Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

FEUP

ANÁLISE DA FIABILIDADE DE UM PARQUE EÓLICO

André Alexandre da Cunha Araújo

Tese submetida no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major de Energia

Orientador: Prof. Dr. F. Maciel Barbosa

Julho de 2008

André Araújo, 2008

Resumo

Os estudos de fiabilidade são importantes para o planeamento da expansão de Sistemas Eléctricos de Energia (SEE).

A introdução de fontes de energia renováveis intermitentes, como a energia eólica, faz com que seja necessário estudar e desenvolver novas formas de exploração dos SEE. É de extrema importância avaliar o efeito da penetração da energia eólica na fiabilidade do sistema, devido ao seu carácter intermitente.

No presente trabalho avalia-se o efeito da penetração da produção de energia eólica na fiabilidade de um Sistema de Produção (SP) recorrendo a Métodos Probabilísticos e aos seus respectivos índices, LOLP – *Loss of Load Probability* – e LOLE – *Loss of Load Expectation*.

Para realizar os estudos de fiabilidade desenvolveu-se uma ferramenta de trabalho (PCRPC - Programa de Cálculo de Risco de Perda de Carga).

O SEE teste usado para os estudos de fiabilidade é o da ilha da Graciosa, cujo SP é composto pela Central Termoeléctrica da Graciosa e pelo Parque Eólico da Serra Branca.

Em primeiro lugar, analisou-se a fiabilidade do Sistema de Produção da ilha da Graciosa sem considerar a produção eólica. De seguida, introduziu-se a produção eólica e determinou-se o Crédito de Capacidade (CC) do parque eólico através de diferentes métodos – Métodos Aproximados, Análise de Retrospectiva e Curvas de Fiabilidade.

Observa-se, para o SP teste, que para níveis de penetração de energia eólica inferiores a 10,6%, o parque eólico contribui mais para a fiabilidade do que uma capacidade convencional equivalente. Para níveis de penetração de energia eólica superiores a 10,6% é preferível reforçar o sistema com uma capacidade convencional equivalente.

Conclui-se que a integração de produção eólica aumenta a fiabilidade do sistema, no entanto, o acréscimo de fiabilidade diminui com o aumento dos níveis de penetração.

Palavras-chave: Energia eólica, fiabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia, planeamento de Sistemas Eléctricos de Energia, crédito de capacidade.

Abstract

The reliability studies are important for the expansion planning of the Electric Energy Systems.

The introduction of intermittent renewable power sources, as wind power, makes necessary to study and develop new exploration ways of Electric Energy Systems. Is very important evaluate the penetration effect of the wind energy in the reliability of the Electric Energy System, due of its intermittent character.

In this paper it is made the evaluation of the wind power penetration effect in the reliability of a Generation System using Probabilistic Methods and its indexes, the LOLP – Loss of Load Probability and the LOLE – Loss of Load Expectation.

For do the reliability studies it was developed a work tool (PCRPC – *Programa de Calculo de Risco de Perda de Carga*).

The Electric Energy System test used for the reliability studies is the Graciosa Island, which Generation System is composed by the Graciosa Diesel Power Plant and Serra Branca Wind Farm´s.

First it was analyzed the reliability of Graciosa Island Generation System's, without considering the wind production. Next it was introduced the wind production and it was determinate the Capacity Credit of the Wind Farm using different methods – Proximity Methods, Retrospective analyze and Reliability Curves.

It was observed, for Generation Systems test, that with penetration levels of wind energy lower than 10,6%, the wind farm contributed more for the system reliability than one equivalent conventional capacity. For penetration levels of wind energy higher than 10,6% is better introduced in the system one equivalent conventional capacity.

It can be conclude that the integration of wind energy in the Electric Energy Systems increase the reliability of the system. In other side, the addition of reliability decrease with the increase of the penetration levels.

Keywords: Wind energy, Generation reliability, Power System planning, Capacity credit.

Agradecimentos

Dirijo os meus agradecimentos a todos aqueles que contribuíram, de alguma forma, para encaminhar este trabalho a bom porto.

Em primeiro lugar, quero agradecer ao meu orientador, o Prof. Doutor F. Maciel Barbosa, pela disponibilidade e boa disposição sempre demonstrada. A forma como orientou este trabalho foi fundamental para o resultado final.

Ao Eng. Francisco Botelho da EDA, S.A. – Electricidade dos Açores, S.A., ter disponibilizado os dados relativos á rede Eléctrica da Ilha Graciosa.

À minha família pelo apoio e confiança que sempre depositaram em mim.

À Nokinhas pelo carinho e incentivo nos momentos mais difíceis.

E aos amigos pela força e boa disposição.

Muito obrigado!

Índice

Resumo i
Abstract ii
Agradecimentos iii
Índice iv
Lista de figuras vii
Lista de tabelas ix
Abreviaturas xi
Capítulo 1 1
Introdução 1
1.1 – Alterações climáticas 1
1.2 – Estrutura da dissertação 2
Capítulo 2 4
Energia eólica 4
2.1 – Introdução 4
2.2 – Recurso eólico 5
2.2.1 – Atlas europeu do vento 6
2.2.2 – Modelo do vento 7
2.2.3 – Vento quase-estacionário 9
2.2.4 – Vento turbulento 11
2.2.5 – Efeitos do vento 12
2.3 – Potência eólica 14
2.3.1 – Potência eléctrica 18
2.3.2 – Energia eléctrica produtível 18
2.4 – Parques eólicos offshore 19
2.5 – Energia eólica no mundo 20
2.5.1– Alemanha 21
2.5.2– Estados Unidos 21
2.5.3– Espanha 22
2.6 – Energia eólica em Portugal 22
2.7 – Aerogeradores 23
2.7.1 – Rotor 24
2.7.2 – *Nacelle* 26
2.7.3 – Torre 26

2.7.4 – Aerogeradores de eixo vertical 26
2.8 – Selecção do local de instalação de um parque eólico 27
2.8.1 – Anemómetro 27
2.8.2 – Sensor de direcção 28
2.8.3 – Anemómetro sónico 29
2.8.4 – Rosa-dos-ventos 29
2.8.5– Modelos físicos e modelos numéricos 30
2.9 – Interligação de um parque eólico à rede eléctrica 30
2.9.1– Ponto de ligação do parque eólico à rede eléctrica 30
2.9.2– Impactos previsíveis nas redes eléctricas 34
2.10 – Conclusões 39
Capítulo 3 40
Fiabilidade de sistemas eléctricos de energia 40
3.1 – Introdução 40
3.2 – Fiabilidade 40
3.3 – Fiabilidade de Sistemas de Produção 44
3.4 – Modelo de fiabilidade de um alternador convencional 46
3.5 – Capacidades fora de serviço 47
3.6 – Arredondar e truncar a tabela das probabilidades das CFS 50
3.7 – Índices de fiabilidade 51
3.8 – Risco de perda de carga 52
3.9 – Inclusão da manutenção no cálculo do LOLE 54
3.10 – Incerteza na previsão do consumo 56
3.11 – Evolução do LOLE com a variação anual da carga 57
3.12 – Conclusões 57
Capítulo 4 58
Modelos de fiabilidade de parques eólicos 58
4.1 – Introdução 58
4.2 – Crédito de capacidade 59
4.3 – Efectiva capacidade de suporte de carga 60
4.4 – Métodos para avaliar a fiabilidade em sistemas com produção eólica 61
4.4.1 - Análise retrospectiva 61
4.4.2 – Análise prospectiva 62
4.4.3 - Curvas de fiabilidade 62
4.4.4 - Técnicas avançadas 63
4.4.5 - Métodos aproximados 63
4.5 – Impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema 64
4.6 – Conclusões 64
Capítulo 5 65
Ilha da Graciosa 65
5.1 – Introdução 65
5.2 – Sistema Eléctrico de Energia da Ilha da Graciosa 65
5.3 – Produção de energia eléctrica 66
5.4 – *Forced Outage Rate* 69
5.5 – Conclusões 71
Capítulo 6 72

Estudos de fiabilidade do SEE teste 72
6.1 – Introdução 72
6.2 – Análise da fiabilidade do SEE teste sem considerar a produção eólica 73
6.3 – Análise do efeito da produção eólica na fiabilidade do SEE teste 74
6.3.1 – Métodos aproximados 74
6.3.2 – Análise de retrospectiva 78
6.3.3 – Curvas de fiabilidade 87
6.3.4 – Análise de resultados 90
6.3.5 – Níveis de penetração 90
6.3.6 – Conclusões 92
Capítulo 7 93
Conclusões 93
7.1 – Síntese do trabalho realizado 93
7.2 – Perspectivas de trabalho futuro 94
Anexo A 95
Geradores Eléctricos. 95
A.1 – Configurações dos geradores eléctricos 95
A.1.1 – Máquina de indução convencional do tipo gaiola de esquilo 96
A.1.2 – Máquina síncrona de velocidade variável 97
A.1.3 – Máquina de indução duplamente alimentada 98
A.2 – Ligação à rede eléctrica 101
A.2.1 – Geradores assíncronos ou de indução 101
A.2.2 – Geradores síncronos 102
Anexo B 103
Programa de Cálculo de Risco de Perda de Carga (PCRPC). 103
B.1 – Interface do PCRPC 103
B.2 – Código Visual Basic do PCRPC 104
B.2.1 – Declaração das variáveis 104
B.2.2 – Código PCRPC 104
B.2.2 – Código CFS 104
B.2.3 – Código RPC 107
Anexo C 109
Registos SCADA – Ano 2006. 109
Referências e Bibliografia 111

Lista de figuras

Figura 2.1 – Ventos Globais. 5
Figura 2.2 – Atlas Europeu do Vento [6]..... 6
Figura 2.3 – Densidade espectral de energia. 8
Figura 2.4 – Frequência de ocorrência da velocidade do vento (%)..... 9
Figura 2.5 – Escoamento do vento na área envolvente ao obstáculo [7]..... 12
Figura 2.6 – Efeito esteira [7]..... 13
Figura 2.7 – Disposição dos aerogeradores [8]. 14
Figura 2.8 – Volume da massa de ar ao passar pelo rotor [7]..... 15
Figura 2.9 – Modelo de Betz [7]. 16
Figura 2.10 – Limite de *Betz*. 17
Figura 2.11 – Curva de potência eléctrica. 18
Figura 2.12 – Parque eólico *offshore* [9]. 19
Figura 2.13 – Aerogerador Vestas V82 – Rotor e Nacelle [12]..... 24
Figura 2.14 – Dimensões do rotor do aerogerador [7]..... 24
Figura 2.15 – Forças actuantes nas pás do rotor [5]..... 25
Figura 2.16 – Anemómetro de conchas de Robinson [13]..... 28
Figura 2.17 – Sensor de direcção [13]. 28
Figura 2.18 – Anemómetro sónico [13]. 29
Figura 2.19 – Rosa-dos-ventos [7]. 29
Figura 2.20 – Esquema de ligação de aerogeradores à rede eléctrica [15]..... 33
Figura 2.21 – Esquema unifilar da ligação de um parque eólico à rede eléctrica. 35
Figura 2.22 – Capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos trifásicos, monofásicos e bifásicos [16]. 39
Figura 3.1 – Representação gráfica do ciclo F-A de um componente..... 41
Figura 3.2 – Níveis Hierárquicos [17]. 44
Figura 3.3 – Modelo de barramento único de um SEE. 45
Figura 3.4 – Modelo de estudo da fiabilidade do HL I. 45
Figura 3.5 – Representação de um grupo com dois estados possíveis de residência. 46
Figura 3.6 – Métodos de fiabilidade de um SP..... 52
Figura 3.7 – Diagrama de Cargas Classificado. 53
Figura 3.8 – Diagrama de Cargas Classificado Linear..... 54
Figura 3.9 – Método 1 para incluir a manutenção. 55
Figura 3.10 – Método 2 para incluir a manutenção. 55

Figura 3.11 – Curva de distribuição normal dividida em 7 intervalos. 56
Figura 3.12 – Diagramas de cargas das 7 classes. 56
Figura 3.13 – Evolução do LOLE ao longo de sucessivos anos. 57
Figura 4.1 – Capacidade do SP, sem e com produção eólica. 60
Figura 4.2 – Curvas de fiabilidade. Cálculo da ELCC. 63
Figura 5.1 – Rede eléctrica da ilha Graciosa – Açores, ano 2006. 66
Figura 5.2 – Produção anual de energia eléctrica. 67
Figura 5.3 – Diagrama de cargas característico Primavera. 67
Figura 5.4 – Diagrama de cargas característico Verão. 68
Figura 5.5 – Diagrama de cargas característico Outono. 68
Figura 5.6 – Diagrama de cargas característico Inverno. 69
Figura 5.7 – Diagrama de carga classificado linear – Ano 2007. 69
Figura 6.1 – Diagrama de cargas classificado – Ano 2006. 72
Figura 6.2 – Curva de fiabilidade – Sem produção eólica. 74
Figura 6.3 – Curvas de fiabilidade – Sem e com produção eólica (FC=21,4). 78
Figura 6.4 – Procedimento de Cálculo do ELCC. 79
Figura 6.5 – Curvas de fiabilidade – Sem e com produção eólica (MCF e MCE). 86
Figura 6.6 – Curvas de fiabilidade – Sem e com produção eólica. 88
Figura 6.7 – Curvas de fiabilidade – Zona de intercepção. 89
Figura 6.8 – Efeito dos diferentes níveis de penetração de produção eólica no LOLE. 92
Figura A.1.1 – Configuração dos diferentes tipos de geradores [15]. 95
Figura A.1.2 – Característica binário – velocidade da MICGE [35]. 96
Figura A.1.3 – Potência reactiva, *Q*, consumida em função da potência activa gerada, *P*, [35]. 97
Figura A.1.4 – Conversor CA/CC/CA [36]. 97
Figura A.1.5 – Potência activa e reactiva em função da velocidade do rotor [35]. 98
Figura A.1.6 – Curvas características binário – velocidade para diferentes valores do rotor R_{r1} <Rr2 <Rr3 <Rr4 [35]. 99
Figura A.1.7 – Potências activas em função da velocidade do rotor [35]. 100
Figura A.1.8 – Modelo eléctrico de um aerogerador de velocidade variável [35]. 100
Figura B.1.1 – Interface *Excel* do PCRPC. 103

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Valores típicos de z_0 [5]. 11
Tabela 2.2 – Países com maior potência eólica instalada em 2007 [10]. 20
Tabela 2.4 – Análises fundamentais em função da relação de curto-circuito [15]. 34
Tabela 2.5 – Convenção de sinais para o fluxo de potência no ramal de ligação..... 35
Tabela 2.6 – Coeficiente ß [15]..... 38
Tabela 3.1 – Dados dos grupos..... 47
Tabela 3.2 – Probabilidades das CFS de G1..... 47
Tabela 3.3 – Probabilidades das CFS de G2..... 47
Tabela 3.4 – Probabilidades das CFS de G1 e G2. 47
Tabela 3.5 - Probabilidades das CFS de G1, G2 e G3. 48
Tabela 3.6 – Probabilidades das CFS do sistema S1. 48
Tabela 3.7 – Dados dos grupos..... 48
Tabela 3.8 – Probabilidades das CFS do sistema S2. 49
Tabela 3.9 – Dados do grupo G3. 49
Tabela 3.10 – Probabilidades das CFS do sistema S2, com G3..... 49
Tabela 3.11 – Cálculo do LOLE..... 54
Tabela 5.1 – Produção anual de energia eléctrica..... 66
Tabela 5.2 – Dados do sistema..... 70
Tabela 5.3 – Probabilidades das CFS..... 70
Tabela 6.1 – Probabilidades das CFS..... 73
Tabela 6.2 – Evolução do RPC – Sem produção eólica..... 74
Tabela 6.3 – Factor de Capacidade. 75
Tabela 6.4 – Dados do sistema com capacidade equivalente de 205 kW (FOR=0,05). 75
Tabela 6.5 – Probabilidades das CFS até 2006 – Com capacidade equivalente de 205 kW (FOR=0,05)..... 76
Tabela 6.6 – Probabilidades das CFS para 2007 – Com capacidade equivalente de 205 kW (FOR=0,05)..... 77
Tabela 6.7 – Evolução do RPC – Considerando a produção eólica (FC=21,4%)..... 78
Tabela 6.8 – Dados do sistema para MCF ou MCE. 80
Tabela 6.9 – Método da Capacidade Firme – Ano 2006. 80
Tabela 6.10 – Dados do sistema com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0)..... 81
Tabela 6.11 – Probabilidades das CFS até 2006 – Com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0)..... 81

Tabela 6.12 – Probabilidades das CFS para 2007 – Com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0).....82
Tabela 6.13 – Evolução do RPC – Com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0).....83
Tabela 6.14 – Método de Capacidade Efectiva – Ano 2006. 83
Tabela 6.15 – Dados do sistema com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05).....83
Tabela 6.16 – Probabilidades das CFS até 2006 – Com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05).....84
Tabela 6.17 – Probabilidades das CFS para 2007 – Com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05).....85
Tabela 6.18 – Evolução do RPC – Com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05). 86
Tabela 6.19 – Evolução do RPC (dados fornecidos) – Sem produção eólica.....87
Tabela 6.20 – Evolução do RPC (dados deduzidos) – Sem produção eólica. 87
Tabela 6.21 – Evolução do RPC – Com produção eólica.....88
Tabela 6.22 – Crédito de Capacidade dos diferentes métodos. 90
Tabela 6.23 – Níveis de penetração e capacidade convencional equivalente.....90
Tabela 6.24 – Índices de fiabilidade obtidos subtraindo a produção eólica. 91
Tabela 6.25 – Índices de fiabilidade obtidos adicionando uma capacidade convencional equivalente. 91
Tabela 6.26 – Índices de fiabilidade obtidos adicionando uma capacidade convencional. 91
Tabela C.1 – Registos SCADA do ano 2006 (kW). 110

Abreviaturas

Lista de abreviaturas (ordenada por ordem alfabética)

AC	Alterações Climáticas
AEV	Atlas Europeu do Vento
AWEA	American Wind Energy Association
CC	Crédito de Capacidade (*Capacity Credit)*
CFS	Capacidades Fora de Serviço
CQNUAC	Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas
DCC	Diagrama de Cargas Classificado
DCCL	Diagrama de Cargas Classificado Linear
EDP	Energias de Portugal
EENS	*Expected Energy Not Served*
ELCC	*Effective Load Carrying Capability* (Efectiva Capacidade de Suporte de Carga)
FER	Fontes de Energia Renováveis
FOR	*Forced Outage Rate*
GEE	Gases efeito de Estufa
GWEC	*Global Wind Energy Council*
IPCC	*Intergovernamental Panel on climate Change*
LOEE	*Loss of Energy Expectation*
LOEP	*Loss of Energy Probability*
LOLE	*Loss of Load Expectation*
LOLD	*Loss os Load Duration*
LOLF	*Loss of Load Frequency*
LOLP	*Loss of Load Probability*
MCF	Método de Capacidade Firme
MCE	Método de Capacidade efectiva
MICGE	Máquina de Indução Convencional do tipo Gaiola de Esquilo
MIDA	Máquina de Indução Duplamente Alimentada
MSVV	Máquina Síncrona de Velocidade Variável
MTBF	*Mean Time Between Failures*
MTTF	*Mean Time To Failure*
MTTR	*Mean Time To Repair*
PCRPC	Programa de Cálculo de Risco de Perda de Carga

PTC	*Prodution Tax Credit*
PWM	*Pulse-Width Modulation* (Modelação de Largura de Impulso)
RPC	Risco de Perda de Carga
SCADA	*Supervision Control And Data Acquisition Station*
SEE	Sistemas Eléctricos de Energia
SEP	Sistema Eléctrico Público
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SD	Sistema de Distribuição
SMC	Sequencial de Monte Carlo
SP	Sistema de Produção
ST	Sistema de Transporte
WAsP	*Wind Atlas and Application Programe*

Capítulo 1

Introdução

A electricidade desempenha um papel preponderante na sociedade moderna. De facto, representa a força impulsionadora da economia a nível mundial, contribui para o progresso da sociedade e eleva os níveis de qualidade de vida das populações.

