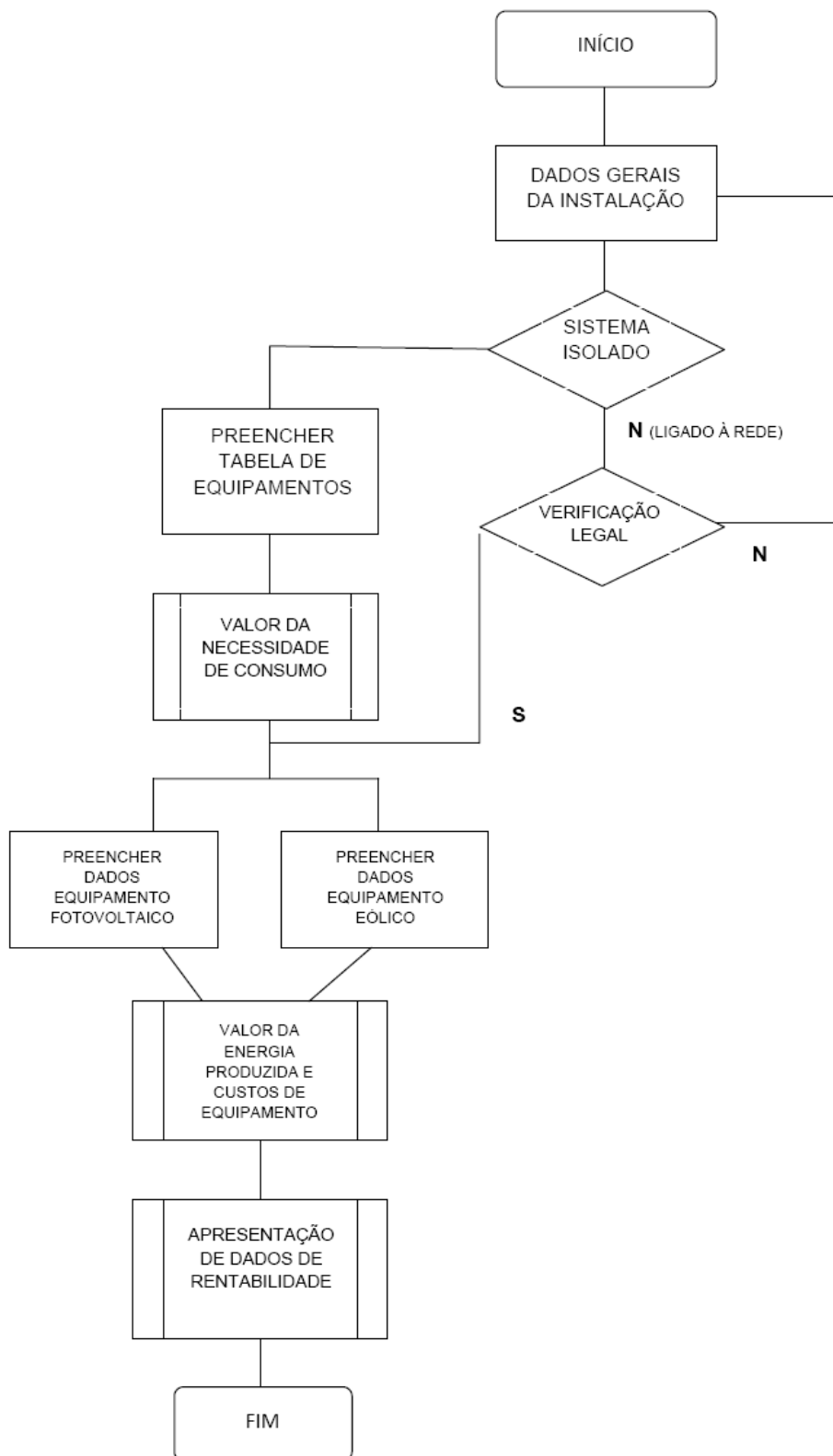


Figura 45 – Fluxograma da Aplicação Informática



### 3.3. DESCRIÇÃO PERMENORIZADA DOS BLOCOS DO PROGRAMA

#### 3.3.1. BASE DE DADOS

A base de dados fornecida pelo Instituto Nacional de Meteorologia apresenta diversos dados monitorizados (durante cerca de 30 anos) nas diferentes estações meteorológicas espalhadas por Portugal Continental. Foi possível a obtenção de dados das seguintes zonas:

- **Zona Norte:** Bragança, Porto, Vila Nova de Gaia, Vila Real, Castelo Branco, Guarda e Coimbra.
- **Zona Sul:** Beja, Faro, Lisboa, Portalegre e Santarém.

Com isto, zonas como Viana do Castelo, Sagres, Leiria e Vila Real de Santo António não serão possíveis de monitorizar devido à impossibilidade de obtenção de dados.

Os diferentes dados meteorológicos disponibilizados foram sujeitos a uma filtragem e encontram-se ocultos, pois não é necessário estarem visíveis para o Utilizador, porém caso este queira é sempre possível realizar a actualização dos mesmos acedendo à base de dados apresentada no Anexo C. Denote-se que os valores obtidos correspondem a valores médios anuais para uma simplificação de tratamento de dados, que por isso estarão afectados de um erro que se crê admissível.

A Tabela 7 apresentada de seguida pode ser consultada pelo Utilizador na folha Excel “Base de Dados”.

Tabela 7 – Base de Dados

BASE DE DADOS									
DATA	DADOS METEOROLÓGICOS								
27-9-10	NOME	LATITUDE	LONGITUDE	ALTITUDE (m)	T MED (°C)	VMED(m/s)	INSOLH (horas)	INSOLP (%)	IRRADIÂNCIA MÉDIA (Wh/m <sup>2</sup> )
NORTE	BRAGANÇA	41	06°44'W	9,5	12,2	2,9	2579,8	57	1390
	PORTO	41	08°41'W	16,0	14,0	3,9	2465,4	55	1367
	GAIA	41	08°36'W	16,0	14,5	5,0	2468,0	55	1340
	MLA REAL	41	07°44'W	9,0	13,4	1,9	2392,0	52	1310
	CASTELO BRANCO	39	07°29'W	12,0	15,7	4,3	2605,5	-	1276
	GUARDA	40	07°16'W	24,0	10,7	4,6	2523,4	-	1238
SUL	COIMBRA	40	08°27'W	4,0	15,2	1,4	2359,3	52	1196
	BEJA	38	07°52'W	10,0	16,2	4,2	2985,9	61	1302
	FARO	37	07°58'W	7,5	17,2	3,7	3032,8	68	1290
	LISBOA	38	09°08'W	19,5	16,2	4,6	2575,9	57	1279
	PORTALEGRE	39	07°25'W	11,7	15,1	3,9	2687,5	60	1367
SANTARÉM	39	08°42'W	6,0	15,9	1,8	2655,2	58	1278	

Os pressupostos da Tabela 7 são os seguintes:

Nome - Local mais próximo do local da instalação.

Latitude - Valor da latitude da estação meteorológica.

Longitude - Valor da longitude da estação meteorológica.

Altitude (m) - Altura do anemómetro da estação meteorológica que monitoriza os valores de velocidade do vento.

T MED (°C) - Temperatura média anual medida na estaca meteorológica.

V MED (m/s) - Valor médio anual da velocidade do vento registado pelo anemómetro da estaca meteorológica. Este valor encontrava-se em Km/h, pelo que foi necessária a sua conversão para m/s.

INSOLH (H) - Valor médio anual da Insolação (tempo de sol descoberto) em horas registado na estação meteorológica do local.

INSOLP (%) - Valor médio anual de Insolação (%) cuja percentagem é o quociente da insolação observada pela insolação máxima possível no mês ou no ano dada por tábuas astronómicas.

IRRADIANCIA MÉDIA (wh/wp) - Valor médio anual do nível de irradiância média no local da estação.

### 3.3.2. INTERFACE UTILIZADOR

A interface com o Utilizador é o local chave onde o Utilizador inserirá todos os dados gerais da instalação necessários para que o programa recorra à base de dados e adquira os dados do local de instalação. O programa inicia-se com a seguinte apresentação:

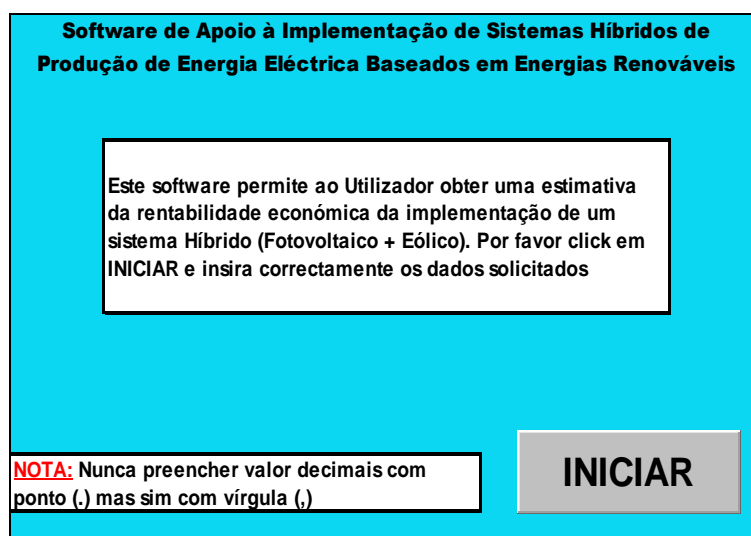


Figura 46 – Página Inicial da Aplicação Informática

Após o *click* no botão INICIAR o Interface com o Utilizador aparecerá, solicitando ao mesmo que insira os dados correctamente.

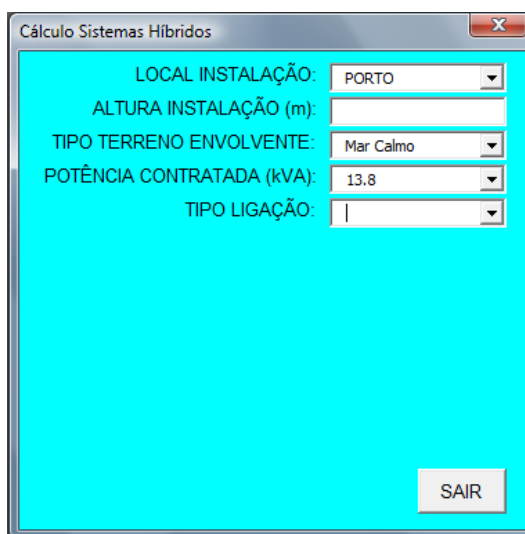


Figura 47 – Interface Utilizador da Aplicação Informática

A Figura 47, representa o Interface Utilizador com a utilização do VBA, contudo, para uma melhor descrição dos passos da aplicação, a explicação será realizada usando as folhas de cálculo em Excel que estão por de trás da programação em VBA que se apresenta no Anexo E.