Os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE), nos dias de hoje, são bastantes complexos e de grande dimensão e têm como objectivo assegurar capacidade suficiente para alimentar as cargas com qualidade de serviço.

A escassez de combustíveis fósseis que alimentam as centrais térmicas e os problemas ambientais causados por emissões para a atmosfera de gases efeito de estufa fizeram despertar o interesse em novas soluções para satisfazer as crescentes necessidades energéticas das populações.

A energia eólica é vista como uma energia limpa, em termos ambientais, e que não acarreta custos de produção. Nos últimos anos observa-se uma aposta clara na energia eólica e assiste-se à afirmação desta como a fonte de energia renovável mais importante nos dias de hoje.

Os estudos de fiabilidade são importantes para o planeamento da expansão de SEE. A introdução de parques eólicos nos SEE levanta questões sobre o seu efeito na fiabilidade dos SEE, devido ao carácter intermitente.

O objectivo do trabalho desenvolvido foi estudar o efeito da penetração de energia eólica na fiabilidade de um SEE.

1.1 – Alterações climáticas

As alterações climáticas (AC) constituem actualmente um dos maiores desafios com que a humanidade terá de se defrontar nos próximos anos. A constatação da estreita correlação entre o aquecimento global da superfície da Terra e o aumento acelerado da concentração na atmosfera de Gases Efeito de Estufa (GEE) fez despertar as autoridades políticas para este problema, que pode afectar grave e irreversivelmente os ecossistemas naturais e a humanidade.

Em 1988, foi criado o Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC - *Intergovernamental Panel on Climate Change*), para fornecer informações científicas, técnicas e socio-económicas relevantes para o entendimento das AC [1].

Em 1992, foi assinada a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (CQNUAC) na Cimeira da Terra do Rio de Janeiro e ratificada pela Comissão Europeia em 1994. Este tratado foi assinado por quase todos os países do mundo e tem como objectivo a estabilização da concentração de GEE na atmosfera, a fim de evitar uma interferência perigosa no clima.

Como consequência da CQNUAC, foi celebrado em 1997, no Japão, o Protocolo de Quioto. Trata-se de um tratado internacional com compromissos rígidos para a redução das emissões de GEE para a atmosfera, apontados, em diversos pareceres científicos, como causa do aquecimento global. Portugal faz, conjuntamente com todos os estados-membros da União Europeia, parte do Protocolo de Quioto. Nesse contexto, os estados-membros estabeleceram um acordo de partilha de responsabilidades para a redução de 8% dos GEE no período compreendido entre 2008 e 2012, relativamente às emissões verificadas em 1990. Para este mesmo período, foi definido para Portugal a meta de não ultrapassar em mais de 27% as emissões de GEE registadas em 1990 [2].

Paralelamente surgiram algumas directivas comunitárias que tentaram obrigar os estados membros a limitar o uso de combustíveis fósseis. A Directiva das Renováveis (Directiva 2001/77/CE), aprovada pelo Parlamento Europeu a 27 de Setembro de 2001, tem como objectivo criar um quadro que facilite o aumento significativo a médio prazo da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. Pretende-se, duplicar, até ao ano 2010, a quota das energias renováveis registados em 1998, que era de 6%. Para atingir o seu objectivo é exigido a cada estado-membro que estabeleça metas indicativas nacionais para o consumo de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, compatíveis com os compromissos nacionais assumidos no âmbito dos acordos relativos às AC aceites pela comunidade nos termos do Protocolo de Quioto.

Em Fevereiro de 2007 o IPCC publicou o quarto relatório [3]. Curiosamente, é apontado, pela primeira vez, que "muito provavelmente" – 90% de certeza que as actividades humanas são a causa das AC, frente aos 66% de probabilidade do relatório anterior, divulgado em 2001 – o aumento da temperatura média do planeta registado desde meados do século XX é uma consequência do aumento da emissão para a atmosfera de GEE oriundos da utilização de combustíveis fósseis.

1.2 – Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em sete capítulos e três anexos.

O Capítulo 1 faz a introdução e apresenta os objectivos do trabalho. Apresenta também o problema das alterações climáticas.

No Capítulo 2 é apresentado e caracterizado o recurso eólico. É também apresentado o panorama da energia eólica no mundo e, particularmente, em Portugal e é descrita a tecnologia utilizada.

O Capítulo 3 é dedicado ao conceito de fiabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia. Apresenta métodos para analisar a fiabilidade de Sistemas de Produção, nomeadamente, métodos probabilísticos analíticos e os seus índices de fiabilidade.

No Capítulo 4 é apresentado método que consideram a produção eólica nos estudos de fiabilidade. É também Apresentado o conceito de Crédito de Capacidade e a medida Efectiva Capacidade de Suporte de Carga.

No Capítulo 5 é apresentado o Sistema Eléctrico de Energia teste.

No Capítulo 6 são apresentados os estudos de fiabilidade realizados.

Finalmente, o Capítulo 7 é dedicado à apresentação das conclusões do trabalho realizado, assim como à indicação das perspectivas de trabalho futuro a realizar.

Capítulo 2

Energia eólica

2.1 – Introdução

O termo *eólico* vem do latim *aeolicus*, pertencente ou relativo a *Éolo*, deus dos ventos na mitologia grega. A energia eólica é uma fonte renovável de energia que resulta da energia cinética do vento, ou seja, do ar em movimento.

A origem da energia eólica está no sol, que aquece a superfície da Terra de forma não uniforme. Nas zonas de maior impacto solar, o ar aquece e sobe, formando um núcleo de baixas pressões. Por outro lado, nas zonas de menos impacto solar, o ar frio permanece a menor altitude, formando um núcleo de altas pressões. A diferença de pressões e o consequente deslocamento das massas de ar, das altas para as baixas pressões, dá origem ao vento.

A energia eólica, depois de transformada em energia mecânica, pode ser usada em diversas aplicações. Desde a antiguidade aproveita-se a energia cinética do vento para mover barcos impulsionados por velas ou para fazer funcionar as engrenagens dos moinhos de vento. Hoje em dia, a utilização mais frequente da energia eólica é na produção de energia eléctrica através de aerogeradores.

Apesar de apenas cerca de 2% da energia solar se transformar em vento, estima-se que 35% dessa quantidade se dissipe na atmosfera. Do restante, aproveita-se apenas uma terça parte, no entanto, embora pareça pequena, esta quantidade poderia cobrir a maior parte das necessidades energéticas mundiais [4].

A energia eólica é uma fonte de energia endógena, que reduz a necessidade de utilização de combustíveis fósseis para a produção de energia, apresentando por isso benefícios ambientais significativos ao evitar a combustão de hidrocarbonetos e, em consequência, reduzindo as emissões para a atmosfera de gases efeito de estufa.

Com o aumento exacerbado da cotação do barril de petróleo, a energia eólica torna-se cada vez mais uma fonte de energia competitiva, mesmo considerando que os custos da instalação de um parque eólico são elevados.

A grande desvantagem da energia eólica é o seu carácter variável e intermitente que dificulta o seu uso como fonte regular de energia. A quantidade de energia eólica disponível pode variar de hora para hora.

2.2 – Recurso eólico

Os ventos são provocados por diferenças de pressão atmosféricas devidas ao facto de a radiação solar recebida na terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares.

Nas zonas de maior impacto solar, o ar aquece e sobe, formando um núcleo de baixas pressões. Por outro lado, nas zonas de menos impacto solar, o ar frio permanece a menor altitude, formando um núcleo de altas pressões. As massas de ar que compõem a atmosfera estão em constante movimento, deslocando-se sempre das altas para as baixas pressões.

Este movimento é influenciado pelo movimento da terra. O efeito Coriolis tende a deflectir as massas de ar para a direita na direcção Norte-Sul e para a esquerda na direcção Sul-Norte. As massas de ar em movimento resultantes destes fenómenos são denominadas de ventos geostróficos.

As diferentes zonas de pressão atmosféricas estão representadas da Figura 2.1, modelo de *Hadley*.

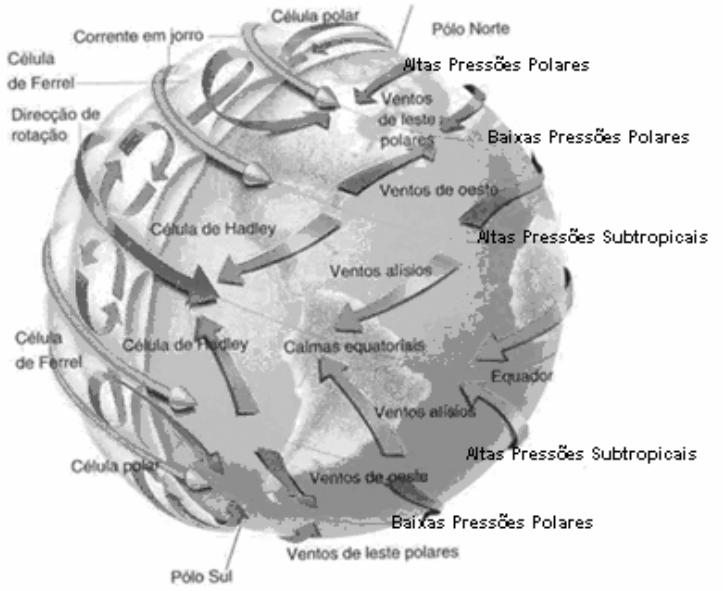


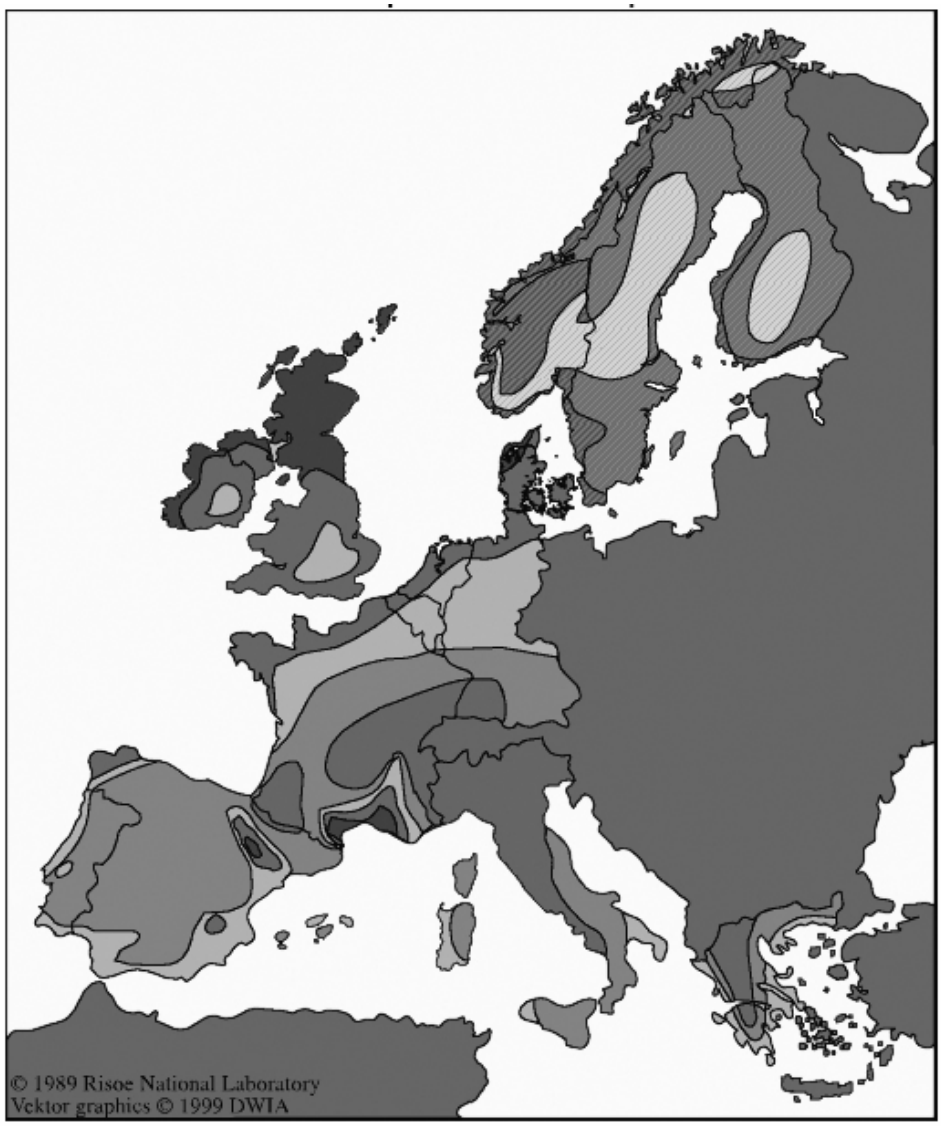
Figura 2.1 – Ventos Globais.

Os ventos mais fortes, mais constantes e mais persistentes ocorrem em bandas situadas a cerca de 10 km da superfície da terra. Como não é possível colocar aerogeradores a nessas bandas, ficamos limitados a algumas dezenas de metros da superfície terrestre, onde o vento é influenciado pela orografia e rugosidade do solo, o que provoca a diminuição na sua velocidade [5].

Quando os ventos globais são fracos, os ventos locais podem dominar. É o caso das brisas marítimas. A terra ao receber a radiação solar aquece mais rapidamente do que o oceano. Desta forma, o ar terrestre mais quente ascende e forma-se um núcleo de baixas pressões em terra que atrai o ar mais fresco do oceano. De noite, como o oceano arrefece mais lentamente, a brisa sopra na direcção oposta.

2.2.1 – Atlas europeu do vento

Em 1989 foi publicado o Atlas Europeu do Vento (AEV) representado na Figura 2.1. Os registos necessários para a construção do AEV foram obtidos através de estações meteorológicas estrategicamente localizadas. Os dados obtidos foram depois corrigidos para ter em conta os efeitos da topografia e extrapolados para outras áreas.



	Locais Abrigados		Planícies		Costa Marítima		Alto Mar		Montanhas e Cumes	
	m/s	W/m²	m/s	W/m²	m/s	W/m²	m/s	W/m²	m/s	W/m²
	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
			>7.5							
			5.5-7.5							
			<5.5							

Figura 2.2 – Atlas Europeu do Vento [6].

O AEV apresenta uma panorâmica geral do recurso eólico na Europa Ocidental, em termos da velocidade média (m/s) e da densidade de potência (W/m^2) médias anuais, à altura de 50 metros.

Pode-se verificar no AEV que as zonas mais ventosas situam-se a norte do Reino Unido assim como nas costas norte/oeste do continente Europeu. Por outro lado, o norte de Itália e sul de França são as zonas menos favorecidas em termos de recurso eólico. Portugal continental apresenta um regime de ventos médio.

2.2.2 – Modelo do vento

A velocidade e a direcção do vento estão constantemente a variar no tempo. Essas variações são registadas por aparelhos de medição concebidos para o efeito, e colocados estrategicamente no parque eólico. Distingue-se as variações em:

- **Anuais –** O regime dos ventos alteram-se de ano para ano, consoante as condições climatéricas. Para uma avaliação correcta de cada local é necessário recolher dados durante dois ou três anos.

- **Sazonais** – A radiação solar recebida na Terra é diferente de estação para estação do ano. O regime de vento altera-se devido à existência de estações do ano, o que resulta em significativas variações no regime dos ventos.

- **Diárias** – As variações diárias da velocidade do vento estão associadas aos ventos locais, brisas marítimas e terrestres. São causadas pelo aquecimento não uniforme da superfície da Terra ao longo do dia.

- **Curta Duração** – As variações de curta duração estão associadas tanto às pequenas flutuações quanto às rajadas de vento. As flutuações e a turbulência do vento podem afectar a integridade estrutural do sistema eólico, devido à fadiga que ocorre especialmente nas pás do aerogerador. Por outro lado, as rajadas, caracterizadas por aumentos bruscos de curta duração da velocidade do vento, geralmente acompanhadas por mudanças de direcção, merecem maior atenção.

Através de um registo significativo, pelo menos um ano, de medidas da velocidade do vento é possível descrever o vento no domínio da frequência. A representação espectral do vento corresponde à energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento e chama-se densidade espectral de energia.

O espectro do vento só é valido para caracterizar a zona onde foram efectuadas as medições, no entanto, tem-se constatado que a sua forma se mantém constante.

A Figura 2.2 representa as flutuações da velocidade do vento no domínio das frequências, primeiramente estabelecido por *Van Der Hoven* [5].

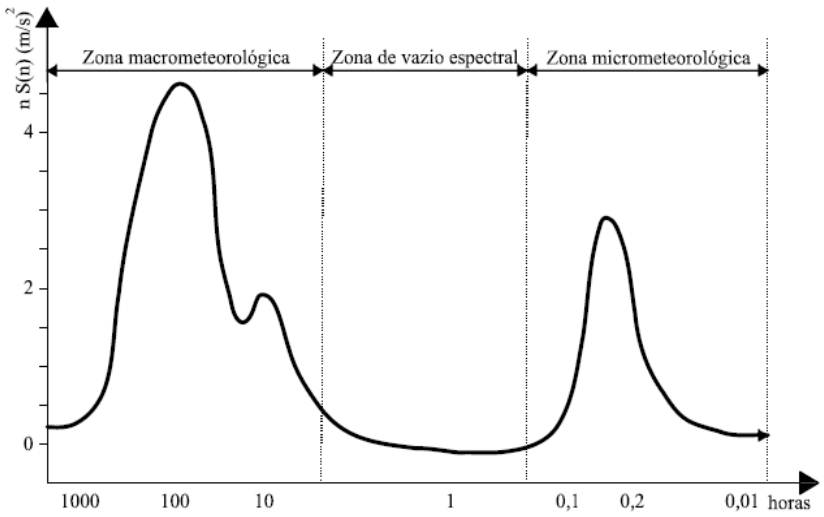


Figura 2.3 – Densidade espectral de energia.

Na Figura 2.3, observa-se três zonas distintas:

- **Zona macrometeorológica** – associada a frequências baixas, pode-se prolongar por períodos de alguns dias e está relacionada com o movimento de grandes massas de ar, como depressões ou anti-ciclones.

- **Zona micrometeorológica** – associada a frequências elevadas, tem a duração de alguns segundos e está relacionada com a turbulência atmosférica.

- **Zona de vazio espectral** – corresponde a períodos entre 1 e 8 horas e está relacionada com zonas de muita pouca energia.

A turbulência atmosférica é considerada um factor importante no projecto de aerogeradores uma vez que as variações súbitas da direcção do vento afectam a conversão de energia e submete os aerogeradores a esforços significativos. A variabilidade do vento faz com que a potência eléctrica também seja variável embora numa gama de frequências mais estreita, porque o aerogerador funciona como um filtro passa-baixo.

Uma vez que existe uma zona de muito pouca energia, a zona de vazio espectral, podem-se considerar as duas componentes características do vento. A turbulência é encarada como uma perturbação ao escoamento quase-estacionário caracterizado por uma velocidade média.

A equação 2.1 representa a expressão matemática da velocidade do vento $u(t)$ [5].

$$u(t) = \overline{u} + u'(t) \tag{2.1}$$

Na equação 2.1, $\overline{u}$ representa a velocidade média e $u'(t)$ a turbulência.

A velocidade média é determinada com base num período pertencente ao vazio espectral, normalmente entre 20 minutos e 1 hora e representa o regime quase-estacionário de energia disponível para o aerogerador. A turbulência afecta indirectamente a energia disponível, porque o aerogerador não reage a variações rápidas na velocidade ou na direcção do vento. Considerando apenas a velocidade média anual do vento mascaramos todas as flutuações, o

que pode afectar as estimativas da energia eléctrica produzida, uma vez que a potência depende do cubo da velocidade do vento.

2.2.3 – Vento quase-estacionário

Quando se está perante vento quase-estacionário, o problema das variações lentas pode ser ultrapassado recorrendo a distribuições estatísticas do tipo densidade de probabilidade, isto é, a probabilidade de a velocidade do vento ser igual a um determinado valor.

O número de ocorrências de cada velocidade média horária é contado e expresso em função do número total de horas do período em análise, idealmente de três anos, no mínimo, por forma a obter a descrição estatística do regime de ventos no local.

Os registos resultantes são um conjunto de valores discretos e a densidade de probabilidade representa, mais precisamente, a probabilidade de a velocidade do vento estar compreendida entre dois valores.

O problema será então definir uma largura da faixa delimitada por esses valores. Se a faixa for demasiada apertada pode-se estar a atribuir um peso excessivo a velocidades de vento que ocorrem poucas vezes. Se for demasiada larga pode-se não estar a contabilizar valores com peso significativo na distribuição de velocidades. Normalmente usa-se um valor de 1 m/s para a largura de banda, designada por classe de vento [5].

O gráfico apresentado na Figura 2.4, representa a frequência de ocorrência das velocidades médias diárias do vento [5].

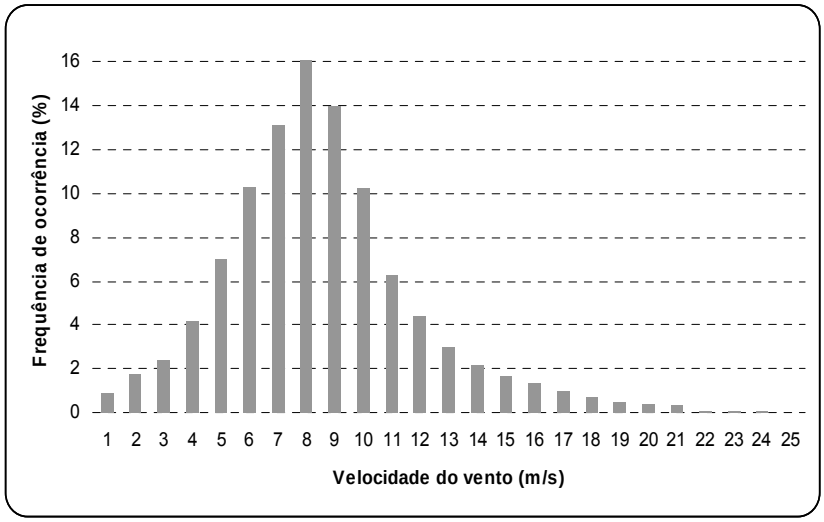


Figura 2.4 – Frequência de ocorrência da velocidade do vento (%).

A expressão analítica que mais se adequa a descrever os registos da densidade de probabilidade do vento é a distribuição de *Weibull*. A expressão matemática da função densidade de probabilidade de *Weibull*, $f(\overline{u})$ é [5]:

$$f(\overline{u}) = \frac{k}{c}\left(\frac{\overline{u}}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left[\left(\frac{\overline{u}}{c}\right)^{k}\right]\right\} \tag{2.2}$$

Na equação 2.2, $\overline{u}$ representa a velocidade média do vento, c um parâmetro de escala com as dimensões de velocidade e k é um parâmetro de forma sem dimensões.

A velocidade média anual do vento u_{ma} é dada pela equação 2.3 [5].

$$u_{ma} = \int_0^{\infty} \overline{u} f(\overline{u}) d\overline{u} \tag{2.3}$$

Na prática as distribuições discretas da velocidade média do vento são apresentadas em classes 1 m/s o que torna possível aproximar a equação 2.3 pela equação 2.4 [5].

$$u_{ma} = \sum_{\overline{u}=0}^{\overline{u}_{\max}} \overline{u} f(\overline{u}) \tag{2.4}$$

A função *Gamma*, Γ, relaciona os parâmetros c e k da distribuição de *Weibull* com as características da velocidade do vento, média anual e variância, através das equações 2.5 e 2.6 [5].

$$u_{ma} = c\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) \tag{2.5}$$

$$\sigma^2 = c^2\left[\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)\right)^2\right] \tag{2.6}$$

A função *Gamma* pode ser obtida com o comando *exp(gammaln(x))* do *Excel* e com o comando *gamma(x)* do *Matlab*.

O atrito entre a superfície terrestre e o vento resulta num retardamento da velocidade do vento provocado pelas camadas mais baixas nas camadas superiores, o que resulta numa variação da velocidade média do vento com a altura ao solo. O efeito da força de atrito é atenuado com a altura, até se anular a cerca de 2000 metros do solo.

Á zona caracterizada pela variação da velocidade do vento com a altura chama-se camada limite atmosférica. Ao nível do solo a condição fronteira obriga a que a velocidade média do escoamento seja nula e acima da zona limite atmosférica diz-se que a atmosfera é livre.

Chama-se camada superficial ou logarítmica à região da camada limite atmosférica que se estende até uma altura de cerca de 100 metros e é esta região que tem interesse para a instalação de aerogeradores. Na camada superficial, a topografia do terreno e a rugosidade do solo influenciam fortemente a velocidade do vento. Esta influência pode ser representada pela lei logarítmica de *Prandtl* [5], equação 2.7.

$$\overline{u}(z) = \frac{u_a}{k}\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \tag{2.7}$$

Na equação 2.7, $\overline{u}(z)$ representa a velocidade média do vento à altura z, u_a representa a velocidade de atrito, k é a constante de *Von Karman*, cujo valor é 0,4 e z_0 representa o comprimento característico da rugosidade do solo.

Como a velocidade de atrito, u_a, é difícil de calcular uma vez que esta varia com a rugosidade do solo, com a velocidade do vento e com as forças que se desenvolvem na atmosfera usa-se na pratica a equação 2.8[5].

$$\frac{\overline{u}(z)}{\overline{u}(z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \tag{2.8}$$

Na equação 2.8, $\overline{u}(z_R)$ representa a velocidade média à altura de referência z_R. Esta equação aplica-se em terrenos planos e homogéneos e não tem em consideração o efeito da topografia, de obstáculos e modificações na rugosidade do terreno.

Os valores típicos para o comprimento característico da rugosidade do solo, z_0, são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Valores típicos de z_0 [5].

Tipo de terreno	z_0 (m) Min.	z_0 (m) Max.
Lama / gelo	10^{-5}	3.10^{-5}
Mar calmo	2.10^{-4}	3.10^{-4}
Areia	2.10^{-4}	10^{-3}
Neve	10^{-3}	6.10^{-3}
Campo de cereais	10^{-3}	10^{-2}
Relva baixa / estepes	10^{-2}	4.10^{-2}
Descampados	2.10^{-2}	3.10^{-2}
Relva alta	4.10^{-2}	10^{-1}
Terreno com árvores	10^{-1}	3.10^{-1}
Floresta	10^{-1}	1
Povoação dos subúrbios	1	2
Centro da cidade	1	4

Deve ser considerado o facto do valor de z_0 ser influenciado pela variação da direcção do vento e flutuar entre os meses de Inverno e de Verão.

2.2.4 – Vento turbulento

A analise de vento turbulento é mais difícil de se efectuar, uma vez que a turbulência atmosférica é uma característica do escoamento e não do fluído.

A turbulência é completamente irregular, logo não pode ser analisada de uma forma determinística, é necessário usar técnicas estatísticas. A componente flutuante do vento pode conter energia significativa em frequência próximas das frequências de oscilação da estrutura do aerogerador e assim sendo é necessário ter em atenção os esforços a que o aerogerador fica submetida e considerar a turbulência como um fenómeno determinante no projecto dos aerogeradores.

Nos estudos de turbulência representam-se os desvios da velocidade do vento, $u(t)$, em relação à velocidade média do regime quase-estacionário, $\overline{u}$. Uma medida da turbulência é a variância, σ_u^2, que se calcula através da equação 2.9 [5].

$$\sigma_u^2 = \overline{u}^{'2} = \frac{1}{T}\int_{t_0-\frac{T}{2}}^{t_0+\frac{T}{2}} \left[u(t) - \overline{u}\right]^2 dt \tag{2.9}$$

A intensidade da turbulência, I_u, pode ser determinada com a equação 2.10[5].

$$I_u = \frac{\sigma_u}{u} \tag{2.10}$$

No entanto, a variância varia mais rapidamente com a velocidade média do que com a altura o que significa uma redução da turbulência com o aumento da altura. Na camada superficial é usual verificar-se a relação $\sigma_u = 2{,}5u_a$ o que permite escrever a equação 2.11 [5].

$$I_u(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \tag{2.11}$$

No projecto de aerogeradores é habitual elaborar-se o espectro de energia do vento a partir das medidas efectuadas ao longo do tempo. Desta forma, é possível identificar frequências associadas a um nível superior de energia, para que os modos oscilatórios próprios dos aerogeradores evitem essas frequências.

O efeito do vento e da turbulência nas estruturas é um factor importante no projecto dos aerogeradores.

2.2.5 – Efeitos do vento

O vento apresenta também características especiais que têm que ser consideradas nos projectos dos parques eólicos.

Os obstáculos tais como edifícios, árvores, formações rochosas, etc., afectam o escoamento do vento na área envolvente ao obstáculo e provocam um abrandamento significativo da velocidade. A zona de turbulência pode-se estender até 3 vezes o tamanho do obstáculo e é mais intensa na parte jusante do que a montante do obstáculo, Figura 2.5.

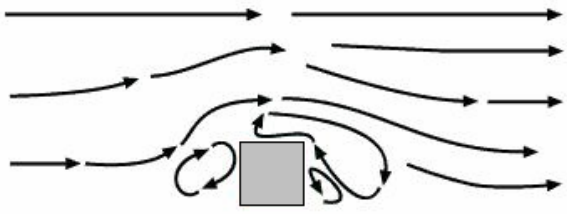


Figura 2.5 – Escoamento do vento na área envolvente ao obstáculo [7].

A diminuição da velocidade do vento depende das dimensões e da porosidade do obstáculo. A porosidade do objecto pode ser determinada através da equação 2.12 [5].

$$p = 1 - \frac{A_T}{A_{ef}} \tag{2.12}$$

Na equação 2.12, A_T representa a área total ocupada pelo obstáculo e A_{ef} a sua área efectiva.

Os edifícios têm porosidade nula enquanto nas árvores a porosidade varia de estação para estação do ano consoante o número de folhas. Deve-se evitar a presença de grandes obstáculos perto dos aerogeradores, e em particular nas direcções do vento dominante, ou seja, os obstáculos que se encontrem a menos de 1 km, medido segundo uma das direcções de vento dominantes, devem ser considerados no projecto de um parque eólico.

O efeito de esteira é outro aspecto a ter em atenção, uma vez que a jusante do aerogerador forma-se uma esteira de vento turbulento, como está representado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Efeito esteira [7].

O vento na parte de trás do aerogerador apresenta um conteúdo energético bastante mais pobre em relação ao vento incidente. Por este motivo, é necessário dispor os aerogeradores no parque eólico para que este efeito do parque seja minimizado. Normalmente, procuram-se espaçar os aerogeradores como se monstra na Figura 2.7. A distância mínima entre dois aerogeradores é equivalente a três diâmetros do rotor. Na direcção do vento dominante a distância deve ser de cinco a nove vezes o diâmetro do rotor. Mesmo com estas medidas, estima-se uma perda de energia devido ao efeito de esteira de cerca de 5%.

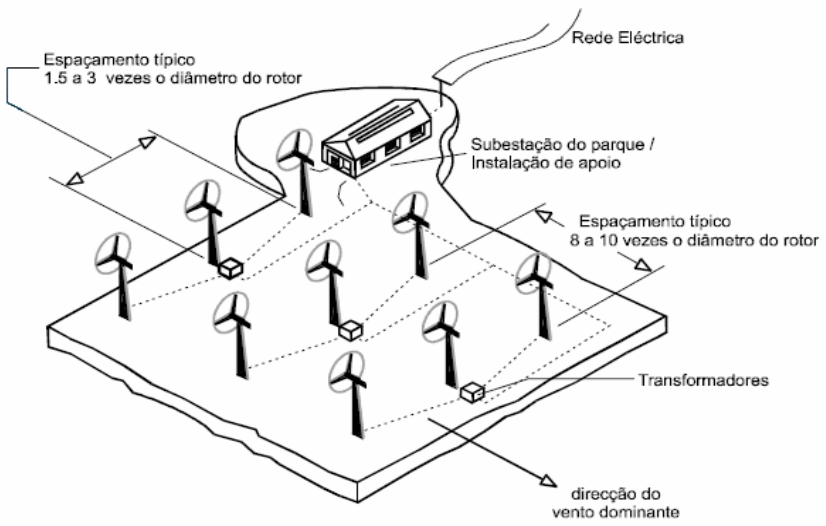


Figura 2.7 – Disposição dos aerogeradores [8].

O efeito túnel surge quando o vento passa entre dois edifícios altos ou por entre duas colinas. O ar é comprimido e a velocidade do vento aumento consideravelmente. Este fenómeno poderia ser aproveitado com a colocação de aerogeradores entre as colinas, em teoria, no entanto, em colinas muito acidentadas, a turbulência anula as vantagens do efeito túnel e pode provocar problemas de fadiga nos materiais.

É usual instalar os aerogeradores perto do topo das colinas, para aproveitar o efeito colina. A velocidade do vento neste locais é superior do que nas áreas periféricas, devido à compressão que o vento sofre na zona onde sopra, e que, ao chegar ao topo da colina pode voltar a expandir-se pela ladeira a sotavento da colina. Caso a colina seja muito acidentada, pode formar-se turbulência e anular este efeito.

2.3 – Potência eólica

O princípio de funcionamento de um aerogerador baseia-se no aproveitamento de parte da energia cinética associada ao movimento de uma dada massa de ar. A energia cinética, *Ec* (J), associada a uma massa de ar, *m* (kg), que se desloca a uma velocidade, *v* (m/s). A energia cinética pode ser calculada através da equação 2.13.

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \tag{2.13}$$

A massa de ar em movimento ao atravessar a secção plana transversal do rotor *A* (m^2), como demonstrado na Figura 2.8, ocupa um volume *V* (m^3).

$$V = Ad \tag{2.14}$$

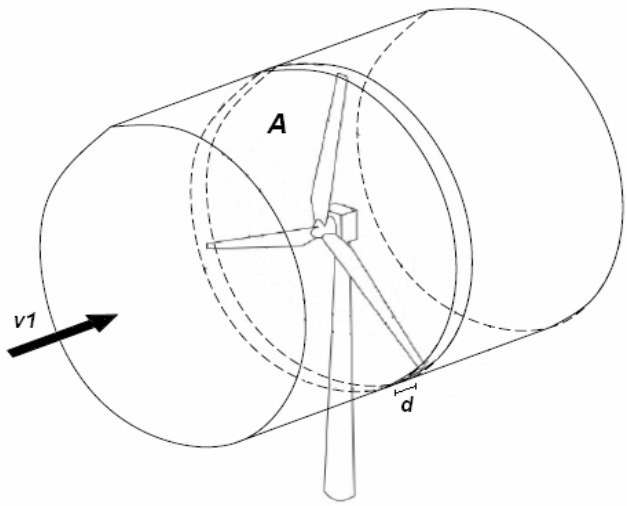


Figura 2.8 – Volume da massa de ar ao passar pelo rotor [7].

Se considerar a massa específica do ar, ρ=1,225 kg/m^3, em condições de pressão e temperatura normais obtém-se a equação 2.15.

$$\rho = \frac{m}{V} \Leftrightarrow m = \rho V \Leftrightarrow m = \rho A d \tag{2.15}$$

Se substituir *m* na equação 2.13 pela expressão equivalente, equação 2.15, obtém-se a equação 2.16.

$$E_c = \frac{1}{2}(\rho A d)v^2 \tag{2.16}$$

Pode-se assim, definir a equação para a potência disponível no vento P_d (W), na unidade de tempo *t* (s), como na equação 2.17.

$$P_d = \frac{E_c}{t} = \frac{1}{2}\frac{\rho A d}{t}v^2 \tag{2.17}$$

A razão entre a distância *d* percorrida pelo vento e o tempo *t* gasto para percorrê-la é a própria velocidade do vento. Obtém-se assim a equação 2.18[5].

$$P_d = \frac{1}{2}\rho A v^3 \tag{2.18}$$

Como se pode verificar na equação 2.18, a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento.