Tabela 8 – Interface Utilizador

DADOS GERAIS DO LOCAL	
LOCAL DE INSTALAÇÃO	PORTO
LATITUDE	41
INSOLH (h)	2465,4
TMED (°C)	14
RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE [G] (W/m <sup>2</sup> ):	1367
ALTITUDE REF <sup>a</sup> (m)	16
ALTURA DA BASE DA INSTALAÇÃO (m)	30
TIPO DE TERRENO ENVOLVENTE	CENTRO DA CIDADE
VMED VENTO REF <sup>a</sup> (m/s)	3,9
TIPO DE INSTALAÇÃO	
POTÊNCIA CONTRATADA [kVA]:	13,8
TIPO DE LIGAÇÃO:	ISOLADO
REGIME REMUNERATÓRIO	

### 3.3.2.1. LOCAL DA INSTALAÇÃO

O Utilizador terá de seleccionar, mediante as opções disponíveis o local de instalação.

### 3.3.2.2. LATITUDE

Automaticamente o programa irá recorrer à base de dados e mediante o local de instalação o valor de latitude do local irá ser apresentado.

### 3.3.2.3. INSOLH (Horas)

Automaticamente o programa irá recorrer à base de dados e mediante o local de instalação o valor médio anual de insolação irá ser apresentado.

### 3.3.2.4. TMED (°C)

Automaticamente o programa irá recorrer à base de dados e mediante o local de instalação o valor médio anual de temperatura anual média irá ser apresentado.

### 3.3.2.5. RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE [G] ( $W/m^2$ )

Automaticamente o programa irá recorrer à base de dados e mediante o local de instalação o valor de radiação irá ser apresentado.

### 3.3.2.6. ALTITUDE DE REFERÊNCIA (m)

Automaticamente o programa irá recorrer à base de dados e mediante o local de instalação o valor de altura do anemómetro irá ser apresentado.

### 3.3.2.7. ALTURA DA BASE DA INSTALAÇÃO (m)

Neste ponto o Utilizador terá de indicar qual a altura da base da instalação, pois caso seja zero (0), a base de instalação considera que a instalação ficará situada no solo, caso seja aplicado na cobertura de um edifício, então este valor terá de ser igual à altura do edifício correspondente.

### 3.3.2.8. TIPO DE TERRENO ENVOLVENTE

Neste ponto o Utilizador terá de seleccionar, mediante as opções disponíveis, o tipo de terreno envolvente. Este valor seleccionável foi calculado mediante os valores apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Rugosidade do Terreno [27]

RUGOSIDADE DO TERRENO			
TIPO DE TERRENO	Z0 (m) min	Z0 (m) max	Z0 (m) med
Lama/Gelo	0,00001	0,00003	0,00002
Mar Calmo	0,0002	0,0003	0,00025
Areia	0,0002	0,001	0,0006
Neve	0,001	0,006	0,0035
Campo de Cereais	0,001	0,01	0,0055
Relva Baixa/Estepes	0,01	0,04	0,025
Descampados	0,02	0,03	0,025
Relva Alta	0,04	0,1	0,07
Terreno com arvores	0,1	0,3	0,2
Floresta	0,1	1	0,55
Povoação dos Suburbios	1	2	1,5
Centro da Cidade	1	4	2,5

### 3.3.2.9. VMED VENTO REFERENCIA

Automaticamente o programa irá recorrer à base de dados e mediante o local de instalação o valor médio anual da velocidade do vento registado pelo anemómetro irá ser apresentado.

### 3.3.2.10. POTENCIA CONTRATADA

Neste ponto o Utilizador terá de seleccionar, mediante as opções disponíveis o valor da potência contratada. Este valor será indispensável para verificar a nível legislativo se o valor de potência do equipamento cumpre o requisito legal (DL 363/2007 Artigo 4 alínea 3))

*“Os produtores de electricidade nos termos do presente DL não podem injectar na RESP no âmbito desta actividade, uma potência superior a 50% de potência contratada.”*

Um outro ponto que esta selecção irá permitir futuramente, é realizar o cálculo do tarifário praticado pelo distribuidor de energia em Portugal Continental.

### 3.3.2.11. TIPO DE LIGAÇÃO

Este é o segundo ponto-chave de toda a aplicação, pois será neste ponto que todo o encadeamento do programa irá divergir. Esta célula contém duas hipóteses seleccionáveis, que mediante a escolha irá verificar um conjunto de condições, ora vejamos:

#### 3.3.2.11.1. NO CASO DE LIGADO À REDE

No caso de ligado à rede automaticamente o tipo de regime será obrigatório do tipo bonificado.

Tabela 10 – Sistema Ligado à Rede

DADOS GERAIS DO LOCAL	
LOCAL DE INSTALAÇÃO	PORTO
LATITUDE	41
INSOLH (h)	2465,4
TMED (°C)	14
RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE [G] (W/m <sup>2</sup> ):	1367
ALTITUDE REF <sup>a</sup> (m)	16
ALTURA DA BASE DA INSTALAÇÃO (m)	30
TIPO DE TERRENO ENVOLVENTE	CENTRO DA CIDADE
VMED VENTO REF <sup>a</sup> (m/s)	3,9
TIPO DE INSTALAÇÃO	
POTÊNCIA CONTRATADA [kVA]:	13,8
TIPO DE LIGAÇÃO:	LIGADO À REDE
REGIME REMUNERATÓRIO	BONIFICADO

Esta situação verifica se a condição legalmente imposta está a ser cumprida, pois reportando o DL 363/2007 Artigo 9º 1b).

*“Regime bonificado para unidades de microprodução com potencia de ligação até 3,68 KW, que utilizem as fontes de energia previstas no DL 363/2007 nº 5 do artigo 11º, aplicável nas seguintes condições:*

DL 363/2007 Artigo 11º 5f).

*“Combinação das fontes de energia previstas nas alíneas anteriores na mesma unidade...”*

#### 3.3.2.11.2. NO CASO DE ISOLADO

No caso de o Utilizador pretender usar esta aplicação informática para a aplicação de um sistema híbrido isolado, então para que seja possível realizar os cálculos necessários é prioritário que se calcule as necessidades energéticas da instalação para o seu correcto funcionamento.

Como tal é necessário que o Utilizador preencha a seguinte Tabela 11:

Tabela 11 – Necessidades de Potência

PREENCHER TABELA				
EQUIPAMENTOS	QUANTIDADES	HORAS UTILIZAÇÃO	POTÊNCIA [W]	ENERGIA DIÁRIA [Wh/d]
LÂMPADAS	25	5	70	8750
TV'S	4	3	1500	18000
FOGÃO	1	1	2500	2500
MICRO-ONDAS	1	0,5	900	450
EXAUSTOR	1	1	1000	1000
CILINDRO	1	1	3000	3000
AQUEÇEDOR	1	0	1500	0
MÁQUINA DE LAVAR ROUPA	1	2	1000	2000
MÁQUINA DE LAVAR LOUÇA	1	1	1000	1000
FRIGORIFICO	1	24	800	19200
<b>TOTAIS:</b>			<b>13270</b>	<b>55900</b>

Denote-se que quanto mais realista for o preenchimento da Tabela 11 mais realistas serão os resultados finais.

### 3.3.3. SISTEMA HIBRIDO LIGADO Á REDE:

Esta folha contém separadamente a descrição dos equipamentos eólicos e fotovoltaicos, para o caso de o tipo de ligação seja ligado à rede (3.3.2.11.)

Tabela 12 – Sistema Ligado à Rede, Equipamento Eólico

SISTEMA HIBRIDO LIGADO Á REDE		
EQUIPAMENTO EÓLICO		DIAMETRO DO ROTOR (m):
MODELO:	Antaris 3,5	3
POTÊNCIA (kW):	3,5	VELOCIDADE START (m/s):
ALTURA DA INSTALAÇÃO (m):	18	3
VMED VENTO REF <sup>a</sup> (m/s)	2,86	VELOCIDADE CUT-OFF (m/s):
TIPO DE TERRENO ENVOLVENTE	Mar Calmo	30
RUGOSIDADE DO TERRENO	0,00025	Cp (%)
ENERGIA PRODUZIDA (kWh/Ano)	739,14	0

#### 3.3.3.1 MODELO EÓLICO:

Este input é inteiramente descrito pelo Utilizador, em que terá a liberdade total de inserir o modelo eólico que entender usar na sua instalação. Neste ponto há que ter em atenção o modelo seleccionado, pois poderá ter de ser alterado caso não cumpra as condições legais obrigatórias descritas nos pontos (3.3.2.10.) e (3.3.2.11.1.).



### 3.3.3.2 POTÊNCIA DO MODELO EÓLICO:

Este input vem na sequência do ponto anterior (3.3.3.1), em que o Utilizador terá de inserir o valor de potência (kW) do gerador eólico. Este valor vem sempre mencionado na Tabela de características do equipamento em questão. Após a sua inserção o valor de potência será automaticamente analisado, verificando se este valor cumpre as exigências apresentadas nos pontos (3.3.2.10.) e (3.3.2.11.1.).

### 3.3.3.3 ALTURA DA INSTALAÇÃO (m):

Sabendo que a aplicação informática só permite a aplicação de micro-turbinas eólicas então, este valor será automaticamente atribuído, pois diversos artigos da especialidade atribuíam e relacionam os seguintes valores:

- Para uma potência de micro-turbina eólica até 2.5 kW

Altura de instalação = Altura da Base de Instalação (3.3.2.7) + 9 metros

- Para uma potência de micro-turbina eólica 2.5 kW <P <5 kW

Altura de instalação = Altura da Base de Instalação (3.3.2.7) + 12 metros

### 3.3.3.4 ENERGIA PRODUZIDA (kWh/ano):

Este cálculo realizado pela aplicação informática considera outros sub-cálculos fundamentais, para que se possa apresentar um resultado final do valor de Energia Produzida. Porém a fórmula geral do cálculo da energia é a seguinte:

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{max}} \sum_{V_{start}}^{V_{off}} f(\bar{u}) P_e \cdot \eta_{regulador} \cdot \eta_{inversor} \cdot \eta_{reguladinstalação} \quad (3.0)$$

$\eta_{regulador} \cdot \eta_{inversor} = 0.9$  (perdas de 5%)

$\eta_{reguladinstalação} = 0.97$  (perdas de 3%)

$V_{start}$  = Valor de velocidade mínimo para o qual a componente eólica começa a produzir energia.

$V_{off}$  = Valor de velocidade máximo para o qual a componente eólica deixa de produzir energia.

$P_e$  = Potência eléctrica do gerador [kW]

Sendo

$$P_e = \frac{1}{2} \times \rho \times u(t)^3 \times \pi \times \left(\frac{d}{2}\right)^2 \times C_p \quad (3.1)$$

Em que:

$\rho$  = valor da pressão atmosférica (1.225 kg/m<sup>3</sup>)

$d$  = dimetro do rotor (m)

$C_p$  = Coeficiente de Potência

**NOTA:** No caso de falta de informações sobre o valor de  $C_p$  (normalmente indicado nas características técnicas da micro turbina eólica), a aplicação informática assumirá um valor de 0.35 (35%), pois é um valor inúmeras vezes indicado pela maioria dos fabricantes, que sustentam pelo limite de *Betz*, que o seu valor máximo será 59.3% (0.593).

Apresenta-se de seguida uma descrição de todos os outros sub-cálculos efectuados.