No entanto, a Figura 2.8 não representa o que acontece na realidade quando uma massa de ar em movimento atravessa a secção plana transversal do rotor do aerogerador. O modelo de *Betz*, apresentado na Figura 2.9, procura representar o que realmente acontece quando a massa de ar passa pela secção plana transversal do rotor.

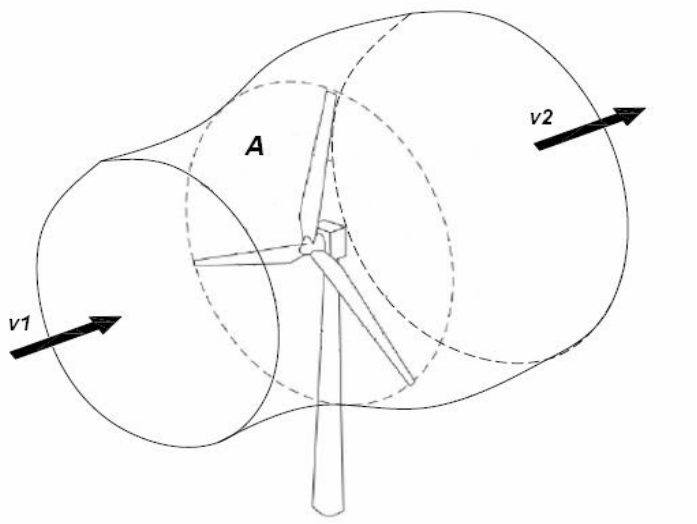


Figura 2.9 – Modelo de Betz [7].

Quando a massa de ar em movimento atravessa a secção plana transversal do rotor, ocorre um processo intermédio de conversão de energia cinética em pressão, acompanhando a diminuição gradual da velocidade imposta pela presença do aerogerador. De seguida, a pressão desce bruscamente, de tal forma que após *A* é mais baixa do que a pressão do meio envolvente. A jusante de *A*, a pressão cresce gradualmente até atingir de novo o valor da pressão atmosférica e a velocidade diminui segundo um processo de conversão idêntico ao que ocorre a montante de *A*. Assim, os valores de pressão estática entre dois pontos, um a montante e outro a jusante do rotor, são iguais, verificando-se uma diminuição da energia cinética.

Admitindo que a velocidade em *A* é a velocidade média, $v_{média}$, calculada a partir da equação 2.19.

$$v_{média} = \frac{v_1 + v_2}{2} \tag{2.19}$$

A massa de ar que atravessa *A* por unidade de tempo, $\dot{m}$ (Kg/s), é obtida com a equação 2.20 [7].

$$\dot{m} = \rho A v_{média} = \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} \tag{2.20}$$

A potência extraída, P_e (W), do vento pelo rotor do aerogerador é dada pela equação 2.21[7].

$$P_e = \frac{1}{2}\dot{m}(v_1^2 - v_2^2) \tag{2.21}$$

Substituindo na equação 2.21, $\dot{m}$ pelo valor expresso pela equação 2.20, obtém-se a equação 2.22.

$$P_e = \frac{1}{2}\rho A \frac{v_1 + v_2}{2}(v_1^2 - v_2^2) \tag{2.22}$$

Se dividir a equação 2.22 pela equação 2.18, ou seja, se dividirmos a potência extraída pela potência disponível, obtém-se a equação 2.23.

$$\frac{P_e}{P_d} = \frac{\frac{1}{2}\rho A \frac{v_1 + v_2}{2}(v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2}\rho A v_1^3} \tag{2.23}$$

Ao simplificar a equação 2.23 obtém-se a equação 2.24.

$$\frac{P_e}{P_d} = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{v_2}{v_1} - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^3\right) \tag{2.24}$$

A equação 2.24 é conhecida por coeficiente de potência, C_p, e descreve a fracção de energia cinética, da massa de ar em movimento que incide no rotor, que é convertida em energia mecânica.

Através da equação 2.24 pode-se traçar o gráfico da Figura 2.10.

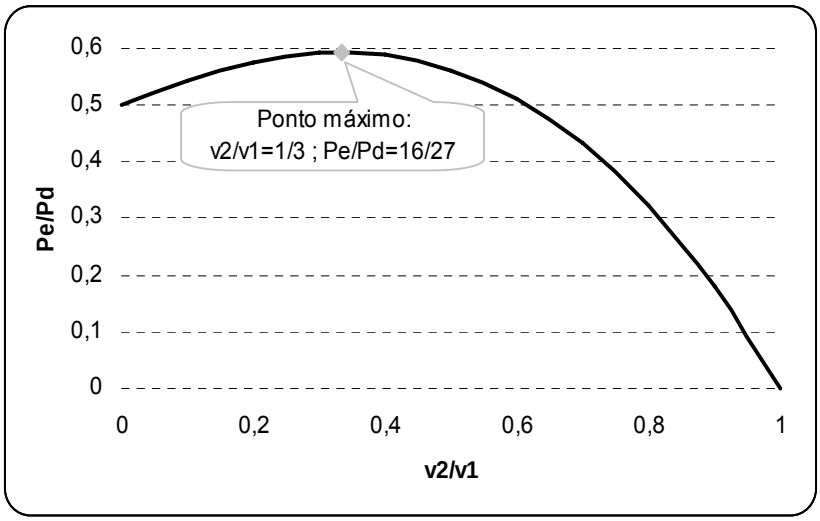


Figura 2.10 – Limite de *Betz*.

Verifica-se no gráfico da Figura 2.10 que o valor máximo de C_p é 16/27 (0,593).

A potência disponível na massa de ar em movimento não é totalmente convertida em potência mecânica. Se assim fosse, o vento ao ultrapassar a secção plana transversal do rotor do aerogerador apresentava uma velocidade nula, o que não acontece. O rendimento teórico desta conversão de energia eólica em energia mecânica é de 59,3% e é conhecido por limite de *Betz*.

2.3.1 – Potência eléctrica

Os aerogeradores são projectados para fornecerem a potência nominal à velocidade nominal do vento. A velocidade nominal do vento varia de local para local, o que obriga a um ajustamento da velocidade nominal de cada aerogerador mediante a sua localização. É habitual a velocidade nominal encontrar-se entre os 12 e 15 m/s[5].

Para velocidades de vento reduzidas (*cut-in wind speed*), normalmente cerca de 5 m/s dependendo do local, não compensa estar a produzir energia. Para velocidades superiores à velocidade do vento nominal não há nenhumas vantagens económicas, pelo que o investimento em aerogeradores mais robustos que suportem essas velocidades não se justifica. Assim o aerogerador é regulado para funcionar à potência constante, provocando-se, artificialmente, uma diminuição no rendimento.

Quando a velocidade do vento aumenta perigosamente (*cut-out wind speed*), ou seja, quando é superior a um valor compreendido entre 25 m/s e 30 m/s dependendo do local, o aerogerador é desligado por razões de segurança [5].

A Figura 2.11 representa a curva de potência eléctrica em função da velocidade do vento de um aerogerador de 1750 kW do fabricante Vestas, modelo V66 1750/66 [7].

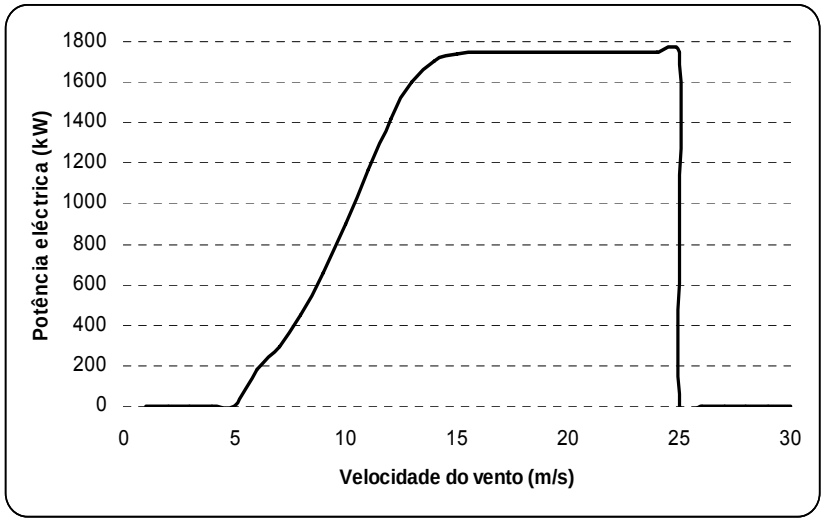


Figura 2.11 – Curva de potência eléctrica.

2.3.2 – Energia eléctrica produtível

Em termos energéticos, conhecendo um perfil de ventos fiável numa base alargada, pode-se definir o valor esperado para a energia eléctrica produtível anualmente E_a, como na equação 2.25 [5].

$$E_a = 8760 \int_{v_0}^{v_{\max}} f(\overline{v}) P_e(\overline{v}) d\overline{v} \qquad (2.25)$$

Na equação 2.25, $f(\overline{v})$ representa a densidade de probabilidade da velocidade média do vento, $P_e(\overline{v})$ representa a característica eléctrica do sistema de conversão de energia eólica, v_0 representa a velocidade de *cut-in* e $v_{\max}$ representa a velocidade de *cut-out*. Este

integral só pode ser resolvido analiticamente se forem conhecidas as funções $f(\overline{v})$ e $P_e(\overline{v})$. Se não for esse o caso pode ser resolvido numericamente com recurso ao método de integração trapezoidal.

Normalmente, estão disponíveis distribuições discretas pelo que usa-se a equação 2.26 em vez da equação 2.25.

$$E_a = \sum_{v_0}^{v_{max}} f_r(\overline{v}) P_e(\overline{v}) \tag{2.26}$$

Na equação 2.26, $f_r(\overline{v}) = 8760 \times f(\overline{v})$ é a frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento.

Quando a função de probabilidade acumulada $F(\overline{v})$ é conhecida pode-se calcular o valor esperado para a energia produtível anualmente, recorrendo à equação 2.27. Deve-se usar o valor médio da potência retirado da característica eléctrica do aerogerador.

$$E_a = 8760 \sum_{i=v_1}^{v_{max}} \left[(F(i-1) - F(i)) \frac{P_e(i) + P_e(i-1)}{2} \right] \tag{2.27}$$

2.4 – Parques eólicos offshore

A instalação de parques eólicos ao largo da costa marítima ainda é pouco habitual, devido aos desafios técnicos de instalação que o local apresenta e ao sobre-investimento inicial.

Figura 2.12 – Parque eólico *offshore* [9].

Os oceanos e os mares são locais normalmente ventosos e apresentam um valor do comprimento da rugosidade do solo, z_0, baixo como se pode verificar na Tabela 2.1. Isto significa que são locais favoráveis para a instalação de aerogeradores o que significa maior produtividade.

As diferentes condições climatéricas a que os aerogeradores estão expostos resultam num maior desgaste nos componentes do mesmo, o que implica maior manutenção e menor durabilidade. Os aerogeradores devem ser instalado em águas pouco profundas porque a construção das fundações é mais difícil e dispendiosa à medida que a profundidade aumenta.

A tendência para o aumento da potência dos aerogeradores e a evolução do conhecimento da tecnologia das fundações contribui para que, a curto prazo, os parques eólicos instalados no mar sejam cada vez mais competitivos.

2.5 – Energia eólica no mundo

No final de 2007, a potência eólica instalada a nível mundial era de 94.123 MW. Comparativamente com o ano anterior, onde a potência eólica instalada era de 74.141 MW, verifica-se um acréscimo de 27% de potência eólica instalada.

E apresentado na Tabela 2.2 os dez países do mundo com maior potência eólica instalada.

Tabela 2.2 – Países com maior potência eólica instalada em 2007 [10].

País	Potência Eólica (MW)	(%) potência total
Alemanha	22.247	23,6
Estados Unidos	16.818	17,9
Espanha	15.145	16,1
Índia	8.000	8,5
China	6.050	6,4
Dinamarca	3.125	3,3
Itália	2.726	2,9
França	2.454	2,6
Reino Unido	2.389	2,5
Portugal	2.150	2,3
Resto do mundo	13.019	13,8
Total top 10	81.104	86,2
Total	94.123	100.0

No final do ano de 2007, a Alemanha é o país com maior capacidade para aproveitar a energia eólica, com 22.247 MW de potência eólica instalada. Portugal surge na décima posição, com 2.150 MW, logo a seguir ao Reino Unido.

Verifica-se que 86,2% da potência eólica instalada no mundo, no final de 2007, é distribuída por apenas dez países, o que significa que apesar da energia eólica ser hoje um recurso energético com potencialidade reconhecida, ainda está pouco difundido.

Segundo o relatório de 2007 da *Global Wind Energy Council* (GWEC) 60,7% da capacidade de produção de potência eólica a nível mundial está instalada na Europa. Comparativamente com o ano de 2006 registou-se um aumento de 8591 MW, ou seja, a potência eólica instalada na Europa aumentou de 48.545 MW (valor registado no final de 2006) para 57.136 MW (valor registado no final de 2007) [9, 10].

2.5.1– Alemanha

No final do ano de 2007, a Alemanha tinha 19.460 aerogeradores instalados o que corresponde a uma potência eólica instalada igual a 22.247 MW. A Alemanha é líder mundial em termos de potência eólica instalada. A produção de energia eléctrica nos parques eólicos satisfaz cerca de 7% das necessidades energéticas do país.

A Alemanha também é líder mundial no mercado da produção de aerogeradores. No ano de 2007, exportaram um montante igual a seis biliões de euros em aerogeradores e componentes, o que representa 22% do mercado mundial.

De acordo com a Directiva das Renováveis, o objectivo imposto à Alemanha até 2010 é de a produção de energia eléctrica proveniente de recursos renováveis representar 12,5% do consumo eléctrico do país. Em 2007, 14% do consumo eléctrico alemão era satisfeito por fontes de energia renovável. O governo alemão impôs, recentemente, como meta até 2020 que 25-30% do consumo de electricidade do país seja satisfeito por fontes de energia renováveis.

A Alemanha é pioneira no aproveitamento do seu potencial *offshore*. As projecções para a potência eólica instalada *offshore* prevêem a instalação de 500 MW até ao ano de 2010 e de 3.000 MW até ao ano de 2015. O primeiro projecto-piloto, o "*Alpha Vénus*", com 60 MW situado no mar do Norte, estará operacional em 2009.

A maioria dos parques eólicos *offshore* alemães serão construídos entre 20 e 60 km da linha da costa, e entre 20 e 40 m de profundidade, por motivos de preservação natural.

Em 2006, o governo alemão introduziu uma nova lei, "*The Infrastructure Acceleration Act*", que assegura que o custo de ligação dos *offshores* à rede eléctrica, para os aerogeradores instalados até 2011, será suportado pelos operadores das redes de transporte.

Para 2020 espera-se uma potência eólica *onshore* instalada de cerca de 45.000 MW, assumindo à partida um uso optimizado dos locais e sem restrições para o tamanho dos aerogeradores, com uma contribuição de 10.000 MW dos *offshore*. Isto significa 25% do consumo de energia eléctrica na Alemanha ou cerca de 150 TWh por ano [10].

2.5.2– Estados Unidos

A potência eólica instalada nos Estados Unidos é no final do ano de 2007 de 16.818 MW distribuídos por parques eólicos localizados em 34 Estados, com o Estado do Texas a liderar.

Estima-se que em 2008 os parques eólicos americanos produzam 48 biliões de kWh, o que corresponde a apenas 1% da energia eléctrica consumida nos Estados Unidos. De acordo com a *U.S. Energy Information Administration*, a energia eléctrica produzida nos Estados Unidos provém 50% do carvão, 20% da energia nuclear, 6% da energia hídrica, e a restante do petróleo e de energias renováveis não hídricas.

Em 2007 os projectos eólicos ocuparam 30% do total dos projectos de produção de energia, colocando a energia eólica como uma nova opção para a produção de electricidade. Este crescimento notável foi favorecido pelos benefícios fiscais concedidos pela "*Production Tax Credit*" (PTC) para a energia eólica. Mas a PTC e os incentivos fiscais para outras energias renováveis expirará no final de 2008, e se não ocorrer uma extensão destas medidas, as instalações da energia eólica americanas poderão ter os seus dias contados em 2009.

A *American Wind Energy Association* (AWEA) acredita que com uma forte política de apoio, é possível em 2030, produzir 20% de energia eléctrica a partir de energia eólica. Isto

irá permitir obter energia limpa, conservar os recursos hídricos, criar novos postos de emprego, aumentar o desenvolvimento económico rural e ajudar a alcançar alterações ambientais e climáticas benéficas em termos de efeito-custo.

2.5.3– Espanha

Espanha é o país da Europa que mais potência eólica instalou no ano de 2007. Instalou 3.522 MW, mais do dobro da potência eólica instalada em 2006, o que resulta num valor total de 15.145 MW de potência eólica instalada.

A energia eólica forneceu em 2007, 10% da procura de energia eléctrica em Espanha, com um valor de 26,000 GWh em 2007. Para 2008 espera-se que atinja cerca de 29,000 GWh.

O apoio para as tecnologias renováveis começou em 1980 com a " Lei para a Conservação de Energia". Desde essa altura, várias medidas foram tomadas para encorajar o desenvolvimento das energias renováveis, especialmente medidas legislativas e financeiras.

Em 1999, o governo espanhol definiu como objectivo que 12% da energia total consumida seja proveniente de fontes de energia renováveis até 2010. Em 2001, a Directiva das Renováveis estipulou que em 2010, pelo menos 29,4% do consumo eléctrico devia ter origem em fontes de energia renováveis. Em 2005, o governo espanhol definiu que a Potência eólica instalada deveria atingir os 20,000 MW em 2010.

A Espanha detém o maior dono de parques eólicos, a Iberdrola, bem como alguns dos mais importantes produtores de aerogeradores – Gamesa Eólica, Acciona Energy e a Ecotecnia. As empresas espanholas estão hoje envolvidas em operações de energia eólica em todo o Mundo.

O sector de energia eólica em Espanha está no caminho certo para atingir uma capacidade de 20,000 MW em 2010. A Associação Espanhola de Energia Eólica (AEEolica), estima para 2020, 40,000 MW de potência eólica instalada *onshore* e 5,000 MW para potência eólica instalada *offshore*, correspondendo a 30% do consumo em energia eléctrica [10].

2.6 – Energia eólica em Portugal

A maior parte da energia consumida em Portugal é importada e de origem fóssil (petróleo, carvão e gás natural).

Este panorama energético tem importantes implicações ao nível estratégico e do desenvolvimento económico nacional. Além do problema económico, a utilização de combustíveis fósseis provoca importantes impactos ambientais, designadamente, alterações climáticas, poluição do ar, água e solo e consequentemente na qualidade de vida das populações.

Para ultrapassar a vulnerabilidade em relação à segurança do abastecimento energético, Portugal viu-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente, promovendo e incentivando a utilização dos recursos energéticos endógenos. Portugal dispõe de vastos recursos energéticos renováveis e das tecnologias de energias renováveis que podem ser essenciais para suportar qualquer crise energética que venha a acontecer no futuro e fomentar o desenvolvimento do país de uma forma sustentável a nível energético.

A primeira legislação a regular a produção de energia eléctrica pelos produtores independentes foi publicada em 1988 (Decreto-Lei nº189/88 de 27 de Maio). Esta legislação

permitiu mobilizar investimentos do sector privado significativos em projectos de centrais em que o limite máximo da potência instalada era de 10 MVA e promover a utilização das chamadas energias renováveis, assim como o carvão nacional (hoje praticamente extinto) e os resíduos de origem industrial, agrícola e urbana.

Nessa altura, o conhecimento limitado do potencial eólico, a tecnologia que se encontrava ainda em desenvolvimento e a experiência reduzida com a tecnologia dos aerogeradores, por outro lado, o facto de a tecnologia das pequenas centrais hidroeléctricas ser uma tecnologia madura, levou a uma aposta na produção mini-hídrica e da cogeração, ficando produção de energia eólica em segundo plano.

Nos dias de hoje, assiste-se a um panorama diferente da energia eólica em Portugal. Nos últimos anos tem havido uma aposta clara neste tipo de produção de energia e em resultado disso torna-se já habitual deslumbrar aerogeradores isoladas ou agrupadas nas paisagens de varias localidades. Ouve-se falar de novos projectos, de mais investimentos, principalmente do sector privado e de inaugurações de mais parques eólicos.

Todo este dinamismo deve-se em primeiro lugar, à reestruturação do sector eléctrico, iniciada em 1995, com o estabelecimento do Sistema Eléctrico Publico (SEP) e do Sistema Eléctrico Independente (SEI) e o consequente fim da situação de monopólio detido pela empresa Energias de Portugal lEDP). Em segundo lugar a publicação de legislação específica com o fim de promover o desenvolvimento das energias renováveis, particularmente o Decreto-Lei nº312/2001, que altera procedimentos administrativos com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção, e o Decreto-Lei nº339-C/2001, que actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável à rede publica, introduzindo uma remuneração muito atractiva, diferenciada por tecnologia e regime de exploração. Por fim a aprovação da Directiva das Renováveis cujo objectivo para Portugal é atingir a meta dos 39% de produção de energia eléctrica a partir de Fontes de Energia Renovável (FER) até 2010, e os compromissos nacionais perante o Protocolo de Quioto [5].

No 1º semestre de 2007 entraram em funcionamento 9 parques eólicos, cujo acréscimo de potência corresponde a cerca de 15% na potência ligada à rede. No final do semestre a potência eólica instalada era de 1731 MW, correspondente a 148 parques. Destes 148 parque apenas 1 foi ligado à RNT enquanto os outros foram ligados à Rede de Distribuição (EDP Distribuição). A potência eólica ligada representa quase 17% do total da capacidade instalada no SEN, o dobro em relação ao fim de 2005.

A produção de energia eólica representou no 1º semestre de 2007 cerca de 8% do consumo total de energia eléctrica [11].

2.7 – Aerogeradores

Os sistemas de conversão de energia eólica mais comuns são os de eixo horizontal e são constituídos por 3 partes principais – Rotor, *Nacelle* e Torre. Na Figura 2.13 está representado as partes constituintes de um aerogerador de eixo horizontal.

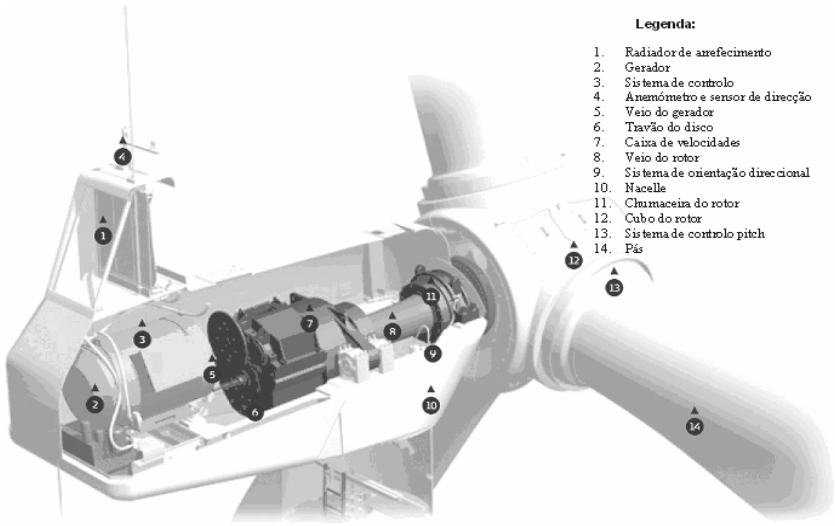


Figura 2.13 – Aerogerador Vestas V82 – Rotor e Nacelle [12].

2.7.1 – Rotor

O rotor é constituído pelas pás e pelo cubo do rotor. O rotor pode ser colocado a montante, *upwind*, ou a jusante, *downwind*, da torre. A versão *upwind* generalizou-se devido ao facto de o vento incidente não ser perturbado pela torre. A versão *downwind* permite o auto alinhamento do rotor na direcção do vento, no entanto, o escoamento do vento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor.

A Figura 2.14 mostra a relação entre o diâmetro do rotor e a potência do aerogerador.

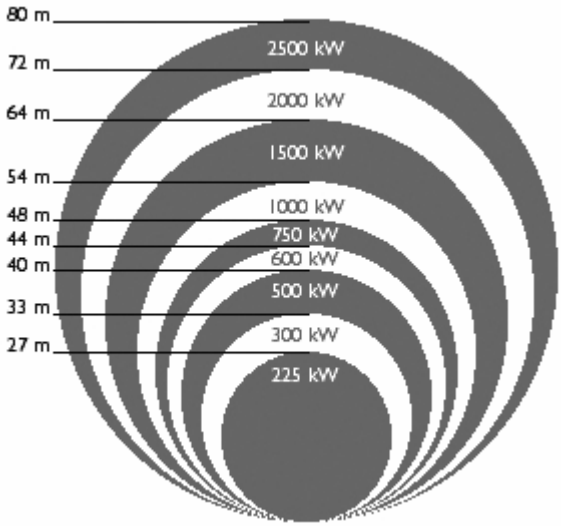


Figura 2.14 – Dimensões do rotor do aerogerador [7].

As pás do rotor são um elemento determinante no rendimento de um aerogerador. No projecto das pás do rotor recorre-se aos conhecimentos adquiridos ao longo do tempo na concepção de asas de avião. A configuração aerodinâmica das asas dos aviões torna possível o surgimento de forças de sustentação que faz com que eles não caem. Se invertermos a asa de um avião obtemos uma pá do rotor de um aerogerador. As forças que actuam nas pás do rotor estão representadas na Figura 2.15.

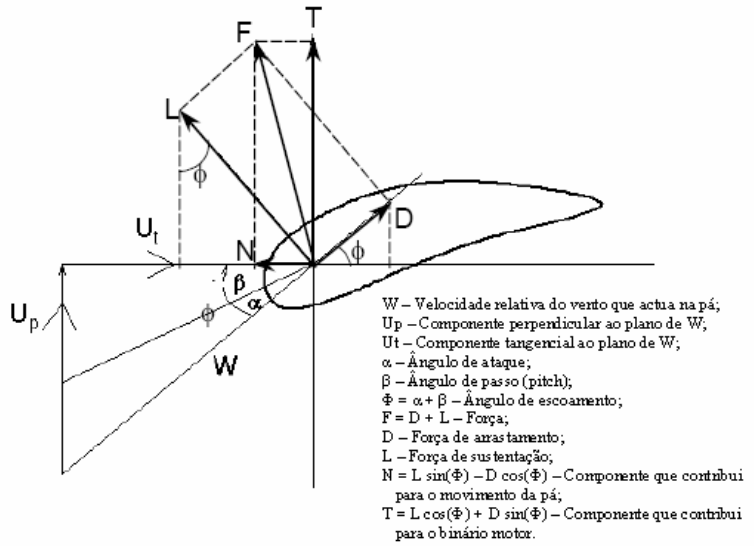


Figura 2.15 – Forças actuantes nas pás do rotor [5].

A solidez é definida pela razão entre a área total das pás e área varrida pelas pás. Se o diâmetro e a solidez das pás forem mantidos constantes, o aumento do número de pás é acompanhado com um aumento de rendimento, porque existe uma diminuição das perdas na extremidade das pás. Está estimado que quando se passa de duas para três pás a energia capturada ao vento aumenta cerca de 3 a 5%. No entanto, este valor vai diminuindo com o aumento do número de pás. A configuração que melhor optimiza a relação de benefício, preço-custo, é a de três pás.

As pás do rotor podem ser do tipo "*pitch*" ou do tipo "*stall*". A diferença entre estes dois sistemas é que enquanto no sistema de controlo "*pitch*" o controlo da potência mecânica é realizado por variação do ângulo de passo, *β*, das pás do rotor, no sistema de controlo "*stall*" esse mesmo controlo é conseguido através do desenho das pás do rotor. É habitual encontrar o sistema de controlo "*pitch*" em aerogeradores de velocidade variável e o sistema de controlo "*stall*" em sistemas de velocidade fixa.

O cubo do rotor, local de fixação das pás ao veio principal, deve baloiçar, *teetering hub*, ou seja, deve apresentar um ângulo de inclinação em relação à vertical, *tilt angle*, de maneira a colmatar os desequilíbrios resultantes da passagem das pás em frente à torre.

O rotor é sujeito a esforços mecânicos e a condições atmosféricas adversas ao longo da sua vida útil, o que obriga a uma selecção cuidadosa dos materiais usados na sua construção.

As pás de pequena dimensão, da ordem dos 5 metros, são normalmente construídas em madeira. Para a construção de pás de maior dimensão, da ordem dos 20 metros, recorre-se a técnicas avançadas de fabrico de materiais compósitos de madeira laminada. Os materiais compósitos, como plásticos reforçados com fibra de vidro, são os materiais mais usados no fabrico de pás dos aerogeradores, porque são materiais relativamente baratos, robustos, resistem bem à fadiga e são fáceis de moldar. As fibras de carbono constituem uma melhor opção sobre o ponto de vista mecânico, porém, são mais dispendiosas. O aço tem sido usado na construção dos aerogeradores de maior dimensão mas como é um material denso torna a estrutura muito pesada. Em alternativa, alguns fabricantes optam por ligas de alumínio que são mais leves e apresentam propriedades mecânicas melhores do que o aço, apesar de a sua

resistência à fadiga ser inferior. O desenvolvimento de novos materiais compósitos híbridos é uma aposta dos fabricantes para um futuro próximo.

2.7.2 – *Nacelle*

A nacelle é composta pelo veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidade no caso de existir, o gerador e o sistema de orientação direccional.

O veio principal transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades usada para adaptar a frequência do rotor do aerogerador, 0,33 Hz (20 rpm) ou 0,5 Hz (30 rpm), à frequência do gerador ou da rede eléctrica, 50 Hz. No veio principal, quando necessário, estão montadas as tubagens de controlo hidráulico dos travões aerodinâmicos.

O travão de disco é usado em caso de falha dos travões aerodinâmicos ou para operações de manutenção. O travão de disco pode estar localizado tanto no veio de baixa rotação como no veio de alta rotação, após a caixa de velocidades. Se estiver no veio de alta rotação o travão de disco é mais barato e de menor dimensão porque o binário de travagem a fornecer é menor, no entanto, no caso de falha na caixa de velocidades não há controlo sobre o rotor.

O gerador converte a energia mecânica disponível no veio de alta rotação em energia eléctrica. Os três tipos de máquinas eléctricas usadas para efectuar a conversão de energia são o gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo (gerador assíncrono), o gerador síncrono de íman permanente e o gerador de indução duplamente alimentado. No **Anexo A** é feita uma análise do funcionamento e configurações dos diferentes tipos de geradores.

O sistema de orientação direccional serve para alinhar o rotor com a direcção do vento, de forma a maximizar o rendimento do aerogerador. Este sistema é constituído por um motor que de acordo com a informação recebida de um sensor de direcção do vento, roda a *nacelle*, e consequentemente o rotor, até ficar adequadamente posicionada.

2.7.3 – Torre

A torre suporta a *nacelle* e o rotor a uma altura onde as pás possam girar com segurança e onde o rotor possa ser sujeito a velocidades do vento maiores e menos perturbadas do que junto ao solo. É habitual encontrar-se torres com sessenta e mais metros de altura. A estrutura tem que ser dimensionada para suportar cargas significativas e resistir à exposição a condições atmosféricas adversas ao longo da sua vida útil, normalmente vinte anos.

As torres podem ser de dois tipos, tubulares ou entrelaçadas. As torres tubulares são fabricadas em aço e apresentam uma escada interior que as torna mais seguras e permitem albergar alguns sistemas de controlo fundamentais ao funcionamento do aerogerador. As torres entrelaçadas são mais baratas e a sombra da torre na paisagem é atenuada. No entanto, em termos de impacto visual são desagradáveis e por isso têm vindo a ser progressivamente abandonadas.

2.7.4 – Aerogeradores de eixo vertical

Os aerogeradores de eixo vertical fazem uso do mesmo princípio básico das modernas turbinas hídricas, ou seja, o escoamento é paralelo ao eixo de rotação das pás da turbina.

Os aerogeradores de eixo vertical são de simples concepção e apresentam como vantagens o facto de todos os equipamentos se encontrarem ao nível do solo e a capacidade de captar os ventos sem necessidade de um mecanismo de orientação.

Por outro lado, esta solução apresenta inconvenientes que a tornam pouco competitiva em relação aos aerogeradores de eixo horizontal. Um dos grandes inconvenientes desta solução é o facto de não serem capazes de arrancar sem ajuda de um sistema auxiliar.O facto da velocidade do vento ser reduzido na base do aerogerador e a necessidade de espias de suporte para sustentar o eixo vertical faz com que esta solução seja pouco usual. Este tipo de aerogerador já não é fabricado comercialmente.

2.8 – Selecção do local de instalação de um parque eólico

O local de instalação de um parque eólico deve ser seleccionado cuidadosamente. O sucesso de um parque eólico, tanto a nível económico como operacional, depende do regime de ventos do local da sua instalação.

Locais com ventos fortes e persistentes, como os topos das montanhas, planaltos, planícies elevadas, zonas costeiras e vales quando ocorre efeitos de concentração local de ventos podem ser identificados através de mapas adequados, como cartas militares e mapas de isoventos caso estejam disponíveis [5].

Para caracterizar o regime de ventos de um local é necessário efectuar medições em vários pontos da zona envolvente por um período significativo de tempo, normalmente dois ou três anos.

As medições são efectuadas com anemómetros e sensores de direcção, que devem estar bem expostos a todas as direcções do vento e a uma distância dos obstáculos de, pelo menos, dez vezes a sua altura. Devem também estar a um nível aproximado da altura onde vai ficar o rotor do aerogerador para permitir correlacionar os dados recolhidos no local com registos existentes em estações meteorológicas próximas, ou para estimar o comprimento característico da rugosidade do solo, para o qual é necessário uma medida adicional à altura normalizada de 10 metros.

Normalmente, utilizam-se frequências de amostragem da ordem das décimas ou unidades de Hertz e as médias horárias são feitas com base em médias em intervalos de 10 minutos.

2.8.1 – Anemómetro

O anemómetro é um instrumento utilizado para medir a velocidade do vento. O mais comum e preciso é o anemómetro de conchas de Robinson, Figura 2.16.

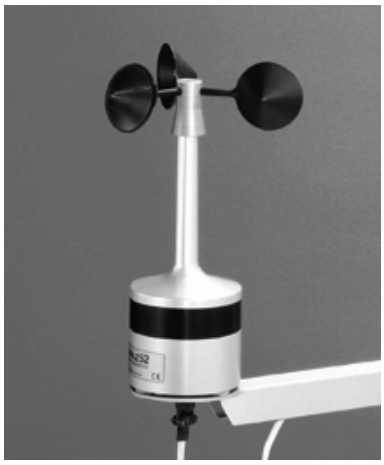


Figura 2.16 – Anemómetro de conchas de Robinson [13].

O rotor do anemómetro é formado por 3 conchas hemisféricas que accionam um mecanismo onde é instalado um sensor electrónico. A configuração deste anemómetro permite o seu funcionamento independentemente da direcção do vento. O facto da constante de tempo do anemómetro de copos de Robinson ser inversamente proporcional à velocidade do vento, isto é, a aceleração é mais rápida do que a desaceleração, representa a principal desvantagem deste instrumento de medida.

2.8.2 – Sensor de direcção

O sensor de direcção, Figura 2.17, é um instrumento utilizado para medir a direcção do vento.

Figura 2.17 – Sensor de direcção [13].

Os sensores de direcção fornecem uma tensão proporcional à direcção para onde apontam. Quando este aponta para norte é fornecida uma corrente máxima.

2.8.3 – Anemómetro sónico

Os anemómetros sónicos, Figura 2.18, são instrumentos mais sofisticados que permitem medir a velocidade e direcção do vento mesmo em situações de turbulência.

Figura 2.18 – Anemómetro sónico [13].

O princípio de funcionamento de um anemómetro sónico é o efeito de Doppler, ou seja, mede a velocidade do vento emitindo sinais de som de um sensor para outro, e medindo, então, a diferença de tempo de ida e da volta do sinal, que é proporcional à velocidade de som e do vento.

2.8.4 – Rosa-dos-ventos

Os dados recolhidos pelos instrumentos de medida são enviados para sistemas de aquisição de dados e armazenados localmente ou transferidos remotamente.

Os dados armazenados depois de devidamente tratados podem ser apresentados em tabelas, gráficos de frequências ou na forma de uma rosa-dos-ventos, Figura 2.19.

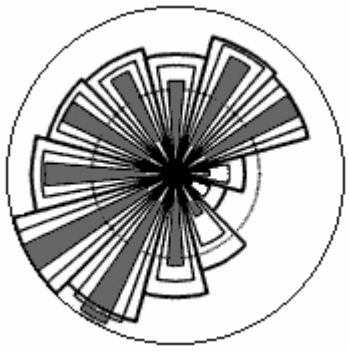


Figura 2.19 – Rosa-dos-ventos [7].