#### 3.3.3.4.1 VELOCIDADE DO VENTO [u (t)] (m/s):

A velocidade do vento [u (t)] é composta por duas componentes que têm de ser tratadas de forma separada:

$$u(t) = \bar{u} + u'(t) \quad (3.2)$$

Em que:

$\bar{u}$  » Velocidade média do vento (m/s)

$u'(t)$  » Turbulência (m/s)

### 3.3.3.4.2 VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO [ $\bar{u}$ ] (m/s):

Recorrendo à Lei de *Prandtl* sabe-se que o atrito entre a superfície terrestre e o vento tem como consequência o 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. Com isto, aplicando a lei logarítmica de *Prandtl* o valor da velocidade média do vento [ $\bar{u}$ ] calcula-se através da seguinte fórmula:

$$\frac{\bar{u}(z)}{\bar{u}(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (3.2) \quad (=) \quad \bar{u}(z) = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \times \bar{u}(z_r) \quad (3.3)$$

Em que:

$\bar{u}(z)$  » Velocidade média do vento à altura da instalação

$Z$  » Altura da instalação

$z_0$  » Valor da rugosidade do terreno onde está a instalação (3.3.2.8)

$z_r$  » Altura de referência

$\bar{u}(z_r)$  » Velocidade média do vento à altura de referência

### 3.3.3.4.3 TURBULÊNCIA DO VENTO [ $u'(t)$ ] (m/s):

Uma vez que a turbulência é um fenómeno inerente ao escalonamento, não é possível erradicá-lo e portanto é um elemento determinante no cálculo da velocidade do vento. O valor de turbulência é dado pela variância ao quadrado  $\sigma_u^2$

$$\sigma_u^2 = u'^2 = \frac{1}{T} \times \int_{t_0 - \frac{T}{2}}^{t_0 + \frac{T}{2}} [u(t) - \bar{u}]^2 dt \quad (3.4)$$

E intensidade da turbulência:

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \quad (3.5)$$

Então

$$\sigma_u^2 = u'^2 \quad (3.4)$$

Substituindo

$$I_u = \frac{u'}{\bar{u}} \quad (3.6)$$

Sendo

$$I_u(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (3.7)$$

Conclui-se

$$u' = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \times \bar{u} \quad (3.8)$$

#### 3.3.3.4.4 DENSIDADE DE PROBABILIDADE DA VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO [ $f(\bar{u})$ ]:

Visto a aplicação informática ter como um dos objectivos principais poder ser utilizado pelo mais comum dos Utilizadores, então torna-se necessário adoptar os cálculos e a obtenção dos mesmos da forma mais simplista possível. Desta forma, será considerado para o cálculo do valor da densidade de probabilidade média de vento, não a normalmente utilizada pela distribuição de *Weibull*, mas sim a reduzida distribuição uni-paramétrica de *Rayleigh*. Esta aplicação muito útil da distribuição de *Rayleigh* ocorre na fase em que não se dispõe de dados experimentais e se pretende caracterizar sumariamente um local unicamente a partir da velocidade média anual, que recorde-se é o dado disponibilizado pelo Instituto Nacional de Meteorologia e consta na Tabela denominada Base de Dados (3.3.1). Sendo assim a distribuição uni-paramétrica de *Rayleigh* calcula-se da seguinte forma:

$$f(\bar{u}) = \frac{\pi}{2} \times \frac{\bar{u}}{u_{ma}^2} \times \exp\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u_*}{u_{ma}}\right)^2\right] \quad (3.9)$$

Em que:

$u_{ma} = u(t)$  » *Velocidade do vento* (3.3.3.4.1)

$u_*$  » Este valor será substituído por intervalos de 1 m. s (designado por valor de classe de vento) até que o valor de  $f(\bar{u})$  seja aproximadamente zero (0)

Este cálculo de  $f(\bar{u})$  deve ser representado numa Tabela com a seguinte tipologia:

Tabela 13 - Cálculo de  $f(\bar{u})$ 

$u_*$ (m/s)	$f(\bar{u})$
$v_{start}$	Valor de velocidade inicial de produção de energia indicado na característica da máquina
$v_{start} + 1$	Valor anterior +1
$v_{start} + 2$	Valor anterior +2
...	...
$v_{start} + n$	Valor anterior +n
$v_{off}$	Valor de velocidade máximo de paragem de produção de energia indicado na característica da máquina

## 3.3.3.1 MODELO FOTOVOLTAICO:

Este input tal como no ponto (3.3.3.1) é inteiramente descrito pelo Utilizador, em que este terá toda a liberdade para inserir o equipamento fotovoltaico que bem entender.

Tabela 14 – Sistema Ligado à Rede, Equipamento Fotovoltaico

EQUIPAMENTO FOTOVOLTAICO	
MODELO:	Sanyo HIP - 210 NKHE1
Nº DE MÓDULOS APLICADOS	1,00
POTÊNCIA NOMINAL (W):	210,00
TENSÃO MPP - UMPP (V):	41,30
CORRENTE MPP [ $I_{max\ ref}$ ] (A):	5,09
TENSÃO MÁXIMA [ $V_{max\ ref}$ ] (A):	50,00
TENSÃO CIRC. ABERTO [ $V_{ca\ ref}$ ] (V):	50,90
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO [ $I_{cc\ ref}$ ] (A):	5,57
AREA DO PAINEL ( $m^2$ ):	0,87
Nº CÉLULAS EM SÉRIE [ $N_{sm}$ ]:	36,00
ENERGIA PRODUZIDA [ $E_a$ ] (Kwh/Ano):	3073,74
ENERGIA PRODUZIDA ESTIMADA [ $E_{aest}$ ] (Kwh/Ano):	2828,40
ERRO ESTIMADO (%):	7,98%

Contudo, o equipamento seleccionado poderá ter de ser alterado caso não cumpra as condições legais obrigatórias descritas nos pontos (3.3.2.10.) e (3.3.2.11.1.).

## 3.3.3.2 NÚMERO DE MÓDULOS APLICADOS

Neste ponto, o Utilizador decidirá quantos módulos estarão aplicados em paralelo.

### 3.3.3.3 POTÊNCIA DO MODELO FOTOVOLTAICO $P_{max}^r$ (W)

Este input vem na sequência do ponto 3.3.3.1, em que o Utilizador terá de inserir valor de potência (W) do módulo fotovoltaico. Este valor vem sempre mencionado na Tabela de características do equipamento em questão. Este valor após sua inserção será testado e verificado, na medida de se verificar se este valor cumpre as exigências apresentadas nos pontos (3.3.2.10.) e (3.3.2.11.1.).

### 3.3.3.4 TENSÃO MPP (V)

Neste ponto o Utilizador terá de ser capaz de inserir o valor de tensão de funcionamento do módulo fotovoltaico pré seleccionado, considerando os valores apresentados na Tabela de características disponibilizado pelo fabricante.

### 3.3.3.5 CORRENTE MPP $I_{max}^r$ (A)

Neste ponto o Utilizador terá de ser capaz de inserir o valor de corrente máxima de funcionamento do módulo fotovoltaico pré seleccionado, considerando os valores apresentados na Tabela de características disponibilizado pelo fabricante.

### 3.3.3.6 TENSÃO MÁXIMA $V_{max}^r$ (V)

Neste ponto o Utilizador terá de ser capaz de inserir o valor de tensão máxima de funcionamento do módulo fotovoltaico pré seleccionado, considerando os valores apresentados na Tabela de características disponibilizado pelo fabricante.

### 3.3.3.7 TENSÃO EM CIRCUITO ABERTO $V_{ca}^r$ (V)

Neste ponto o Utilizador terá de ser capaz de inserir o valor de tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico pré seleccionado, considerando os valores apresentados na Tabela de características disponibilizado pelo fabricante.

### 3.3.3.8 CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO $I_{cc}^r$ (A)

Neste ponto o Utilizador terá de ser capaz de inserir o valor de corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico pré seleccionado, considerando os valores apresentados na Tabela de características disponibilizado pelo fabricante.

### 3.3.3.9 ÁREA DO MÓDULO ( $m^2$ )

Neste ponto o Utilizador terá de ser capaz de inserir o valor da área do módulo fotovoltaico pré seleccionado, considerando os valores apresentados na Tabela de características disponibilizado pelo fabricante.

**NOTA:** Normalmente o valor apresentado nas Tabelas de características dos equipamentos vem sobre a seguinte forma (Cumprimento x Largura x Profundidade), pelo que será necessário que o Utilizador para inserir o valor da área faça uma simples conta de multiplicação (Largura x Cumprimento)

### 3.3.3.10 NUMERO DE CÉLULAS EM SÉRIE [N<sub>sm</sub>]

Neste ponto o Utilizador terá de ser capaz de inserir a quantidade de células do módulo fotovoltaico pré seleccionado, considerando os valores apresentados na Tabela de características disponibilizado pelo fabricante.

### 3.3.3.11 ENERGIA PRODUZIDA $E_a$ (kWh/ano):

Este cálculo realizado pela aplicação informática considera outros sub-cálculos essenciais, para que se possa apresentar um resultado final do valor de Energia Produzida.

Porém a fórmula geral do cálculo da energia é a seguinte:

$$E_a = \sum_{i=1}^n P_{imax}(G, T) \times \Delta t \times N^o \text{ Mód} \times \eta_{regulador} \cdot \eta_{inversor} \times \eta_{reguladinstalação} \quad (3.10)$$

Em que:

$\eta_{regulador} \cdot \eta_{inversor} = 0.9$  (literatura da especialidade considera perdas de 10%)

$\eta_{reguladinstalação} = 0.97$  (literatura da especialidade considera perdas de 3%)

$P_{max}$  (W)» POTÊNCIA MÁXIMA DO MÓDULO (ver ponto futuro 3.3.3.11.13)

$N^o Mód$  » Número de módulos (3.3.3.2)

$\Delta t$  » Número de horas de sol considerado (8 horas)

Apresenta-se de seguida uma descrição de todos os sub-cálculos efectuados e dados necessários para a apresentação do valor de energia produzida:

#### 3.3.3.11.1 RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE [G] (W/m<sup>2</sup>)

Este valor é automaticamente apresentado e preenchido com valor igual ao do ponto (3.3.2.5).

#### 3.3.3.11.2 RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE DE REFERÊNCIA [ $G^R$ ] (W/m<sup>2</sup>)

Este valor está atribuído por defeito a 800 W/m<sup>2</sup> ao qual pode ser alterado pelo Utilizador caso assim o entenda.

#### 3.3.3.11.3 TEMPERATURA DE REFERÊNCIA [NOCT] (C°)

Este valor está atribuído por defeito a 25 C° ao qual pode ser alterado pelo Utilizador caso assim o entenda, ou caso a Tabela de características do módulo utilizado assim o indique. Este valor de temperatura é o valor de temperatura normal de funcionamento da célula.