A rosa-dos-ventos da Figura 2.19 está dividida em 12 sectores que formam entre si um ângulo de 30º. Cada sector apresenta três medidas ou "cunhas".

A primeira cunha, a exterior, é proporcional à frequência relativa com que o vento sopra naquela direcção. A segunda cunha, ou seja, a do meio, indica a contribuição relativa da

direcção correspondente para a velocidade media do vento. A terceira cunha, a cheio, representa a contribuição relativa daquela direcção para a média do cubo da velocidade do vento.

A elaboração de uma rosa-dos-ventos é importante para a organização espacial dos aerogeradores, porque permite caracterizar um local em termos da velocidade e direcção do vento.

A frequência de ocorrência de cada velocidade do vento é útil em cálculos energéticos, pois permite encontrar a distribuição de *Weibull* que melhor se ajusta e encontrar uma expressão analítica que melhor descreve o perfil do vento.

2.8.5– Modelos físicos e modelos numéricos

Por vezes, recorre-se a modelos físicos da topografia do terreno que são realizados à escala e colocados num túnel de vento, onde são simuladas as condições de vento com padrões semelhantes às do local em análise. Esta técnica permite acelerar o processo de estudo de um local e obter resultados em algumas semanas.

Nos dias de hoje, com o recurso à informática, é possível recorrer a modelos numéricos para analisar o vento num local, numa fracção do tempo que seria necessário com os métodos tradicionais. O modelo mais usado na Europa é o *Wind Atlas Analysis and Application Programme* (WAsP). O regime de ventos num local é estimado a partir de dados existentes para um sítio de referência, normalmente registos meteorológicos disponíveis num período alargado de tempo [5, 14].

2.9 – Interligação de um parque eólico à rede eléctrica

As Redes eléctricas foram construídas com uma certa hierarquia e baseados na produção de electricidade em grandes centrais eléctricas. A interligação de produção distribuída, tal como a eólica, traz novos desafios de exploração dos SEE existentes.

As principais questões relacionadas com a interligação de um parque eólico à rede dizem respeito ao comportamento e desempenho dos aerogeradores, visto que uma falha da tecnologia pode causar graves problemas na rede. É necessário garantir que a interligação seja efectuada de forma robusta e segura.

2.9.1– Ponto de ligação do parque eólico à rede eléctrica

O ponto de ligação do parque eólico à rede eléctrica deve ser encontrado de modo a minimizar impactos negativos e optimizar os investimentos associados à execução do parque eólico e sua interligação à rede eléctrica receptora. Para tal é importante caracterizar a rede eléctrica receptora de forma a definir os parâmetros eléctricos e as condições de interligação do parque eólico.

Para definir os parâmetros eléctricos e as condições de ligação do parque eólico é necessário conhecer o nível e regulação da tensão no ponto de ligação, $U_n \pm \Delta U$ (V), o comprimento do ramal de interligação do parque eólico à rede eléctrica e a potência de curto-circuito da subestação principal de ligação do parque eólico ou do seu ramal, S_{cc} (VA).

Para avaliar o impacto na operação da rede e na qualidade de energia eléctrica local é necessário conhecer também as seguintes grandezas [15]:

- Ângulo de impedância de curto-circuito[1] - ψ_{cc} ;
- Características dos transformadores da subestação de ligação;
- Parâmetros característicos das linhas/cabos de transmissão;
- Regime de neutro.

A potência do parque eólico, S_{pe}, é relacionada com a potência de curto-circuito, S_{cc}, no local pela relação de curto-circuito, r_{cc}, definida pela equação 2.28 [15].

$$r_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_{pe}} \tag{2.28}$$

Redes eléctricas que apresentam um valor da relação de curto-circuito elevado são redes robustas.

É necessário também conhecer os principais parâmetros eléctricos que caracterizam os aerogeradores que incorporam o parque eólico:

- Potência activa nominal, P_n (kW);
- Tensão nominal, U_n (V);
- Potência reactiva em função da potência activa, $Q=f(P)$;
- Sistema de compensação de potência reactiva e estratégia de compensação;
- Potência reactiva nominal, Q_n (kVAr);
- Potência reactiva em vazio, Q_0 (kVAr);
- Corrente nominal, I_n (A);
- Potência máxima admissível, P_{max} (kW);
- Potência máxima instantânea, P_{inst} (kW).

O dimensionamento dos equipamentos de ligação, elevação de tensão e de protecção é realizado em função das potências máximas especificadas para cada tipo/modelo de aerogerador. A caracterização do fluxo de potência reactiva é essencial para a determinação

[1] Ângulo da impedância que representa um equivalente do sistema de potência num específico ponto da rede eléctrica.

da potência máxima na rede eléctrica e para a determinação dos níveis máximos e mínimos de tensão alcançados durante a operação do parque eólico em regime permanente, assim como o dimensionamento do sistema de compensação de potência reactiva é fundamental para definir a potência eléctrica nos condutores e transformadores e verificar o perfil de tensões da rede local.

A potência eléctrica aparente de uma aerogerador, S_{aerog} (VA), é definida pela equação 2.29 [15].

$$S_{aerog} = f\sqrt{(P_{\max})^2 + (Q_{\max})^2} \tag{2.29}$$

Na equação 2.29, f representa um factor de segurança somente aplicável quando os valores máximos admissíveis de potência para os aerogeradores não tenham sido fornecidos pelo fabricante, ver Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Factor de segurança [15].

Tipo de tecnologia usada/Regulação	*f*
"*stall*"	1,1 – 1,2
"*pitch*"	1,05 – 1,3
Conversores de potência	1,0

Os aerogeradores com sistema de controlo "*pitch*", sem mecanismos de controlo dos picos de potência, podem ser dinamicamente mais prejudiciais para a rede que os aerogeradores controlados por um sistema tipo "*stall*", porque as oscilações mais representativas são introduzidas na proximidade da potência nominal, onde o controlo de potência está em funcionamento contínuo. Quando a regulação é realizada por conversores de potência a potência máxima será limitada por este dispositivo.

Conhecendo a potência eléctrica aparente, S_{aerog}, é possível calcular a corrente eléctrica nominal, I_{aerog}, através da equação 2.30 [15].

$$I_{aerog} = \frac{S_{aerog}}{\sqrt{3}.U_n} \tag{2.30}$$

Na equação 2.30, U_n representa a tensão nominal nos terminais do aerogerador. A corrente eléctrica nominal é usada para especificar a secção mínima dos cabos eléctricos que ligam o aerogerador à subestação bem como a corrente eléctrica mínima do lado secundário do transformador.

A corrente eléctrica que percorre o ramal de ligação do parque eólico à rede eléctrica, I_{pe}, depende da tensão nominal no ponto da ligação, do número de aerogeradores e da corrente eléctrica nominal de cada aerogerador. E é especificada pela seguinte equação 2.31 [15].

$$I_{pe} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{I_{aerog,i}}{RT_i} \tag{2.31}$$

Na equação 2.31, $I_{aerogb,i}$ representa a corrente eléctrica nominal do aerogerador *i*, RT_i representa a relação de transformação do transformador do aerogerador *i* e N_t é o numero total de aerogeradores.

Por vezes, pode ser vantajoso, do ponto de vista económico, seleccionar um ramal de ligação e um transformador da subestação com uma potência inferior à potência nominal instalada no parque eólico. Para isso, é necessário que o parque eólico esteja equipado com um sistema de supervisão e controlo central para monitorizar a produção de energia eólica. Caso a produção exceda os limites da potência do ramal e do transformador, a produção do parque eólico é diminuída para um valor igual ao valor máximo admissível.

Os aerogeradores podem ser ligados à rede eléctrica directamente ou através de conversores electrónicos de potência. Este assunto é abordado de uma forma mais alargada no **Anexo A**.

A ligação directa é normalmente utilizada quando estamos perante aerogeradores equipados com geradores assíncronos (máquinas de indução), multiplicadores de velocidade e baterias de condensadores para a excitação do gerador. Este tipo de ligação é caracterizado pela sua rigidez com a rede eléctrica porque apenas permite pequenas variações de velocidade de rotação do eixo mecânico e grande parte das flutuações do vento no rotor é transmitida à rede eléctrica.

A ligação através de conversores electrónicos de potência permite uma ampla variação da velocidade no rotor, assim como a regulação do factor de potência. Permite a absorção dos picos de potência e variações bruscas do binário, que caso contrario seriam transmitidas à rede eléctrica. Por outro lado, os conversores electrónicos de potência são fontes de emissão de harmónicos de corrente.

Normalmente, os aerogeradores apresentam uma tensão nominal baixa (380 – 690 V) o que torna indispensável o uso de um transformador elevador para elevar a tensão até à tensão nominal da rede eléctrica. Este será instalado na subestação do parque eólico e pode ter um sistema de regulação de tensão em carga de forma a reduzir as variações estacionárias da tensão e assim melhorar a qualidade da tensão.

O nível de tensão a ser adoptado depende fundamentalmente do nível de potência e da disponibilidade do sistema eléctrico local. Os parques eólicos podem ser ligados a redes de distribuição ou transmissão, dependendo da potência eólica instalada e da proximidade dos as redes.

Na Figura 2.20, apresenta-se um esquema de uma ligação eléctrica de aerogeradores à rede eléctrica.

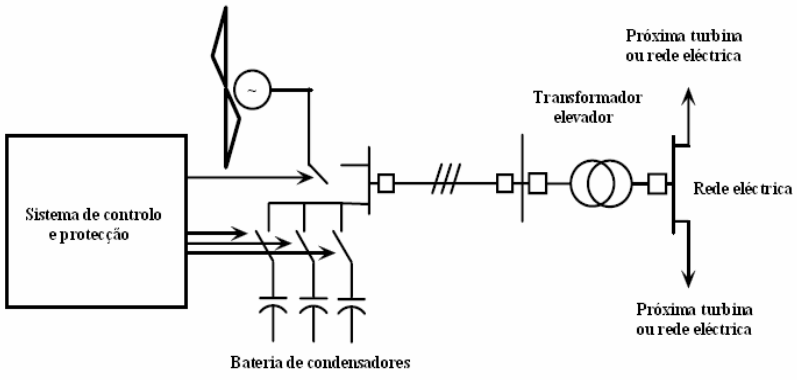


Figura 2.20 – Esquema de ligação de aerogeradores à rede eléctrica [15].

2.9.2– Impactos previsíveis nas redes eléctricas

A interligação de um parque eólico à rede eléctrica é responsável por vários impactos previsíveis, como:

- Variações da tensão do sistema;
- Congestionamentos de ramos da rede e de subestações;
- Aumento dos níveis de potência de curto-circuito;
- Qualidade da onda:
    - Níveis de *flicker*;
    - Nível de distorção harmónica.
- Problemas de estabilidade → comportamento dinâmico, estabilidade de tensão;
- Pré-despacho e despacho das unidades convencionais.

As variações da tensão podem ser separadas em dois tipos, as variações estáticas de tensão associadas as variações cíclicas diárias da velocidade do vento e as variações dinâmicas de tensão associadas a variações rápidas da velocidade do vento. As variações rápidas da velocidade do vento estão por sua vez associadas a turbulência e provocam um fenómeno de cintilação de tensão denominado por "*flicker*".

Através da relação de curto-circuito é possível definir à priori o tipo de análise mais indicada a ser efectuada, Tabela 2.4 [15].

Tabela 2.4 – Análises fundamentais em função da relação de curto-circuito [15].

Relação de curto-circuito	Análises fundamentais
$r_{cc} \geq 20$	Perfil de tensão no ramal. Nota: não deverão surgir problemas de ligação eléctrica.
$10 \leq r_{cc} < 20$	Análise estática do nível de tensão no ramal de ligação e no ramal de distribuição que serve a central eólica. Nota: podem ser necessário proceder a análises dinâmicas de tensão.
$r_{cc} < 10$	Análises dinâmicas da tensão nos ramais.

A análise baseada nos valores da relação de curto-circuito é usada em parques eólicos de pequena e média dimensão. No caso de ligações de grandes parques eólicos deve-se realizar uma análise dinâmica detalhada.

O ângulo de impedância de curto-circuito tem influência no nível de variação de tensão. Normalmente, as redes eléctricas de distribuição de energia apresentam uma característica resistiva e consequentemente ângulos reduzidos, próximos de 50º, o que faz com que a injecção de potência eleve a tensão no local.

Na análise estática do nível de tensão procura-se avaliar as variações lentas da tensão, que dependem, fundamentalmente, da potência de curto-circuito e do ângulo da impedância característica de curto-circuito no local de ligação à rede eléctrica. O impacto do parque eólico no nível de tensão da rede eléctrica local, na maioria dos casos com *X/R>>1*, depende do balanço entre os fluxos de potência activa *P* e reactiva *Q* no ramal.

O nível de tensão no ponto de ligação do parque eólico, U_{pe}, com a rede eléctrica é calculado recorrendo à equação 2.32 [15].

$$\left|U_{pe}\right| = \sqrt{\frac{U^2 + 2(RP+QX) + \sqrt{U^4 + 4(RP+QX)U^2 - 4(XP+RQ)^2}}{2}} \tag{2.32}$$

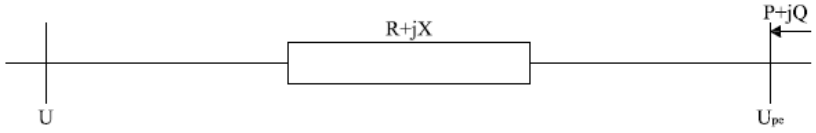


Figura 2.21 – Esquema unifilar da ligação de um parque eólico à rede eléctrica.

Na Figura 2.21, *U* representa a tensão nominal no barramento do sistema eléctrico, *R+jX* representa a impedância característica do ramal de ligação e U_{pe} é a tensão no barramento do parque eólico.

A Tabela 2.5 apresenta um resumo da convenção de sinais para o fluxo de potência no ramal de ligação.

Tabela 2.5 – Convenção de sinais para o fluxo de potência no ramal de ligação.

Potência activa	Potência reactiva	Factor de potência
P> 0 (injectado na rede)	Q> 0 (injectado na rede)	Capacitivo (0 <φ<90)
P> 0 (injectado na rede)	Q <0 (consumido da rede)	Indutivo (270 <φ<360)
P <0 (consumido da rede)	Q> 0 (injectado na rede)	Capacitivo (90 <φ<180)
P <0 (consumido da rede)	Q <0 (consumido da rede)	Indutivo (180 <φ<270)

A potência injectada, P_{inject}, no barramento é dada pela diferença entre a potência gerada $P_{ger.}$ no parque eólico e a potência consumida $P_{cons.}$, equação 2.33 [15].

$$P_{inject.} = P_{ger.} - P_{cons.} \tag{2.33}$$

O ângulo da impedância de curto-circuito é calculado com o recurso a equação 2.34 [15].

$$\tan(\psi_{cc}) = \frac{X}{R} \tag{2.34}$$

A variação de tensão no ponto de ligação pode ser aproximada, em termos percentuais, através da equação 2.35 [15].

$$\Delta U_{pe} \approx \frac{RP + XQ}{U^2} \times 100 \tag{2.35}$$

A equação 2.35 é valida para relações de curto-circuito elevadas, quando estamos perante relações de curto-circuito baixas recorre-se a equação 2.33. Quando a potência de curto-circuito é baixa é importante também observar o perfil da tensão no ramal de ligação considerando as cargas instaladas ao longo da linha de distribuição. Para tal, recorre-se a modelos de fluxo de potência.

Na análise dinâmica procura-se avaliar a evolução dinâmica da tensão no tempo para que os resultados possam ser usados para garantir que a emissão de flicker e/ou harmónicos a partir do parque eólico, está dentro dos limites estabelecidos. Para esta análise é necessário ter em conta o modelo do vento, o modelo dos aerogeradores e o modelo da rede eléctrica.

Os principais parâmetros eléctricos e os indicadores de qualidade de energia são:

- Potência nominal, P_n (kW);
- Velocidade do vento para a potência nominal, v_n (m/s);
- Potência aparente nominal, S_n (kVA);
- Potência reactiva nominal, Q_n (kVAr);
- Potência reactiva em vazio, Q_0 (kVAr);
- Corrente nominal, I_n (A]);
- Tensão nominal, U_n (V);
- Potência máxima admissível, P_{max} (kW);
- Potência máxima em 10 minutos, P_{10} (kW);
- Potência máxima admissível em 0,2 segundos, $P_{0,2}$ (kW);
- Potência reactiva em função da potência activa, $Q=f(P)$;
- Sistema de compensação de potência reactiva e estratégia de compensação;
- Curva de potência do aerogerador;
- Coeficiente de emissão de *flicker* em operação continua e operação de ligar e desligar;
- Coeficiente de afundamento de tensão devido à operação de ligar e desligar;
- Correntes harmónicas durante a operação contínua.

Enquanto os primeiros parâmetros dizem respeito ao dimensionamento do equipamento (transformadores, cabos, protecções) e análise das variações lentas de tensão, os três últimos

parâmetros estão relacionados com as variações dinâmicas de tensão e são utilizados para avaliar e verificar a qualidade da energia após a ligação do parque eólico à rede eléctrica.

Os parâmetros de emissão de *flicker* são medidos em testes de certificação para diferentes ângulos de impedâncias características da rede eléctrica e para diferentes velocidades médias do vento. Este parâmetro normalizado pode ser calculado para um aerogerador a partir da equação 2.36 [15].

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_{cc}, v_a)\frac{S_n}{S_{cc}} \tag{2.36}$$

Na equação 2.36, P_{st} representa o flicker emitido por um aerogerador para períodos curtos de tempo, P_{lt} representa o *flicker* emitido em períodos de tempo longos, $c(\psi_{cc},v_a)$ representa o coeficiente de emissão de *flicker* fornecido pelo fabricante, ψ_{cc} representa o ângulo característico da rede eléctrica, v_a representa a velocidade média anual de vento no local, S_n representa a potência nominal do aerogerador e S_{cc} representa a potência de curto-circuito no ponto de ligação.

As perturbações, provocadas por variações rápidas da produção do aerogerador, com impacto a nível de *flicker* são especificadas com as equações 2.37 e 2.38 [15].

$$P_{st} = 18N_{10}^{0,31}k_f(\psi_{cc})\frac{S_n}{S_{cc}} \tag{2.37}$$

$$P_{lt} = 8N_{120}^{0,31}k_f(\psi_{cc})\frac{S_n}{S_{cc}} \tag{2.38}$$

Nas equações 2.37 e 2.38, P_{st} representa o *flicker* emitido pelo aerogerador num curto período de tempo (10 minutos), P_{lt} representa o *flicker* emitido num período longo de tempo (120 minutos), $k_f(\psi_{cc})$ representa o coeficiente de emissão de flicker fornecido pelo fabricante, ψ_{cc} representa o ângulo característico da rede eléctrica, S_n representa a potência nominal do aerogerador, S_{cc} representa a potência de curto-circuito no ponto de ligação, N_{10} e N_{120} representam o número máximo de ligar e desligar permitidos pelo sistema de controlo em 10 e 120 minutos, respectivamente.