#### 3.3.3.11.2 TEMPERATURA DE REFERÊNCIA [ $T^R$ ] (K°)

Este valor é automaticamente apresentado pela aplicação informática e baseia-se na conversão de graus *Celsius* (C°) em graus *Kelvin* (K°). Este valor depende automaticamente do valor de temperatura de referência [NOCT] (C°) (3.3.3.11.3) pois vejamos:

$$\text{NOCT} = 0 \text{ C}^\circ \gggg T^\circ = 273.16 \text{ K}^\circ$$

Então

$$\text{NOCT} = 25 \text{ C}^\circ \gggg T^\circ = 298.16 \text{ K}^\circ$$



### 3.3.3.11.3 POTÊNICAL TÉRMICO DE REFERÊNCIA $V_T^r$ (V)

Este valor é automaticamente calculado pela aplicação informática e depende directamente do valor de temperatura de referência  $[T]$  (K°) pois:

$$V_T^r = \frac{K \cdot T^r}{q} \quad (3.11)$$

Em que:

$$K = 1,38 * 10^{-23} \text{ J/K} \quad \text{Constante de Boltzman}$$

$$T^r = 0^\circ\text{C} = 298,16 \text{ K}$$

$$q = 1,6 * 10^{-19} \text{ C} \quad \text{Carga do Electrão}$$

$$V_T^r = 25,7 \text{ mV}$$

### 3.3.3.11.4 HIATO DE SILICIO $\epsilon$

Este valor é automaticamente apresentado preenchido pela aplicação informática

$$\epsilon = 1.12 \text{ eV}$$

### 3.3.3.11.5 TMED (C°)

Este valor é automaticamente apresentado e preenchido com valor igual ao ponto (3.3.2.4).

### 3.3.3.11.6 TEMPERATURA $[T]$ (K°)

Este valor é automaticamente calculado e preenchido, pois é apenas uma conversão do valor anteriormente calculado (3.3.3.11.5)

$$T = \text{TMED (C°)} + (\text{K°})$$

### 3.3.3.11.7 POTÊNICAL TÉRMICO $[V_T]$ (V)

Este valor é automaticamente calculado e preenchido e é em tudo semelhante ao cálculo efectuado no ponto 3.3.3.11.3, a única diferença é que este agora utilizará o valor de T previamente calculado no ponto 3.3.3.11.6.

### 3.3.3.11.8 FACTOR DE IDEALIDADE [m]

O factor de idealidade do díodo (m) é um parâmetro de ajuste que relaciona a curva da Corrente (I) e a curva da Tensão (V). Este valor é calculado pela aplicação informática e baseia-se na seguinte fórmula:

$$m = \frac{V_{max}^r - V_{ca}^r}{V_T^r * \ln \left( 1 - \frac{I_{max}^r}{I_{cc}^r} \right)} \quad (3.12)$$

Em que :

$V_{max}^r$  (V)» TENSÃO MÁXIMA (3.3.3.6)

$V_{ca}^r$  (V)» TENSÃO EM CIRCUITO ABERTO (3.3.3.7)

$V_T^r$  (V)» POTÊNCIAL TÉRMICO DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.3)

$I_{max}^r$  (A)» CORRENTE MPP (3.3.3.5)

$I_{cc}^r$  (A)» CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (3.3.3.8)

### 3.3.3.11.9 CORRENTE DE SATURAÇÃO DE REFERÊNCIA $I_0^r$ (A)

O valor de corrente de saturação, ou também denominado como valor da corrente inversa máxima de saturação do díodo, é calculado automaticamente pela aplicação informática e baseia-se na seguinte fórmula:

$$I_0^r = \frac{I_{cc}^r}{\frac{V_{ca}^r}{e^{mV_T^r} - 1}} \quad (3.13)$$

Em que:

$V_{ca}^r$  (V)» TENSÃO EM CIRCUITO ABERTO (3.3.3.7)

$V_T^r$  (V)» POTÊNCIAL TÉRMICO DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.3)

$I_{cc}^r$  (A)» CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (3.3.3.8)

m » FACTOR DE IDEALIDADE (3.3.3.11.8)

### 3.3.3.11.10 FACTOR DE IDEALIDADE EQUIVALENTE [m']

Este valor é calculado automaticamente pela aplicação informática e relaciona as condições reais do equipamento fotovoltaico que foi previamente seleccionado. A aplicação realiza o seguinte cálculo:

$$m' = \frac{m}{Nsm} \quad (3.14)$$

Em que:

$m$  » FACTOR DE IDEALIDADE (3.3.3.11.8)

$Nsm$  » NUMERO DE CÉLULAS EM SÉRIE (3.3.3.10)

3.3.3.11.11 CORRENTE MÁXIMA DO MÓDULO [ $I_{max}$ ] (A)

Este valor é calculado automaticamente pela aplicação informática e reflecte o valor real de  $I_{max}$  produzido pelo módulo. Este cálculo baseia-se na seguinte fórmula:

$$I_{max} = \frac{G}{G^r} I^r_{max} \quad (3.15)$$

Em que.

$G$  ( $W/m^2$ ) » RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE (3.3.2.5.)

$G^R$  ( $W/m^2$ ) » RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.2)

$I^r_{max}$  (A) » CORRENTE MPP (3.3.3.5)

3.3.3.11.12 TENSÃO MÁXIMA DO MÓDULO [ $V_{max}$ ] (V)

Este valor é calculado automaticamente pela aplicação informática, e reflecte o valor real de  $V_{max}$  produzido pelo módulo. Este cálculo baseia-se na seguinte fórmula:

$$V_{max} = mV_T \ln \left[ \frac{\frac{G}{G^r} (I^r_{cc} - I^r_{max})}{I^r_0 \left(\frac{T}{T^r}\right)^3 e^{\frac{\epsilon}{m} \left(\frac{1}{V^r_T} - \frac{1}{V_T}\right)}} \right] \quad (3.16)$$

Em que:

$m$  » FACTOR DE IDEALIDADE (3.3.3.11.8)

$V_T$  (V) » POTÊNCIAL TÉRMICO (3.3.3.11.7)

$G$  ( $W/m^2$ ) » RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE (3.3.2.5.)

$G^R$  ( $W/m^2$ ) » RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE DE REFERENCIA (3.3.3.11.2)

$I_{cc}^r$  (A)» CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (3.3.3.8)

$I_{max}^r$  (A)» CORRENTE MPP (3.3.3.5)

$I_0^r$  (A)» CORRENTE DE SATURAÇÃO DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.9)

$T^R$  (K°)» TEMPERATURA DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.2)

$V_T^r$  (V)» POTÊNICAL TÉRMICO DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.3)

$V_T$  (V)» POTÊNICAL TÉRMICO (3.3.3.11.7)

3.3.3.11.13 POTÊNCIA MÁXIMA DO MÓDULO [ $P_{max}$ ] (W)

Este valor é calculado automaticamente pela aplicação informática, e reflecte o valor real de  $P_{max}$  produzido pelo módulo. Este cálculo baseia-se lei de ohm e obtêm-se a partir da seguinte fórmula:

$$P_{max} = I_{max} * V_{max} \quad (3.17)$$

Em que:

$I_{max}$  (A)» CORRENTE MÁXIMA DO MÓDULO (3.3.3.11.11)

$V_{max}$  (V)» TENSÃO MÁXIMA DO MÓDULO (3.3.3.11.12)

3.3.3.11.14 RENDIMENTO DE REFERÊNCIA DO MÓDULO  $\eta^r$  (%)

Este valor é calculado automaticamente pela aplicação informática, usando os dados directos disponibilizados pelo fabricante:

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{AG^r} \quad (3.18)$$

Em que:

$P_{max}^r$  (W)» POTÊNCIA DO MODELO FOTOVOLTAICO (3.3.3.3)

$G^R$  (W/m<sup>2</sup>)» RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.2)

A (m<sup>2</sup>)» AREA DO MÓDULO (3.3.3.9)

### 3.3.3.11.15 RENDIMENTO DE REAL DO MÓDULO $\eta$ (%)

Este valor é calculado automaticamente pela aplicação informática, e é em tudo semelhante ao ponto anterior (3.3.3.11.14), mas com a diferença que este utiliza os valores reais anteriormente calculados e não os de referência:

$$\eta = \frac{P_{max}}{AG} \quad (3.19)$$

Em que:

$P_{max}$  (W)» POTÊNCIA MÁXIMA DO MÓDULO (3.3.3.11.13)

G (W/m<sup>2</sup>)» RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE (3.3.2.5.)

A (m<sup>2</sup>)» AREA DO MÓDULO (3.3.3.9)

### 3.3.3.11.16 FACTOR DE FORMA [FF]

Este valor é calculado através do quociente entre a potência de ponta e o produto  $V_{ca}^r$  por  $I_{cc}^r$ . Este valor para células em uso comercial apresenta um valor compreendido entre 0,70 e 0,85. Naturalmente que será sempre desejável trabalhar com células cujo factor de forma seja o maior possível.

$$FF = \frac{P^r_{max}}{V_{ca}^r * I_{cc}^r} \quad (3.20)$$

Em que:

$P^r_{max}$  (W)» POTÊNCIA DO MODELO FOTOVOLTAICO (3.3.3.3)

$V_{ca}^r$  (V)» TENSÃO EM CIRCUITO ABERTO (3.3.3.7)

$I_{cc}^r$  (A)» CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (3.3.3.8)

### 3.3.3.11.17 ENERGIA PRODUZIDA ESTIMADA [ $Ea_{Est}$ ] (kWh/ano)

Este cálculo aproximado normalmente está associado a um erro pois apesar de ser um cálculo estimativo relativamente simples e rápido mas não corresponde à realidade, atribuindo por vezes um erro. Este cálculo efectua-se da seguinte forma:

$$Ea_{Est} = \eta_{reg} * \eta_{inv} * 8760 * G^R * \eta^r * A \quad (3.21)$$

Em que:

$\eta_{regulador} \cdot \eta_{inversor} = 0.9$  (*literatura da especialidade considera perdas de 10%*)

8760 = 8 (horas de presença de sol) \* 365 (dias num ano)

$\eta^r$  (%)» RENDIMENTO DE REFERÊNCIA DO MÓDULO (3.3.3.11.14)

$G^R$  (W/m<sup>2</sup>)» RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE DE REFERÊNCIA (3.3.3.11.2)

A (m<sup>2</sup>)» AREA DO MÓDULO (3.3.3.9)

3.3.3.11.18 CÁLCULO DO ERRO ESTIMADO [ $Erro_{est}$ ] (%)

Este valor é calculado automaticamente pela aplicação informática, em que relaciona o valor de energia produzida pelo módulo fotovoltaico (3.3.3.11) e o valor de energia produzida estimada pelo módulo fotovoltaico (3.3.3.11.17)

$$Erro_{est} = \frac{E_a - E_{a_{est}}}{E_a} \quad (3.22)$$

Caso o valor obtido seja maior do que zero, trata-se de um erro estimado por excesso, caso contrário trata-se de um valor estimado por defeito.

Em que:

$E_a$  (kWh/ano)» ENERGIA PRODUZIDA (3.3.3.11)

[ $E_{a_{Est}}$ ] (kWh/ano)» ENERGIA PRODUZIDA ESTIMADA (3.3.3.11.17)

#### 3.3.4. SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO

Partindo ponto 3.3.2.11.2., apresentado na folha do Interface com o Utilizador, no caso de ser um sistema híbrido isolado o cálculo da necessidade energética é o valor para o qual o dimensionamento tanto do sistema eólico como o do sistema fotovoltaico terá de respeitar.

Tabela 15 – Sistema Isolado

SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO	
EQUIPAMENTO HÍBRIDO ISOLADO	
PERDAS CABOS (Kcab):	0,97
PERDAS DAS CONVERSÕES (Kconv):	0,85
PERDAS DO CONJ	0,82
RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE (a 1000 Wh/m <sup>2</sup> )	1,37
<b>NECESSIDADE DE POTÊNCIA (kWp)</b>	<b>49,61</b>

Como se pode observar nesta situação o valor de necessidade de potência será um dado devidamente tratado, pois além de haver perdas provocadas pelas diversas conexões de todo o sistema, também teremos previamente de considerar um valor de radiação solar incidente, que irá ser útil para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Assim, em vários artigos da especialidade todos eles apresentam para sistemas isolados uma radiação solar incidente de referência a 1000 Wh/m<sup>2</sup> e, por isso, neste estudo esse valor de referência também será assumido.

#### 3.3.4.1 EQUIPAMENTO EÓLICO DO SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO

Nesta parte da aplicação informática todos os cálculos são realizados da mesma forma que os do equipamento eólico do sistema ligado à rede, não sendo por isso necessário repetir todos os passos e sub-cálculos inerentes a este dimensionamento. A única diferença, comparativamente ao sistema ligado à rede, é que primeiramente não temos limites legislativos no que respeita ao valor de potência admissível para este equipamento e, como segunda diferença, o valor de partida para o dimensionamento deste equipamento é o valor de necessidade de potência, em que o conjunto com a potência de dimensionamento do equipamento fotovoltaico terá de satisfazer no mínimo esse mesmo valor. Assim, desenvolveu-se para a aplicação informática um valor de amostragem, como se pode observar na Tabela 16, que permite ao Utilizador visualizar permanentemente o valor de taxa de ocupação de tecnologia utilizada/disponível, afim de auxiliar o Utilizador a inserir

equipamentos de maior ou menor potencia e assim satisfazer o valor de necessidade energética que a sua instalação necessita.

Tabela 16 – Sistema Isolado, Equipamento Eólico

Taxa de ocupação de Tecnologia Utilizada/Disponível		
60,66%		
EQUIPAMENTO EÓLICO		
MODELO:	DonQi 1750	DIAMETRO DO ROTOR (m):
POTÊNCIA (KW):	175	VELOCIDADE START (m/s):
ALTURA DA INSTALAÇÃO (m):	18	3
VMED VENTO REF <sup>a</sup> (m/s)	2,86	VELOCIDADE CUT-OFF (m/s):
TIPO DE TERRENO ENVOLVENTE	Mar Calmo	30
RUGOSIDADE DO TERRENO	0,00025	Cp (%)
ENERGIA PRODUZIDA (Kwh/Ano)	2053,16	0,35

### 3.3.4.2 EQUIPAMENTO FOTOVOLTAICO DO SISTEMA HIBRIDO ISOLADO

No seguimento do ponto 3.3.4.1, tudo se aplica da mesmíssima forma, mas agora para o equipamento fotovoltaico.

Tabela 17 – Sistema Isolado, Equipamento Fotovoltaico

Taxa de ocupação de Tecnologia Utilizada/Disponível	
97,98%	
EQUIPAMENTO FOTOVOLTAICO	
MODELO:	Pfixx TF-ASI 40B
Nº DE MÓDULOS APLICADOS	2,00
POTÊNCIA NOMINAL (W):	100,00
TENSÃO MPP - UMPP (V):	0,00
CORRENTE MPP [Imax ref] (A):	5,90
TENSÃO MÁXIMA [Vmax ref] (A):	17,00
TENSÃO CIRC. ABERTO [Vca ref] (V):	21,40
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO [Icc ref] (A):	6,50
AREA DO PAINEL (m <sup>2</sup> ):	0,87
Nº CÉLULAS EM SÉRIE [Nsm]:	36,00
ENERGIA PRODUZIDA [Ea] (Kwh/Ano):	2345,39
ENERGIA PRODUZIDA ESTIMADA [Eaest] (Kwh/Ano):	2693,71
ERRO ESTIMADO (%):	-14,85%

### 3.3.5. CUSTOS DO SISTEMA HIBRIDO

O cálculo económico realizado pela aplicação informática baseia-se em sub-cálculos necessários para se chegar a um resultado final. Nesta fase o Utilizador terá de inserir primeiramente de forma discriminada os custos inerentes a cada equipamento constituinte do sistema híbrido de forma a se chegar a um custo total da instalação e assim usar este valor base para o cálculo de rentabilidade económica do equipamento.



Tabela 18 – Custo Capital dos Equipamentos

CUSTO CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS				
EQUIPAMENTO	MODELO	CUSTO S/ IVA	QUANT.	TOTAL
MICRO-TURBINA EÓLICA	Antáris 3,5	6.290,00 €	1	6.290,00 €
MÓDULO FOTOVOLTAICO	Sanyo HIP - 210 NKHE1	865,20 €	1	865,20 €
REGULADOR EÓLICO	WPB Box 500	1.447,26 €	1	1.447,26 €
REGULADOR SOLAR	WPV Box 200	1.357,00 €	1	1.357,00 €
INVERSOR MISTO			1	0,00 €
INVERSOR EÓLICO	Windy Boy 3300	1.666,43 €	1	1.666,43 €
INVERSOR SOLAR	Sunny Boy 3680	2.295,00 €	1	2.295,00 €
BANCO DE BATERIAS	Tudor GALIS	4.879,55 €	1	4.879,55 €
CONTADOR		795,00 €	1	795,00 €
INSTALAÇÃO (CABOS, QUADRO, PROTECÇÕES)	Diversos	240,27 €	1	240,27 €
TORRE	Diversos	1.850,43 €	1	1.850,43 €
SISTEMA ANTI-VIBRAÇÃO			1	0,00 €
OUTROS (REGISTOS, CONTRATOS, ETC)		250,00 €	1	250,00 €
<b>TOTAL:</b>				<b>21.936,14 €</b>

Este valor é denominado por custo capital do equipamento  $C_p$  (€).

Este é um dos pontos fulcrais, mas outros mais serão necessários proceder para se realizar um cálculo de viabilidade económica e portanto apresenta-se a seguir a lista com esses elementos:

- Tipo de ligação
- Potência contratada
- Ano de aprovisionamento de instalação
- Tarifa de venda à rede
- Potência produzida (kWh)
- Potência de remuneração mensal (MW)

### 3.3.5.1 CUSTO DO SISTEMA HIBRIDO LIGADO Á REDE

A Tabela que se segue reúne todas as informações necessárias e essenciais para o cálculo deste custo, sendo mais uma vez o tipo de ligação um factor fundamental para distinguir logo no imediato o raciocínio realizado pela aplicação informática:

Tabela 19 – Calculo Remuneratório Ligado à Rede

ANO DA INSTALAÇÃO		2011	TARIFA	
TIPO DE LIGAÇÃO	POTÊNCIA CONTRATADA	ISOLADO (€/kwh)	LIGADO À REDE (€/kwh)	
LIGADO À REDE	13,8	0,155	0,474	
	<b>CUSTO TOTAL DO EQUIPAMENTO HÍBRIDO:</b>		<b>21.936,14 €</b>	
EQUIPAMENTO	DESIGNAÇÃO DO EQUIPAMENTO	POTÊNCIA PRODUZIDA (kWh)	R. Mensal (€) 6,4 MW	
SISTEMA EÓLICO	Antáris 3,5	23411,9	11.090,21 €	
SISTEMA FOTOVOLTAICO	Sanyo HIP - 210 NKHE1	3073,7	1.456,03 €	
SISTEMA HÍBRIDO	<b>TOTAIS:</b>	<b>26485,6</b>	<b>12.546,23 €</b>	

O tipo de ligação irá influenciar directamente o valor da tarifa de venda à rede praticada, assim como o valor de potência de remuneração.

### 3.3.5.1.1 TARIFA DE VENDA DE UM SISTEMA HÍBRIDO LIGADO À REDE

No caso do sistema híbrido ligado à rede reporta-nos directamente para o tipo de regime bonificado (1.5.2.2) e, sendo assim, o cálculo do valor tarifa de venda e de potência de remuneração irá se alterar automaticamente, de acordo o cálculo apresentado na equação (1) ponto (1.5.2.2) Tabela 5, e de acordo com o DL 363/2007.

Tabela 20 – Calculo do Tarifário Ligado à Rede

REGIME BONIFICADO		TARIFÁRIO LIAGADO À REDE					
TARIFA REDUZIDA	POTÊNCIA (MWh)	ENERGIA RENOVAVEL	REF.	ANO 2008 [€/kWh]	ANO 2009 [€/kWh]	ANO 2010 [€/kWh]	ANO 2011 [€/kWh]
5%	2,4	SOLAR	100%	0,65	0,62	0,59	0,56
5%	4	EÓLICA	70%	0,46	0,43	0,41	0,39
5%	6,4	HÍBRIDA	85%	0,55	0,52	0,50	0,47

Portanto, neste tipo de configuração do sistema (híbrido) o valor de potência de remuneração é de 6.4 MWh a 0.47 €/kWh caso o ano de provisionamento da instalação seja considerado o ano de 2011.

### 3.3.5.2 CUSTO DO SISTEMA HIBRIDO ISOLADO

Tal como no ponto 3.3.5.1 a Tabela que se segue reúne todas as informações necessárias e essenciais para o cálculo deste custo, sendo mais uma vez o tipo de ligação o factor essencial para distinguir logo no imediato o raciocínio realizado pela aplicação informática:

Tabela 21 – Calculo Remuneratório Sistema Isolado

ANO DA INSTALAÇÃO		2011	TARIFA	
TIPO DE LIGAÇÃO	POTÊNCIA CONTRATADA	ISOLADO (€/kwh)	LIGADO À REDE (€/kwh)	
ISOLADO	13,8	0,155	0,474	
	<b>CUSTO TOTAL DO EQUIPAMENTO HÍBRIDO:</b>			<b>24.330,00 €</b>
EQUIPAMENTO	DESIGNAÇÃO DO EQUIPAMENTO	POTÊNCIA PRODUZIDA (kWh)	R. Mensal (€)	
SISTEMA EÓLICO	DonQi 1750	6672,1	1.034,42 €	
SISTEMA FOTOVOLTAICO	Pfixx TF-ASI 40B	0,7	0,11 €	
SISTEMA HÍBRIDO	<b>TOTAIS:</b>	<b>6672,8</b>	<b>1.034,53 €</b>	

O tipo de ligação irá influenciar directamente o valor calculado, mas desta vez o valor de tarifa de venda à rede nem se quer põe em questão por razões óbvias, sendo por isso necessário calcular o valor remuneração mensal que um sistema deste tipo disponibiliza ao Utilizador, evitando assim que o Utilizador tenha de comprar essa mesma energia ao distribuidor de energia local.

#### 3.3.5.2.1 TARIFA DE UM SISTEMA HIBRIDO ISOLADO

Para o cálculo deste valor o ponto mais importante é o valor de potência contratada, que irá influenciar directamente o valor da tarifa que o Utilizador paga à entidade distribuidora de energia local.