Um parque eólico é constituído por vários aerogerador, logo a equação 2.36 é ajustada para a seguinte equação 2.39 [15].

$$P_{st\sum} = P_{lt\sum} = \frac{1}{S_{cc}}\sqrt{\sum_{i=1}^{N_{te}}(c_i(\psi_{cc}, v_a)S_{n,i})^2} \tag{2.39}$$

Na equação 2.39, *i* representa o i-ésimo aerogerador do parque eólico e N_{te} representa o número total de aerogeradores.

As perturbações devidas a variações rápidas de produção dos vários aerogeradores com impacto a nível de flicker são especificadas com as equações 2.40 e 2.41 [15].

$$P_{st\sum} = \frac{18}{S_{cc}} \left(\sqrt{\sum_{i=1}^{N_{te}} N_{10} (k_{f,i}(\psi_{cc}) S_{n,i})^{3,2}} \right)^{0,31} \quad (2.40)$$

$$P_{lt\sum} = \frac{8}{S_{cc}} \left(\sqrt{\sum_{i=1}^{N_{te}} N_{120} (k_{f,i}(\psi_{cc}) S_{n,i})^{3,2}} \right)^{0,31} \quad (2.41)$$

O afundamento *d* da tensão em % devido a ligação de um aerogerador pode ser calculado através da equação 2.42 [15].

$$d = 100 k_u(\psi_{cc}) \frac{S_n}{S_{cc}} \quad (2.42)$$

Na equação 2.42, $k_u(\psi_{cc})$ representa o factor de variação da tensão do aerogerador. Este factor é fornecido pelo fabricante para os ângulos da impedância característica da rede eléctrica.

Os conversores electrónicos de potência que equipam alguns aerogeradores são, como já se tinha dito, fontes de corrente para determinados harmónicos. É importante identificar limites toleráveis para as correntes harmónicas injectadas na rede eléctrica pelos parques eólicos. O nível da componente harmónica em função da corrente nominal é dado pela equação 2.43 [15].

$$I_{h\sum} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{te}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^{\beta}} \quad (2.43)$$

Na equação 2.43, $I_{h,i}$ representa a h-ésima distorção harmónica de corrente, n_i representa a relação do transformador do i-ésimo aerogerador e β é retirado da Tabela 2.6 [15].

Tabela 2.6 – Coeficiente ß [15].

Ordem harmónica	β
h<5	1,0
5≤h≤10	1,4
h>10	2,0

É necessário ter em atenção que a equação 2.43 admite que os transformadores usados são convencionais e não se aplica a parque eólicos com aerogeradores iguais e que usem conversores electrónicos de potência do tipo "*line commuted*" [15].

Os congestionamentos resultam da saturação da rede eléctrica onde se realiza a ligação do parque eólico. Para avaliar congestionamentos numa rede de transporte devem ser simulados vários cenários de exploração da rede.

É normal a definição de requisitos técnicos mínimos relativamente à instalação de parques eólicos e à sua exploração, como [16]:

- Controlo de factor de potência;

- Admissão da possibilidade de recorrer ao controlo de potência activa ou interruptibilidade total ou parcial da produção;

- Definição de procedimentos e condições de ligação à rede eléctrica;

- Estabelecimento de condições especiais de operação no caso de incidentes na rede.

Em relação ao ultimo ponto, os sistemas de conversão de energia eólica devem ter capacidade de permanecerem em operação perante cavas de tensão, resultantes de defeitos na rede, não devendo ser desligados desta se o valor eficaz da tensão nos seus terminais se mantiver acima da curva definida na Figura 2.22, durante a ocorrência de uma perturbação na rede eléctrica que provoque uma cava de tensão e após a sua eliminação, para os tempos definidos na curva referida.

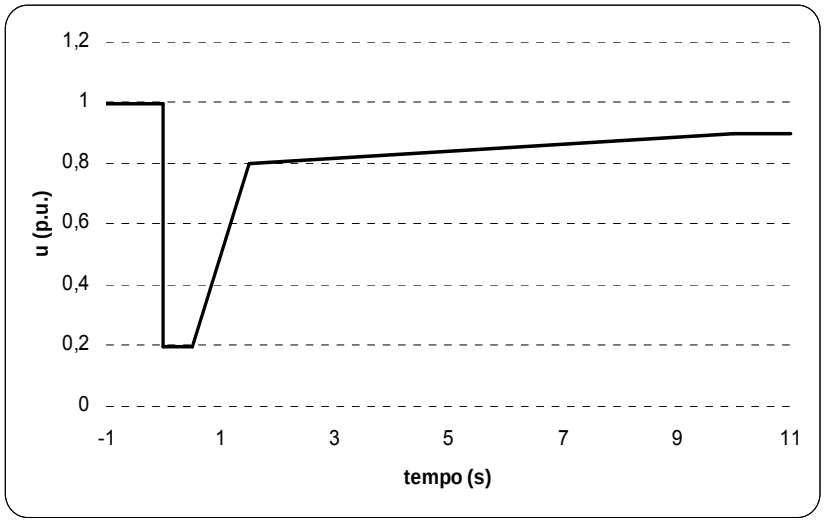


Figura 2.22 – Capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos trifásicos, monofásicos e bifásicos [16].

Os sistemas de conversão de energia eólica devem ter também capacidade para fornecer potência reactiva durante cavas de tensão proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede.

2.10 – Conclusões

Este capítulo tem como objectivo apresentar energia eólica e demonstrar a sua importância como fonte de energia. A energia eólica é, nos dias de hoje, a fonte de energia renovável com maior expansão em todo o mundo. Isto deve-se ao surgimento de políticas de incentivo aos projectos de parques eólicos e ao consequente progresso tecnológico.

O seu carácter intermitente traz alguns problemas de operação do SEE.

Capítulo 3

Fiabilidade de sistemas eléctricos de energia

3.1 – Introdução

A segurança do abastecimento de energia eléctrica, bem essencial ao funcionamento da sociedade moderna, assim como a qualidade e continuidade de serviço, exigem condições de funcionamento das redes com um elevado grau de fiabilidade. Para tal, é necessário garantir uma adequada margem de reserva, de forma a colmatar a saída de serviço de algum componente do sistema por avaria.

Os estudos de fiabilidade assumem uma especial importância na definição das margens de reserva e no planeamento de expansão de Sistemas Eléctricos de Energia.

3.2 – Fiabilidade

Define-se fiabilidade como "a probabilidade de um sistema ser capaz de desempenhar as suas funções de uma forma adequada, num dado período de tempo e nas condições de funcionamento especificadas"[17, 18].

Os componentes que constituem os sistemas estão sujeitos a avarias. Essas avarias ocorrem de forma aleatória no tempo, e não há forma de as prever com precisão quando acontecem. Desta forma, os modelos mais importantes adoptados em estudos de fiabilidade são probabilísticos.

O comportamento de sistemas ou componentes, que podemos admitir como reparáveis, ao longo da sua vida é caracterizado por um ciclo de funcionamento, avaria, reparação e recuperação do funcionamento. Este ciclo é representado graficamente na Figura 3.1.

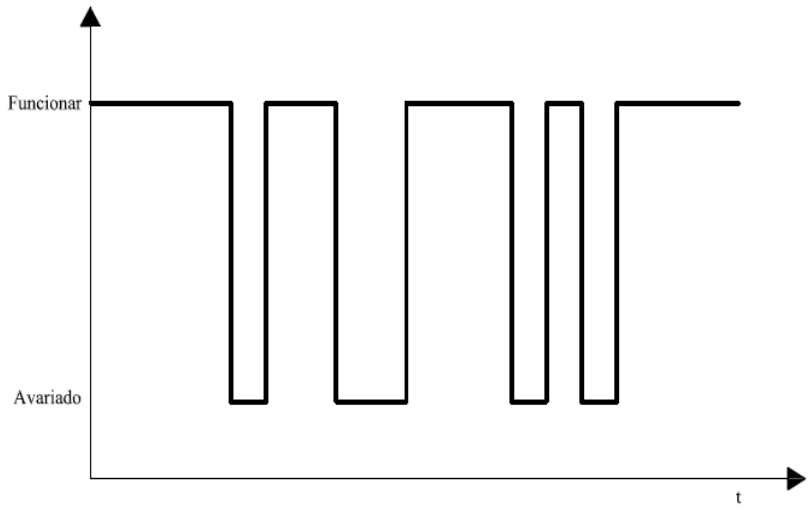


Figura 3.1 – Representação gráfica do ciclo F-A de um componente.

Admitindo que se pode encontrar o componente a funcionar (F) ou avariado (A), define-se uma variável aleatória *T*, associada aos dois estados em que o componente pode residir.

Se *T* representar o tempo que o componente permanece num determinado estado, a probabilidade de um componente funcionar até ao instante *t* é dada pela equação 3.1.

$$R(t) = P(T > t) \tag{3.1}$$

Definindo $f(t)$ como a função densidade de probabilidade (fdp) de X obtém-se as equações 3.2 e 3.3.

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \tag{3.2}$$

$$R(t) = F(\infty) - F(t) = 1 - F(t) \tag{3.3}$$

Por outro lado, a probabilidade de um componente avariar até ao instante *t* é dada pela equação 3.4.

$$Q(t) = P(T \leq t) \tag{3.4}$$

Em termos de função densidade de probabilidade, $f(t)$, tem-se as equações 3.5 e 3.6.

$$Q(t) = \int_0^t f(t)dt \tag{3.5}$$

$$Q(t) = F(t) - F(0) = F(t) \tag{3.6}$$

Associando a equação 3.3 à 3.6 obtém-se a equação 3.7.

$$Q(t) = 1 - R(t) \tag{3.7}$$

A função densidade de probabilidade, $f(t)$, relaciona-se com a função distribuição de probabilidade acumulada, $F(t)$, através da equação 3.8.

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \tag{3.8}$$

Logo, obtém-se a equação 3.9.

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \tag{3.9}$$

A probabilidade de um componente avariar no instante t, dado que funcionou até esse momento, é representada pela função taxa de avaria $\lambda(t)$.

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{P\left[t < X \leq t + \Delta t \mid X > t\right]}{\Delta t} \tag{3.10}$$

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{1}{\Delta t} \frac{P\left[t < X \leq t + \Delta t \cap X > t\right]}{P\left[X > t\right]} \tag{3.11}$$

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{1}{\Delta t} \frac{P\left[t < X \leq t + \Delta t\right]}{P\left[X > t\right]} \tag{3.12}$$

Sabe-se que, no caso de variáveis aleatórias contínuas, a função densidade de probabilidade é dada pela equação 3.13.

$$f(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{P\left[t < X \leq t + \Delta t\right]}{\Delta t} \tag{3.13}$$

Logo, define-se a função de taxa de avarias $\lambda(t)$, associada à variável aleatória T como na equação 3.14.

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = -\frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt} \tag{3.14}$$

Se integra a equação 3.14 da seguinte forma:

$$\lambda(t)dt = -\frac{1}{R(t)} dR(t) \tag{3.15}$$

$$\int_0^t \lambda(t)dt = \int_1^{R(t)} -\frac{1}{R(t)} dR(t) \tag{3.16}$$

$$\int_0^t \lambda(t)dt = -\ln R(t) \tag{3.17}$$

Encontra-se uma descrição da fiabilidade de um componente em função da taxa de avarias, equação 3.18.

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)dt} \tag{3.18}$$

Se considerar que a taxa de avarias é constante e independente do tempo, isto é se o componente estiver a funcionar no seu período de vida útil como na equação 3.19.

$$\lambda(t) = \lambda \tag{3.19}$$

Obtém-se as equações 3.20 e 3.21.

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{3.20}$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \tag{3.21}$$

Pode-se verificar nas equações 3.20 e 3.21, que se está perante uma distribuição exponencial e portanto, a sua função densidade de probabilidade é dada pela equação 3.22 [19].

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \text{ para } t \geq 0 \tag{3.22}$$

Na equação 3.22, o parâmetro que caracteriza a distribuição é λ, que representa a taxa de avarias.

O valor esperado, $E(T)$, da distribuição exponencial é dado pela equação 3.23 [19].

$$E(T) = \frac{1}{\lambda} \tag{3.23}$$

A variância, $V(T)$, da distribuição exponencial é dada pela equação 3.24 [19].

$$V(T) = \frac{1}{\lambda^2} \tag{3.24}$$

O valor esperado $E(T)$ representa o tempo médio até o componente avariar, m, ou MTTF – *Mean Time To Failure* [17, 20], equação 3.25.

$$m = MTTF = \frac{1}{\lambda} \tag{3.25}$$

O tempo médio de reparação, r, ou MTTR – *Mean Time To Repair*, permite calcular a taxa de reparação, μ [17, 20], através da equação 3.26.

$$\mu = \frac{1}{r} = \frac{1}{MTTR} \tag{3.26}$$

Associando analiticamente a taxa de avarias à taxa de reparação, *m*+*r*, obtém-se o tempo médio entre avarias ou MTBF – *Mean Time Between Failures*. O inverso do tempo médio entre avarias corresponde à frequência, *f*, do ciclo "funcionamento-avaria", que é obtida através da equação 3.27 [17, 20].

$$f = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{m+r} = \frac{1}{\frac{1}{\lambda}+r} = \frac{\lambda}{1+\lambda r} \text{ avarias/ano,} \tag{3.27}$$

A probabilidade de encontrar um componente avariado, ou indisponibilidade, *U*, de um componente é obtida através da equação 3.28 [21].

$$U = \frac{r}{m+r} = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \tag{3.28}$$

É importante também referir que a distribuição exponencial não "possui memória" logo a probabilidade de um componente avariar num intervalo de tempo *T* até *T*+*Δt*, dado que ele sobreviveu até ao tempo *T*, é independente de *T* [19].

3.3 – Fiabilidade de Sistemas de Produção

Os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) são sistemas complexos e de grande dimensão. Quando se pretende estudar a fiabilidade de um SEE, deve-se decompô-lo em subsistemas de forma a simplificar a sua análise. Normalmente, divide-se o SEE em Sistema de Produção (SP), Sistema de Transporte (ST) e Sistema de Distribuição (SD) [18].

Os diferentes sub-sistemas devem ser tratados de forma distinta e os seus níveis de fiabilidade devem ser definidos tendo em conta o modo de exploração e o grau de importância que cada um tem para o sistema [18].

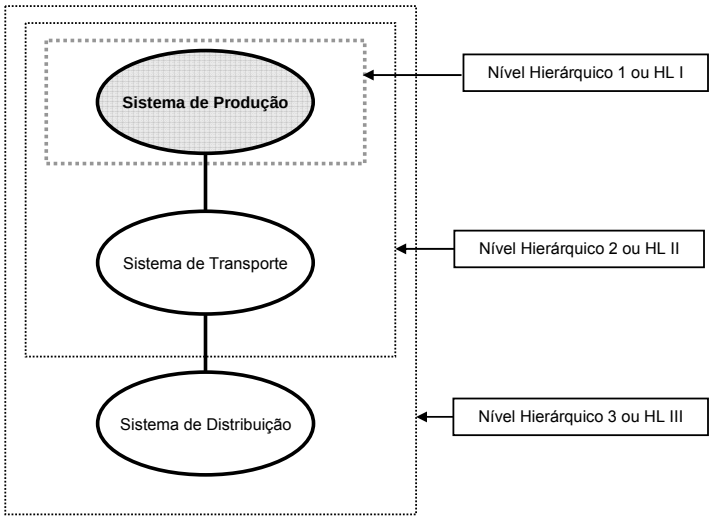


Figura 3.2 – Níveis Hierárquicos [17].

O Nível Hierárquico 1 ou HL I (*Hierarchical Level I*) compreende apenas o SP, enquanto o HL II inclui o SP e o ST e o HL III engloba o conjunto dos SP, ST e SD. Normalmente, os estudos referentes ao HL III não são realizados directamente, porque este tipo de estudos acarreta um nível de complexidade muito elevado em termos práticos. No entanto, nos últimos anos a capacidade instalada sob a forma de produção dispersa tem vindo a aumentar, e uma vez que esta, de uma forma geral, é ligada às redes de distribuição, tem vido a ser proposta e sentida a necessidade de alargar os estudos ao HL III [17].

No nível HL I é desprezado a rede de transporte, o que permite reduzir o modelo do sistema em estudo a um barramento único, como é representado na Figura 3.3 [17].

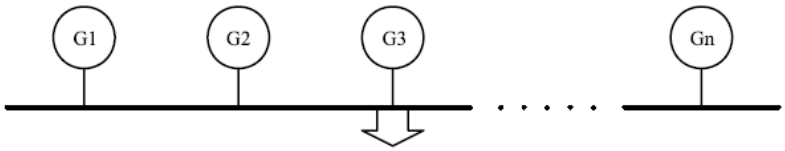


Figura 3.3 – Modelo de barramento único de um SEE.

A figura 3.4 representa de forma simples o modelo de abordagem seguido para efectuar estudos de fiabilidade do HL I [17, 21].

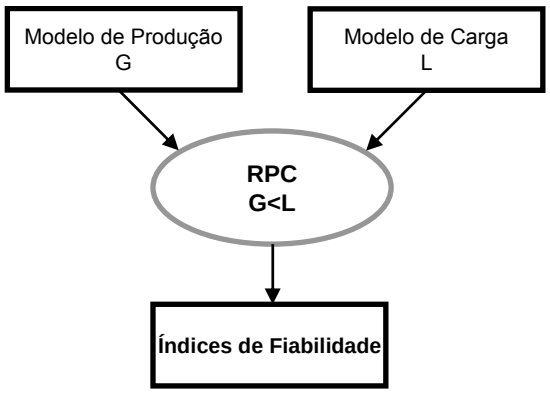


Figura 3.4 – Modelo de estudo da fiabilidade do HL I.

Verifica-se, através do modelo da Figura 3.4, que para estudo de fiabilidade relativos ao HL I é necessário:

- Elaborar um modelo de produção baseado nas características de funcionamento dos geradores;
- Construir um modelo de cargas recorrendo a diagramas de carga classificados;
- Combinar os dois modelos num modelo de risco de forma a encontrar os índices de fiabilidade [21].

Os estudos de fiabilidade do HL I são divididos em duas áreas distintas, estudos em regime estático e estudos em regime girante. A capacidade estática consiste na capacidade instalada no sistema e a capacidade girante representa a capacidade susceptível de entrar em funcionamento num dado intervalo de tempo [18].