Para que este cálculo fosse possível, consideramos que o distribuidor de energia local seria a EDP, e portanto apresenta-se em Anexo F uma Tabela disponibilizada pela EDP com o valor do tarifário praticado por esta entidade para o ano de 2010 para Clientes de Baixa Tensão Normal (BTN), pois para o ano 2011 à data de execução deste trabalho ainda não

foi possível apresentar esses mesmos dados. Com esta condicionante torna-se deveras importante informar o Utilizador que será sempre necessário actualizar a seguinte Tabela com os preços praticados pelo distribuidor, de acordo com o ano que o Utilizador estará a utilizar esta aplicação informática.

Tabela 22 – Cálculo de Tarifa

TARIFA EDP CLIENTES BTN ANO 2010		TARIFA
POTENCIA CONTRATADA (kVA)	PREÇO POTÊNCIA €/24h	0,129 €
3,45	0,007 €	0,136 €
6,9	0,014 €	0,142 €
10,35	0,020 €	0,149 €
13,8	0,027 €	0,155 €
17,25	0,033 €	0,161 €
20,7	0,039 €	0,168 €

### 3.3.6. CÁLCULO DO PAYBACK

Para que o cálculo do *Payback* seja possível é necessário que se calcule primeiramente o *Cashflow* que esta instalação em conjunto constitui. Este indicador de rentabilidade do projecto (*Payback*) é definido pelo período de tempo que um projecto leva a recuperar o capital inicialmente investido. A sua fórmula geral é a seguinte:

$$Payback = \frac{Capital\ Investido\ [C_p]}{Cashflow\ (por\ unidade\ de\ tempo)} \quad (3.23)$$

Porém, esta fórmula geral pode sofrer algumas adaptações no cálculo do *Cashflow* de forma a se adaptar adequadamente ao projecto a que se destina o cálculo. Sendo assim, no seguimento do método geralmente utilizado para o cálculo do *Payback* de instalações deste tipo, considera-se que existe uma taxa de 5% que é reportada no cálculo do *Cashflow* e reflecte o custo de manutenção que a instalação irá mensalmente consumir.

### 3.3.7. CÁLCULO DO VAL

O Valor Actual Líquido (VAL) tem como objectivo avaliar a viabilidade de um projecto de investimento através do cálculo do valor actual de todos os seus *Cashflows*. Este Valor Actual Líquido indica se o valor de hoje de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera *Cashflow* no futuro, e portanto é necessário actualizar o valor de cada um desses *Cashflows* e compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao valor actual dos *Cashflows*, o VAL é positivo o que significa que o projecto apresenta uma rentabilidade positiva.

Para actualizar os *Cashflows* futuros é utilizada uma taxa a que se chama taxa de desconto. Esta taxa de desconto é não mais do que uma taxa de juros sem risco (são normalmente utilizadas taxas de juros acrescidas de um prémio de risco estabelecido para o tipo de projecto em causa). Este indicador de rentabilidade do projecto calcula-se através da seguinte fórmula:

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{Cashflow_{ano\ i}}{(1+t)^i} \quad (3.24)$$

Em que  $t$  é a taxa de desconto (neste trabalho foi considerado uma taxa de desconto de 8%).

### 3.4. RESUMO CAPITULO 3

Neste capítulo foram apresentados todos os passos, cálculos e considerações que a aplicação informática efectuou para poder interagir com o Utilizador, de forma a este possa obter valores de rentabilidade económica (Payback e VAL) que a implementação de um sistema híbrido poderá oferecer. Todos os valores apresentados nas Tabelas de Excel anteriormente apresentadas são meramente exemplificativos, apresentando-se no Anexo A o exemplo de dois casos distintos (caso ligado à rede e caso sistema isolado), mas de carácter real que põe à prova a funcionalidade da aplicação informática.

## 4. CONCLUSÃO

Com a entrada em vigor da actual legislação (Decreto-Lei nº363/2007, de 2 de Novembro) a microprodução tornou-se numa actividade bastante apelativa, nomeadamente em termos de remuneração da energia vendida à rede pelo microprodutor. Foram criados dois regimes remuneratórios para os produtores/consumidores, regime geral e regime bonificado, em que no primeiro o preço de venda da energia à rede pública é igual ao preço por kWh da tarifa regulada aplicável pelo Comercializador de Último Recurso e o regime bonificado que é aplicável a unidades de microprodução com potência de ligação até 3,68 kW, que utilizem fontes de energia renováveis. Contudo, para se estar abrangido por este regime existe necessidade de cumprimento de certas condições, já que este regime prevê uma tarifa de referência para a energia vendida à rede de 650€/MWh, para os primeiros 10 MW de potência instalada em microprodução. A cada 10 MW instalados a tarifa decresce 5%. A potência instalada tem um máximo anual de 10 MW para o ano 2008 e este valor aumenta anual e sucessivamente em 20%. A tarifa aplicada é diferente para cada tipo de tecnologia de produção, sendo de 100% da tarifa de referência para a solar fotovoltaica e 70% da tarifa de referência para a eólica. O Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de Novembro, prevê a possibilidade de instalação de sistemas de energia eléctrica através da combinação de duas ou mais tecnologias, cuja tarifa de venda aplicada, têm uma fórmula especificada no Decreto-Lei e está apresentada no ponto 1.5.2.2. deste trabalho. Portanto neste caso concreto, as tecnologias de produção abordadas são a solar fotovoltaica e a eólica, formando assim os sistemas híbridos. Com isto, a procura deste tipo de equipamentos está numa fase emergente, uma vez que a combinação de fontes tem a vantagem de mitigar a intermitência de produção das unidades de microprodução.

É, portanto imperativo, dotar o mercado de ferramentas que possam responder e acompanhar o aumento da procura que estes equipamentos estão a provocar. Sendo assim, o desenvolvimento da aplicação informática “Software de Apoio à Implementação de Sistemas Híbridos de Produção de Energia Eléctrica Baseados em Energias Renováveis”, o objectivo deste trabalho, criando mais um mecanismo que pode ser útil a quem procura saber, de uma forma relativamente simples, se a possível instalação de um sistema híbrido pode ou não trazer benefícios financeiros a curto/médio prazo, tendo em conta o tempo de vida útil de um sistema híbrido que vários artigos da especialidade apontam para uma média de 15 anos. Para facilitar a compreensão apresentam-se no Anexo A casos reais de análise de rentabilidade aos quais se pode concluir o seguinte:

CASO 1 e CASO 2:

Sendo que a tarifa de referência mais elevada se aplica à tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de venda aplicada a um sistema híbrido é tanto maior quanto maior for a potência solar instalada. Isto ficou comprovado comparando o CASO 1 com o CASO 2, pois ambos os casos usam características de instalação semelhantes, no entanto aplicou-se diferentes valores de potência nas duas tecnologias, [CASO 1 (Potência Eólica 2,5 kW/Potência Solar 0,65 kW); CASO 2 (Potência Eólica 1,75 kW/Potência Solar 1,3 kW)] de forma a comparar-se os dois resultados. Nesta situação, também há que considerar a diferença de custos de capital que o CASO 1 e o CASO 2 implicam, ou seja, no CASO 1 15914,56€ e no CASO 2 18381,21 €. Com isto, analisando o valor calculado para a tarifa de referência no ano de 2011, no cenário de análise, o valor é de 0,47 €/kWh e decompondo este valor, 0,56€/kWh corresponde à parte solar (100% do valor de referencia) e 0,39 €/kWh que corresponde à parte eólica (70% do valor de referencia), assim obtiveram-se valores de Payback para o CASO 1 de 7,3 anos e para o CASO 2 um Payback de 3,9 anos. Isto significa que, mediante as condições de remuneração actuais

impostas pelo DL 363/2007, é largamente vantajoso aplicar maior quantidade de potência de tecnologia solar e menor potência eólica, mesmo que implique maiores custos de investimento inicial. Outra conclusão que se pode retirar é que devido à complementaridade dos dois equipamentos o valor de Payback cai drasticamente comparativamente com casos em que se utiliza apenas uma destas tecnologias de forma separada, pois normalmente os Payback's rondam os 7 a 8 anos, justificando por isso o aumento da procura deste tipo de equipamentos.

CASO 3 e CASO 4:

Para estes casos de utilização de sistemas híbridos isolados, seguindo a mesma base de análise, ou seja, variando a quantidade de potência das diferentes tecnologias, obtiveram-se resultados bastante decepcionantes. No CASO 3 (Potência Eólica 5 kW/Potência Solar 1,15 kW/Custo 19825,76€) e no CASO 4 (Potência Eólica 5 kW/Potência Solar 4,14 kW/Custo 37999,56€)]. Desta comparação, os valores de Payback tanto num caso como no outro elevaram-se a valores impossíveis de praticar devido ao tempo de vida útil destes equipamentos [CASO 3 (Payback 60 anos); CASO 4 (Payback 30,7 anos)]. Desta situação a conclusão é bastante simples, pois em ambos os casos o valor de investimento é de tal forma elevado, que facilmente se ultrapassa o tempo de vida útil do equipamento antes que o retorno de investimento seja concretizado. Este investimento inicial é principalmente causado pela necessidade de baterias que um sistema isolado implica, além de que naturalmente um sistema híbrido só por si só, já é um sistema de elevado custo comparativamente com um sistema que apenas utiliza uma só tecnologia de forma isolada. Um outro valor que pode ser contabilizado para este tipo de instalações isoladas, contribuindo para uma diminuição do Payback, é o valor do custo do ramal que terá de ser construído de forma a alimentar a instalação, mas que apesar de apenas ser aqui mencionado, não foi calculado, pois possui muitas variáveis demasiado específicas e



por isso difíceis de contabilizar (distância ao ponto de alimentação, tipo de terreno envolvente e tipo e secção do cabo a alimentar a instalação). Por isso, conclui-se que para as condições actuais, devido aos preços praticados, não é de forma alguma compensatório aplicar um sistema híbrido isolado para alimentação a uma habitação, a não ser que o valor de construção do ramal seja tão elevado que torne o valor do Payback atractivo.

#### 4.1. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Após a análise dos casos práticos anteriormente apresentados, verificou-se que há necessidade de rever o valor de taxa de referência praticado sobre a potência eólica (70% do valor de referência), pois este valor se for revisto em alta, aproximando-se do valor da taxa solar (100% do valor de referência), o aumento da procura de equipamentos micro-eólicos com toda a certeza irá aumentar e com isto o valor do custo destes equipamentos irá conseqüentemente diminuir, tornando ainda mais apelativa a sua compra. Um outro ponto-chave, para o aumento da rentabilidade deste tipo de equipamentos, é aguardar que os novos desenvolvimentos tecnológicos permitam que o rendimento dos módulos fotovoltaicos aumente. Este é uma questão que diariamente está a ser estudada pelas empresas ligadas à área e pela comunidade científica. Contudo, continua a ser um processo demorado, que impede de forma inequívoca que os preços praticados diminuam substancialmente. Quanto ao equipamento utilizado de forma híbrida, é obvio que para além das posições supra citadas serem decisivas para a evolução deste tipo de implementação, a evolução tecnológica das baterias e sua conseqüente diminuição do seu preço é também imperativa, sendo por isso um passo esperado com bastante ansiedade por toda a comunidade. Destes trabalhos futuros um lema pessoal acrescento, pois penso que é a base de todo o pensamento tecnológico, que é o seguinte:

*“...Não se pode controlar os ventos, mas pode-se ajustar as velas...”*

## 5. REFERÊNCIAS

- [1]: J. Borrego e S. Machado, Formação de Executivos, “*Coexistência de fontes de energia tradicional com renovável*” Universidade Católica Portuguesa, 2008.
- [2]: A. Sá da Costa, Formação de Executivos, “*As Energias Renováveis em Portugal*”, Universidade Católica Portuguesa, 2008.
- [3]: [www.edp.pt/EDP/Internet/PT/Group/Clientes/Microgeneration/default.htm](http://www.edp.pt/EDP/Internet/PT/Group/Clientes/Microgeneration/default.htm).
- [4]: [www.portugal.gov.pt/Portal/Print.aspx?guid={D450AC2F-654B-45AE-BF3C-5C0FF5FDECBE}](http://www.portugal.gov.pt/Portal/Print.aspx?guid={D450AC2F-654B-45AE-BF3C-5C0FF5FDECBE})
- [5]: Decreto-Lei n° 68/2002 de 25 de Março
- [6]: Decreto-Lei n° 363/2007 de 2 de Novembro
- [7]: R. Mangas, “*Redes de Distribuição de Energia com Microgeração – Avaliação do Impacto de diferentes condições de licenciamento*”, Faculdade de Engenharia do Porto 2009.
- [8]: F. Rocha, “*Integração de Dados Estatísticos na Classificação de Imagens de Satélite*” Instituto Superior Técnico, Dezembro de 2002.
- [9]: J. Miranda, “*Terra, Ambiente e Clima na Perspectiva do Sistema Terrestre*”, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Outubro de 2009.
- [10]: F. Dias, “*Soluções técnicas para o projecto de edifícios de habitação incorporando produção própria de energia*”, Faculdade de Engenharia do Porto, Janeiro de 2009
- [11]: <http://www.edp.pt/pt/Pages/Glossario.aspx>

- [12]: E. Júnior, “*Sistema Fotovoltaico para Iluminação Pública*”, Universidade Federal do Ceará, 2004.
- [13]: <https://woc.uc.pt/deec/getFile.do?tipo=2&id=6583>
- [14]: R. Castro, “*Introdução à Energia Fotovoltaica*”, Instituto Superior Técnico, 2002.
- [15]: Solarterra – Energia Alternativa, “*Energia Fotovoltaica – Guia Prático*”  
[[www.solarterra.com.br](http://www.solarterra.com.br)]
- [16]: C. Santos, “*Aplicação de Conversores Matriciais em Sistemas Fotovoltaicos*”, Instituto Superior Técnico, Setembro de 2007.
- [17]: J. Morais, “*Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática*”, Weidmuller, 2009
- [18]: United Nations World Population Prospects, 2002, Statistics Canada
- [19]: Concurso Solar Padre Himalaya, “*Guia da Energia Solar*”
- [20]: A. Joyce, “Sistemas Fotovoltaicos”, Departamento de Energias Renováveis, Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
- [21]: S. Brito, “*Energia Solar Princípios e Aplicações*”, Cresesb Cepel  
[[www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br)]
- [22]: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [23]: <http://forumdacasa.com/discussion/9038/radiacao-solar-mapa/>
- [24]:  
“[http://www.lappgroup.com/fileadmin/redaktion/LappGroup/Brasil/Sistemas\\_Fotovoltaicos.pdf](http://www.lappgroup.com/fileadmin/redaktion/LappGroup/Brasil/Sistemas_Fotovoltaicos.pdf)”
- [25]: [http://www.nytimes.com/2010/08/10/science/earth/10portugal.html?\\_r=2](http://www.nytimes.com/2010/08/10/science/earth/10portugal.html?_r=2)

- [26]: <http://www.windatlas.dk>
- [27]: R. Castro, “*Introdução à Energia Eólica*”, Instituto Superior Técnico, Março de 2008.
- [28]: F. Resende, “*Tecnologias de conversão de energia eólica para grandes sistemas ligados à rede*”, Renováveis Magazine – nº2, 2º trimestre 2010.
- [29]: Dewi, 2009
- [30]: V. Quasching, “*Understanding Renewable Energy Systems*”, Earthscan, 2005
- [31]: T. Ackermann, “*Wind Power in Power Systems*”, John Wiley & Sons, 2005
- [32]: A. Estanqueiro; T. Simões, “*Aproveitamento de energia eólica em ambiente urbano construído*”, Renováveis Magazine – nº2, 2º trimestre 2010.
- [33]: [http://www.bornay.com/index\\_en.html](http://www.bornay.com/index_en.html)
- [34]: P. Gipe, “*Energia Eólica Prática*”, Progensa, 2000
- [35]: J. F. Manwell, “*Hybrid energy systems,*” in Encyclopedia of Energy, C. J. Cleveland, Ed. New York: Elsevier, 2004, pp. 215 – 229.
- [36]: Storage Systems “*Integration of Alternative Sources of Energy*”, John Wiley & Sons, 2006.
- [37]: E. Ofry e A. Braunstein, “*The loss of power supply probability as a technique for designing stand-alone solar electrical (photovoltaic) systems*” Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, Maio de 1983.
- [38]: H. Yang, L. Lu, e W. Zhou, “*A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system*” Solar Energy, 2007.

- [39]: R. Belfkira, C. Nichita, P. Reghem, e G. Barakat, “*Modeling and optimal sizing of hybrid renewable energy system,*” Power Electronics and Motion Control Conference, Setembro de 2008.
- [40]: B. Borowy e Z. Salameh, “*Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and pv array in a wind/PV hybrid system,*” Energy Conversion, IEEE Transactions on, Junho de 1996.
- [41]: J. Lopes, “*Novas tecnologias energéticas e sistemas híbridos*”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2006.
- [42]: I. Abouzahr e R. Ramakumar, “*Loss of power supply probability of stand-alone photovoltaic systems: a closed form solution approach*” Energy Conversion, IEEE Transactions on, Maio de 1991.
- [43]: M. G. Farret e F. A. Simies, “*Integration of Alternative Sources of Energy - Micropower system modeling with HOMER*”, John Wiley & Sons, 2006.
- [44]: F. Morea, G. Viciguerra, D. Cucchi, e C. Valencia, “*Life cycle cost evaluation of off-grid pv-wind hybrid power systems,*” Telecommunications Energy Conference, Outubro de 2007.
- [45]: “*Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*”, Instituto Superior Técnico, Janeiro de 2004.
- [46]: [www.freedownloadbooks.net](http://www.freedownloadbooks.net)
- [47]: [www.wind-works.org](http://www.wind-works.org)
- [48]: <http://www.merkasol.com>
- [49]: <http://www.rendimento-solar.eu/pt/oerkenschwick/canadiansolar/13617/13855.html>



ANEXO A - CASOS DE  
APLICAÇÃO  
PRÁTICA

CASO REAL 1: Sistema ligado à rede localizado em Coimbra, na cobertura de habitação unifamiliar com potência contratada de 10,35 kVA, com 7 metros de altura e terreno envolvente relva tratada.

LOCAL INSTALAÇÃO:	COIMBRA
ALTURA INSTALAÇÃO (m):	7
TIPO TERRENO ENVOLVENTE:	Relva Baixa/Estepes
POTÊNCIA CONTRATADA (kVA):	10.35
TIPO LIGAÇÃO:	LIGADO À REDE

BONIFICADO

SAIR

Figura A 1 – INTERFACE 1 CASO1

EQUIPAMENTO EÓLICO	
MODELO:	PROVEN 2.5
POTÊNCIA (kW):	2.5
ENERGIA PRODUZIDA (kWh/ano):	190,596369754069
DIAMETRO ROTOR (m):	3.5
VELOC Start (m/s):	2.5
VELOC Off (m/s):	70
Cp (0 a 0,59):	0

EQUIPAMENTO FOTOVOLTAICO	
MODELO:	KYOCERA 130 GC
Nº MODULOS:	5
POTÊNCIA (W):	130
TENSÃO MPP (V):	17.6
CORRENTE MPP (A):	7.39
TENSÃO MÁX. (V):	1000
TENSÃO C. A. (V):	21.9
CORRENTE CC (A):	8.02
ÁREA MODULO (m2):	0.9291
Nº CÉLULAS:	36
ENERGIA PRODUZIDA (kWh/ano):	7385,00807801867
ENERGIA ESTIMADA (kWh/ano):	7658,55962855208
ERRO (%):	-3,70414693719331

Erro por Excesso

SEGUINTE

Figura A 2 – INTERFACE 2 CASO1



EQUIPAMENTO	MODELO	CUSTOS S/ IVA	QUANTIDADE	TOTAL
MICRO-TURBINA EÓLICA	PROVEN 2,5	5302.70	1	5302,7
MÓDULO FOTOVOLTAICO	KYOCERA 130 GC	871.3	5	4356,5
REGULADOR EÓLICO	ECM2504ME /300	551.31	1	551,31
REGULADOR SOLAR				
INVERSOR MISTO				
INVERSOR EÓLICO	SMA WINDY BOY 2500	1612.15	1	1612,15
INVERSOR SOLAR	SUNNY BOY 1100/ESS	891.20	1	891,2
BANCO DE BATERIAS				
CONTADOR	SIEMENS E320	185.42	1	185,42
INSTALAÇÃO (CABOS, QUAD,...)	KIT JBOX2500	401.56	1	401,56
TORRE	TM6 650/2500	2357.42	1	2357,42
SISTEMA ANTI-VIBRAÇÃO				
OUTROS	REGISTO	256.30	1	256,3

INICIO

Figura A 3 - INTERFACE 3 CASO1

Cálculo Sistemas Híbridos	
LOCAL INSTALAÇÃO:	COIMBRA
ALTURA INSTALAÇÃO (m):	7
TIPO TERRENO ENVOLVENTE:	Relva Baixa/Estepes
POTÊNCIA CONTRATADA (kVA):	10.35
TIPO LIGAÇÃO:	LIGADO À REDE
BONIFICADO	
<b>PAYBACK</b>	<b>VAL</b>
<b>7.322597096</b>	<b>14109.4388</b>
SAIR	

Figura A 4 - INTERFACE 4 CASO1

CASO REAL 2: Sistema ligado à rede localizado em Coimbra, na cobertura de habitação unifamiliar com potência contratada de 10,35 kVA, com 7 metros de altura e terreno envolvente relva tratada.

Cálculo Sistemas Híbridos

LOCAL INSTALAÇÃO: COIMBRA

ALTURA INSTALAÇÃO (m): 7

TIPO TERRENO ENVOLVENTE: Relva Baixa/Estepes

POTÊNCIA CONTRATADA (kVA): 10.35

TIPO LIGAÇÃO: LIGADO À REDE  
BONIFICADO

SAIR

Figura A 5 - INTERFACE 1 CASO2

Ligado à Rede

**EQUIPAMENTO EÓLICO**

MODELO: donQI 1750      DIAMETRO ROTOR (m): 2

POTÊNCIA (kW): 1.75      VELOC Start (m/s): 2.5

ENERGIA PRODUZIDA 62.2355493074513      VELOC Off (m/s): 30  
(kWh/ano):      Cp (0 a 0.59): 0

**EQUIPAMENTO FOTOVOLTAICO**

MODELO: KYOCERA 130GC

Nº MODULOS: 10

POTÊNCIA (W): 130

TENSÃO MPP (V): 17.6

CORRENTE MPP (A): 7.39

TENSÃO MÁX. (V): 1000

TENSÃO C. A. (V): 21.9

CORRENTE CC (A): 8.02

ÁREA MODULO (m2): 0.929

Nº CÉLULAS: 36

ENERGIA PRODUZIDA 14770.0161560373  
(kWh/ano):

ENERGIA ESTIMADA 15317.1192571042  
(kWh/ano):

ERRO (%): -3.70414693719331  
Erro por Excesso

SEGUINTE

Figura A 6 - INTERFACE 2 CASO2

EQUIPAMENTO	MODELO	CUSTOS S/ IVA	QUANTIDADE	TOTAL
MICRO-TURBINA EÓLICA	donQI 1750	5025	1	5025
MÓDULO FOTOVOLTAICO	KYOCERA 130GC	871.3	10	8713
REGULADOR EÓLICO	ECM 2504ME/300			551.31
REGULADOR SOLAR				
INVERSOR MISTO	INCLUIDO NA TURBINA		0	0
INVERSOR EÓLICO				
INVERSOR SOLAR	SUNNY BOY 1100/ESS	891.2	1	891.2
BANCO DE BATERIAS				
CONTADOR	SIEMENS E320	185.42	1	185.42
INSTALAÇÃO (CABOS, QUAD...)	KIT JBOX2500	401.56	1	401.56
TORRE	TM6 650/2500	2357.42	1	2357.42
SISTEMA ANTI-VIBRAÇÃO				
OUTROS	REGISTO	256.3	1	256.3

INICIO

Figura A 7 - INTERFACE 3 CASO2

Cálculo Sistemas Híbridos	
LOCAL INSTALAÇÃO:	COIMBRA
ALTURA INSTALAÇÃO (m):	7
TIPO TERRENO ENVOLVENTE:	Relva Baixa/Estepes
POTÊNCIA CONTRATADA (kVA):	10.35
TIPO LIGAÇÃO:	LIGADO À REDE
BONIFICADO	
<b>PAYBACK</b>	<b>VAL</b>
<b>3.957802959</b>	<b>43489.5967</b>
SAIR	

Figura A 8 - INTERFACE 4 CASO2

CASO REAL 3: Sistema isolado localizado em Portalegre, com base de instalação do equipamento eólico junto ao solo, e sistema fotovoltaico localizado na cobertura de habitação unifamiliar com potência contratada de 6,9 kVA e terreno envolvente é do tipo descampado.

Cálculo Sistemas Híbridos

LOCAL INSTALAÇÃO: PORTALEGRE

ALTURA INSTALAÇÃO (m): 0

TIPO TERRENO ENVOLVENTE: Descampados

POTÊNCIA CONTRATADA (kVA): 6.9

TIPO LIGAÇÃO: ISOLADO

SAIR

Figura A 9 - INTERFACE 1 CASO3

Sistema Isolado - Necessidades Energéticas

EQUIPAMENTO	QUANTIDADES	HORAS UTILIZAÇÃO	POTÊNCIA (W)	ENERGIA (Wh/d)
LÂMPADAS	30	5	50	7500
TVS	3	4	300	3600
FOGÃO	1	1	2500	2500
MICRO-ONDAS	1	0.1	900	90
EXAUSTOR	1	1	500	500
CILINDRO	1	18	3000	54000
AQUEÇEDOR	0	0	500	0
MÁQUINA DE LAVAR	1	1	2800	2800
MÁQUINA DE LAVAR LOUÇA	1	1	1800	1800
FRIGORIFICO	1	18	200	3600

SEGUINTE

Figura A 10 - INTERFACE 2 CASO3

Sistema Isolado

### NECESSIDADE DE POTÊNCIA

76390 Wh/d

#### EQUIPAMENTO EÓLICO

MODELO: RS-5000  
 POTÊNCIA (kW): 5  
 7,37544310143671  
 ENERGIA PRODUZIDA (kWh/ano): 4650,20882794444

DIAMETRO ROTOR (m): 5  
 VELOC Start (m/s): 3  
 VELOC Off (m/s): 30  
 Cp (0 a 0,59): 0.4

#### EQUIPAMENTO FOTOVOLTAICO

MODELO: CANADIAN CS-230  
 Nº MODULOS: 5  
 POTÊNCIA (W): 230  
 92,6245518985633

TENSÃO MPP (V): 29.46  
 CORRENTE MPP (A): 7.81  
 TENSÃO MÁX. (V): 1000  
 TENSÃO C. A. (V): 36.42  
 CORRENTE CC (A): 8.62  
 ÁREA MODULO (m2): 1.608  
 Nº CÉLULAS: 60

ENERGIA PRODUZIDA (kWh/ano): 9489,06365669135  
 ENERGIA ESTIMADA (kWh/ano): 15488,8340273437  
 ERRO (%): -63,228265587844  
 Erro por Excesso

SEGUIENTE

Figura A 11 - INTERFACE 3 CASO3

Custos

EQUIPAMENTO	MODELO	CUSTOS S/ IVA	QUANTIDADE	TOTAL
MICRO-TURBINA EÓLICA	RS-5000	11975	1	11975
MÓDULO FOTOVOLTAICO	CANADIAN CS-230	750	5	3750
REGULADOR EÓLICO	INCLUIDO		0	0
REGULADOR SOLAR			0	0
INVERSOR MISTO			0	0
INVERSOR EÓLICO	INCLUIDO		0	0
INVERSOR SOLAR	SUNNY BOY 1100/ESS	891.2	1	891.2
BANCO DE BATERIAS	POZ 3100Ah	1404	2	2808
CONTADOR			0	0
INSTALAÇÃO (CABOS, QUAD,...)	KIT JBOX2500	401.56	1	401,56
TORRE	INCLUIDO		0	0
SISTEMA ANTI-VIBRAÇÃO			0	0
OUTROS			0	0

INICIO

Figura A 12 - INTERFACE 4 CASO3

The screenshot shows a software window titled "Cálculo Sistemas Híbridos" with a cyan background. It contains the following fields and values:

- LOCAL INSTALAÇÃO: PORTALEGRE (dropdown)
- ALTURA INSTALAÇÃO (m): 0 (text input)
- TIPO TERRENO ENVOLVENTE: Descampados (dropdown)
- POTÊNCIA CONTRATADA (kVA): 6.9 (dropdown)
- TIPO LIGAÇÃO: ISOLADO (dropdown)

Below the input fields, there are two columns of results:

<u>PAYBACK</u>	<u>VAL</u>
-60.0495511	-15281.1975

A "SAIR" button is located in the bottom right corner of the window.

Figura A 13 - INTERFACE 5 CASO3

CASO REAL 4: Sistema isolado localizado em Portalegre, com base de instalação do equipamento eólico junto ao solo, e sistema fotovoltaico localizado na cobertura de habitação unifamiliar com potência contratada de 6,9 kVA e terreno envolvente é do tipo descampado.

This screenshot shows the same software window as Figure A 13, but without the calculated results. The input parameters are:

- LOCAL INSTALAÇÃO: PORTALEGRE (dropdown)
- ALTURA INSTALAÇÃO (m): 0 (text input)
- TIPO TERRENO ENVOLVENTE: Descampados (dropdown)
- POTÊNCIA CONTRATADA (kVA): 6.9 (dropdown)
- TIPO LIGAÇÃO: ISOLADO (dropdown)

The "SAIR" button is visible in the bottom right corner.

Figura A 14 - INTERFACE 1 CASO4

Sistema Isolado - Necessidades Energéticas

EQUIPAMENTO	QUANTIDADES	HORAS UTILIZAÇÃO	POTÊNCIA (W)	ENERGIA (Wh/d)
LÂMPADAS	30	5	50	7500
TV'S	3	4	300	3600
FOGÃO	1	1	2500	2500
MICRO-ONDAS	1	0.1	900	90
EXAUSTOR	1	1	500	500
CILINDRO	1	18	3000	54000
AQUEÇEDOR	0	0	500	0
MÁQUINA DE LAVAR	1	1	2800	2800
MÁQUINA DE LAVAR LOUÇA	1	1	1800	1800
FRIGORIFICO	1	18	200	3600

SEGUINTE

Figura A 15 - INTERFACE 2 CASO4

Sistema Isolado

**NECESSIDADE DE POTÊNCIA**  
76390 Wh/d

**EQUIPAMENTO EÓLICO**

MODELO: RS-5000      DIAMETRO ROTOR (m): 5  
 POTÊNCIA (kW): 5      VELOC Start (m/s): 3  
7,37544810143871      VELOC Off (m/s): 30  
 ENERGIA PRODUZIDA 4650,2088279444      Cp (0 a 0,59): 0.4  
(kWh/ano):

**EQUIPAMENTO FOTOVOLTAICO**

MODELO: CANADIAN CS-230  
 Nº MODULOS: 18  
 POTÊNCIA (W): 230  
92,6245518985633  
 TENSÃO MPP (V): 29.46  
 CORRENTE MPP (A): 7.81  
 TENSÃO MÁX. (V): 1000  
 TENSÃO C. A. (V): 36.42  
 CORRENTE CC (A): 8.62  
 ÁREA MODULO (m2): 1.608  
 Nº CÉLULAS: 60  
 ENERGIA PRODUZIDA 34160,6291640889  
(kWh/ano):  
 ENERGIA ESTIMADA 55759,8024984375  
(kWh/ano):  
 ERRO (%): -63,228265587844  
Erro por Excesso

Figura A 16 - INTERFACE 3 CASO4

EQUIPAMENTO	MODELO	CUSTOS S/ IVA	QUANTIDADE	TOTAL
MICRO-TURBINA EÓLICA	RS-5000	11975	1	11975
MÓDULO FOTOVOLTAICO	CANADIAN CS-230	750	18	13500
REGULADOR EÓLICO	INCLUIDO			0
REGULADOR SOLAR				
INVERSOR MISTO				
INVERSOR EÓLICO	INCLUIDO			0
INVERSOR SOLAR	SUNNY BOY 1100/ESS	891		891
BANCO DE BATERIAS	POZ 3100Ah	1404	8	11232
CONTADOR				
INSTALAÇÃO (CABOS, QUAD,...)	KIT JBOX 2500	401.56		401.56
TORRE	INCLUIDO			0
SISTEMA ANTI-VIBRAÇÃO				
OUTROS				

INICIO

Figura A 17 - INTERFACE 4 CASO4

Cálculo Sistemas Híbridos	
LOCAL INSTALAÇÃO:	PORTALEGRE
ALTURA INSTALAÇÃO (m):	0
TIPO TERRENO ENVOLVENTE:	Descampados
POTÊNCIA CONTRATADA (kVA):	6.9
TIPO LIGAÇÃO:	ISOLADO
<b>PAYBACK</b>	<b>VAL</b>
<b>-30.6733358</b>	<b>-35239,328</b>
SAIR	

Figura A 18 - INTERFACE 5 CASO4





ANEXO B –  
CARACTERÍSTICAS  
TÉCNICAS DOS  
EQUIPAMENTOS



# ANEXO C – DADOS METEROLÓGICOS



# ANEXO D – DL

363/2007



# ANEXO E – PROGRAMAÇÃO





# ANEXO F – TARIFA

## EDP 2010