Os estudos em regime estático são úteis para definir a capacidade a instalar no sistema a médio e longo prazo, para o que será necessário tomar em consideração as evoluções possíveis do consumo de energia eléctrica. A reserva estática deverá ser suficiente para garantir a satisfação dos consumos, mesmo quando há grupos que saem de serviço por avaria ou para manutenção não programada ou quando o consumo evoluiu de uma forma superior à prevista.

Os estudos em regime girante são úteis para definir a capacidade que deve estar salvaguardada, para que o consumo seja satisfeito em caso de avaria, a essa capacidade chamamos reserva girante. Para definir a reserva girante é necessário conhecer o tempo de arranque das diversas centrais que não estão em funcionamento.

Ambos os estudos devem ser realizados na fase de planeamento, no entanto, a determinação da reserva girante é um problema apenas da exploração do sistema [18].

Para elevar o nível de fiabilidade de um sistema é necessário efectuar investimentos. Nos estudos de fiabilidade procura-se encontrar um equilíbrio entre o investimento a efectuar e o nível de fiabilidade pretendido.

3.4 – Modelo de fiabilidade de um alternador convencional

Considerando um modelo simples de dois estados, como apresentado na Figura 3.5, para representar o funcionamento de um grupo, a probabilidade de encontrar o grupo fora de serviço é dada pela indisponibilidade, *U*, que é expressa em função da taxa de avarias, λ, e da taxa de reparação, μ, como na equação 3.29.

$$U = \frac{r}{m+r} = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \tag{3.29}$$

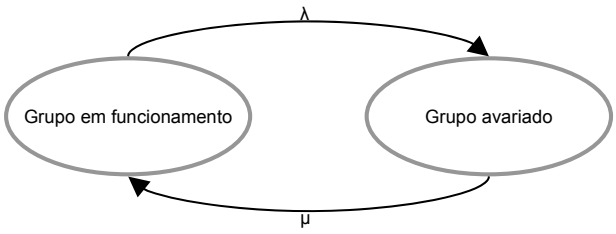


Figura 3.5 – Representação de um grupo com dois estados possíveis de residência.

A indisponibilidade, ou probabilidade de encontrar um grupo fora de serviço, é designada por "Forced Outage Rate" (FOR), equação 3.30 [21].

$$FOR = \frac{r}{m+r} = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \tag{3.30}$$

As FOR dependem do tipo de grupo, da idade, da potência, da existência ou não de manutenção adequada, etc. A determinação das FOR dos diversos geradores instalados num SP é feita através de registos cronológicos de incidentes, durante a sua exploração, enquanto que as FOR de novos grupos é estimada por analogia, consultando bases de dados internacionais e indicações dos fabricantes, onde é possível encontrar dados de grupos semelhantes [18].

3.5 – Capacidades fora de serviço

Para construir uma tabela das probabilidades das Capacidades Fora de Serviço (CFS), de um SP deve-se começar por considerar, inicialmente, um sistema constituído apenas pelo grupo de menor capacidade e, posteriormente, inclui-se os outros grupos por ordem crescente de capacidade.

Vai-se considerar um sistema simples, S1, constituído por três grupos com capacidade e valores das FOR apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Dados dos grupos.

Grupos	Capacidade (MW)	FOR
G1	10	0,1
G2 e G3	20	0,2

O grupo de menor capacidade é o G1, portanto vamos construir a tabela de CFS considerando que o sistema é apenas constituído por este grupo, Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Probabilidades das CFS de G1.

Estado de G1	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionar (F)	0	$0,9_{(P1)}$
Avariado (A)	10	$0,1_{(P2)}$

Vai-se agora, construir a tabela de CFS para o G2, Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Probabilidades das CFS de G2.

Estado de G2	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionar (F)	0	$0,8_{(P3)}$
Avariado (A)	20	$0,2_{(P4)}$

Agregando, de forma adequada, as probabilidades das Tabelas 3.2 e 3.3, obtém-se a Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Probabilidades das CFS de G1 e G2.

Estado de G1	Estado de G2	CFS (MW)	Probabilidade
F	F	0	$0,72_{(P1xP3)}$
A	F	10	$0,08_{(P2xP3)}$
F	A	20	$0,18_{(P1xP4)}$
A	A	30	$0,02_{(P2xP4)}$

Falta agora considerar o G3. Uma vez que, os valores de capacidade e FOR de G3 são iguais ao G2, a tabela das probabilidade das CFS de G3 é igual à Tabela 3.3.

Agregando, de forma adequada, as probabilidades das Tabelas 3.4 e 3.3, obtém-se a Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Probabilidades das CFS de G1, G2 e G3.

Estado de G1	Estado de G2	Estado de G2	CFS (MW)	Probabilidade
F	F	F	0	0,576
A	F	F	10	0,064
F	A	F	20	0,144
A	A	F	30	0,016
F	F	A	20	0,144
A	F	A	30	0,016
F	A	A	40	0,036
A	A	A	50	0,004

Verifica-se na Tabela 3.5 que existem duas maneiras de se obter uma CFS igual a 20 e 30 MW. Pode-se, pois, associa-las e construir a tabela de probabilidade de CFS do sistema em estudo, Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Probabilidades das CFS do sistema S1.

CFS (MW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,576	1
10	0,064	0,424
20	0,288	0,36
30	0,032	0,072
40	0,036	0,04
50	0,004	0,004

A coluna da direita da Tabela 3.6 corresponde à coluna das probabilidades acumuladas. A probabilidade acumulada fornece informação sobre a possibilidade de uma capacidade, ou qualquer outra superior, se encontrar fora de serviço.

Se pretender adicionar um novo grupo ao sistema tem-se que proceder da mesma forma, só que quando se está perante um sistema com um número considerável de grupos este processo tornasse bastante moroso. É necessário encontrar um processo sistemático para adicionar e retirar grupos da tabela das CFS.

Para tal, considera-se um novo sistema, S2, constituído por dois grupos, Tabela 3.7 [20].

Tabela 3.7 – Dados dos grupos.

Grupos	Capacidade (MW)	FOR
G1	10	0,1
G2	10	0,2

As probabilidades das CFS de S2 são apresentadas na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Probabilidades das CFS do sistema S2.

CFS (MW)	Probabilidade
0	0,72
10	0,26
20	0,02

Vai-se agora adicionar um novo grupo ao sistema S2, cujos dados são apresentados na Tabela 3.9, usando a **Regra Geral**.

Tabela 3.9 – Dados do grupo G3.

Grupos	Capacidade (MW)	FOR
G3	20	0,3

Regra Geral:

- Multiplicar os estados antigos pela probabilidade de o novo grupo estar a funcionar;
- Adicionar, aos novos estados, a probabilidade de o novo gerador estar avariado multiplicado pela probabilidade daquele estado anterior que, combinado com a saída forçada do novo gerador, dá o valor em causa da CFS.

Tabela 3.10 – Probabilidades das CFS do sistema S2, com G3.

Estados	CFS (MW)	Grupos Avariados	Cálculo	Probabilidade
Antigos	0	-	0,72x0,7	0,504
	10	G1 ou G2	0,26x0,7	0,182
	20	G1 e G2	0,02x0,7+0,72x0,3	0,230
Novos	30	G1 e G3 ou G2 e G3	0,26x0,3	0,078
	40	G1, G2 e G3	0,02x0,3	0,006

O processo descrito baseia-se na aplicação dos princípios da probabilidade condicionada, cuja fórmula é apresentada na equação 3.31 [19].

$$P(A) = P(A \mid B)P(B) + P(A \mid \overline{B})P(\overline{B}) \tag{3.31}$$

O calculo da probabilidade, *P*(*A*), associada ao estado *A* realiza-se interpretando a equação 3.31 da seguinte forma:

- *P*(*A* | *B*) – Probabilidade de se perder *A* dado que *B* funciona;
- *P*(*B*) – Probabilidade de *B* estar a funcionar;
- $P(A \mid \overline{B})$ - Probabilidade de se perder A dado que B esta avariado;
- $P(\overline{B})$ - Probabilidade de *B* estar avariado.

Esta análise permite encontrar, por analogia, uma fórmula de aplicação sistemática para adição de novos grupos a um sistema, apresentada na equação 3.32 [20].

$$P_{com}(X) = P_{sem}(X)(1 - FOR) + P_{sem}(X - C)FOR, \tag{3.32}$$

onde:

- *X* – Estado correspondente a uma CFS *X*;
- *C* – Capacidade do novo grupo;
- *p* – FOR do novo grupo;
- $P_{sem}(X)$ – Probabilidade associada ao estado *X*, na tabela anterior à adição de *C*;
- $P_{sem}(X\text{-}C)$ – Probabilidade associada ao estado *X*-*C*, na tabela anterior à adição de *C*;
- $P_{com}(X)$ – Probabilidade associada ao estado *X*, após à adição de *C*.

Para remover um grupo de uma tabela basta adaptar a equação 3.32, de forma a obter a equação 3.33.

$$P_{sem}(X) = \frac{P_{com}(X) - P_{sem}(X - C)p}{1 - p} \tag{3.33}$$

3.6 – Arredondar e truncar a tabela das probabilidades das CFS

À medida que o número de grupos aumenta, a tabela das probabilidades das CFS cresce. O problema é que esse crescimento pode ser excessivo dado a proliferação dos estados. Para controlar esta situação é necessário arredondar e truncar a tabela das probabilidades das CFS.

Truncar uma tabela significa desprezar os estados cujas probabilidades de ocorrência sejam inferiores a um dado valor. Por exemplo, na Tabela 3.6 a capacidade de 50 MW seria eliminada se estabelecermos um limite de 0,01, uma vez que a probabilidade de ocorrência é 0,004 [18].

Arredondar uma tabela significa reduzir o número de estados, englobando a influência dos estados de valor intermédio nos estados adjacentes. Para tal, utiliza-se técnicas de arredondamento, sendo a mais comum a da distribuição proporcional [20], equações 3.34 e 3.35.

$$P_X^{novo} = P_X^{anterior} + \frac{Y - C}{Y - X} P_C, \tag{3.34}$$

$$P_Y^{novo} = P_Y^{anterior} + \frac{C - X}{Y - X} P_C, \tag{3.35}$$

onde:

- C - Valor do estado que se pretende eliminar;
- X - Valor do estado anterior ao que se pretende eliminar;
- Y - Valor do estado imediato ao que se pretende eliminar;
- $Y > C > X$;
- Os índices "novo" e "anterior" indicam valores de probabilidades, respectivamente depois e antes do processo de arredondamento.

Quando se efectua um arredondamento, uma percentagem da probabilidade do estado que se pretende eliminar da tabela é incluída nas probabilidades dos estados adjacentes.

Ao efectuar um arredondamento é introduzido um erro. No entanto, para sistemas de grande dimensão, este erro pode ser desprezado [18].

3.7 – Índices de fiabilidade

A fiabilidade de um SP é quantificada através dos índices de fiabilidade. Estes índices são utilizados para verificar se o SP cumpre as normas de fiabilidade e os pré-requisitos estabelecidas, avaliar o seu desempenho, identificar os pontos fracos e determinar formas de os corrigir.

Basicamente, os estudos de fiabilidade podem ser realizados através de métodos determinísticos ou probabilísticos. Os índices determinísticos mais comuns são a Margem de Reserva e o Perda da Maior Unidade. Os métodos probabilísticos são mais adequados para os estudos de fiabilidade do SP. Existe duas abordagens que podem ser seguidas quando se usa métodos probabilísticos que são a Simulação de Monte Carlo e os Métodos Analíticos. Os índices probabilísticos mais usados são [21]:

- LOLP – *Loss of Load Probabilit*y – Probabilidade de perda de carga;
- LOLE – *Loss of Load Expectation* – Risco de Perda de Carga;
- LOEP – *Loss of Energy Probability* – Probabilidade de perda de energia;
- LOEE – *Loss of Energy Expectation* – Risco de perda de energia;
- EENS – *Expected Energy Not Served* – Valor esperado de energia não fornecida;
- LOLF – *Loss of Load Frequency* – Frequência de perda de carga;
- LOLD – *Loss of Load Duration* – Duração de perda de carga.

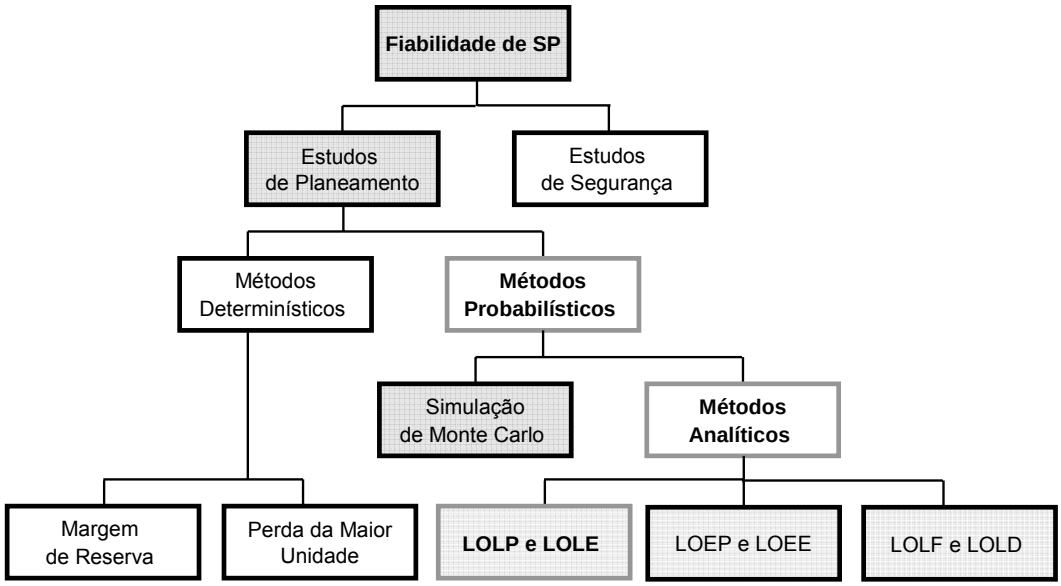


Figura 3.6 – Métodos de fiabilidade de um SP.

Tanto o LOLP, como o LOLE correspondem ao número de horas, ou de dias, num dado período T (normalmente 1 ano), em que se espera que a ponta de cargas exceda a capacidade de geração. A diferença entre estes dois índices de fiabilidade é o facto de o LOLP ser um valor de probabilidade adimensional, enquanto que o LOLE é representado em horas/ano ou dias/ano [17].

A expressão que relaciona o LOLE e o LOLP é apresentada na equação 3.36.

$$LOLE = LOLP \times T \ , \tag{3.36}$$

onde:

- T = 8760 horas (se o LOLE for apresentado em horas/ano)
- T = 365 dias (se o LOLE for apresentado em dias/ano)

3.8 – Risco de perda de carga

O LOLE pode ser facilmente calculado com recurso as tabelas de probabilidades das CFS combinadas com diagramas de cargas classificados, Figura 3.7. Normalmente, são considerados os picos diários para a construção do diagrama de cargas, mas podem também ser utilizado os picos horários.

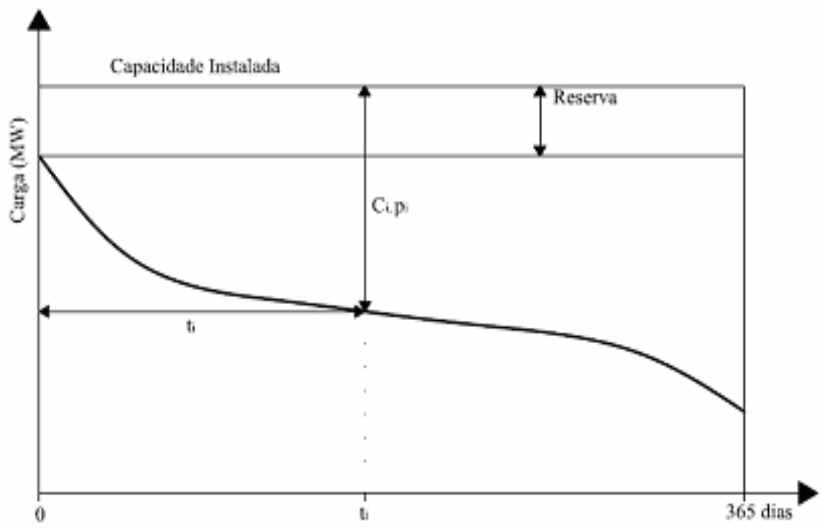


Figura 3.7 – Diagrama de Cargas Classificado.

- C_i – Capacidade *i* fora de serviço da tabela das probabilidades das CFS;
- p_i – Probabilidade associada à capacidade *i* fora de serviço;
- t_i – número de dias durante os quais a capacidade C_i fora de serviço origina perda de carga.

A expressão matemática para calcular o LOLP é apresentada na equação 3.37 [17, 18].

$$LOLP = \sum_{i=1}^{n} p_i t_i \,, \tag{3.37}$$

onde:

- n – numero de estados da tabela das probabilidades das CFS.

Para exemplificar, considera-se as probabilidades das CFS da Tabela 3.10 e o diagrama de cargas classificado linear apresentado na Figura 3.8.

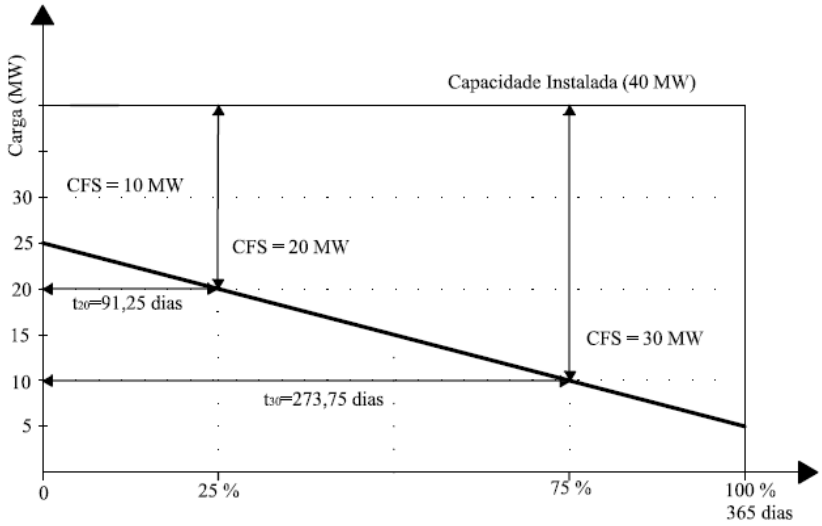


Figura 3.8 – Diagrama de Cargas Classificado Linear.

Recorrendo à equação 3.37 construí-se a Tabela 3.11 de forma a encontrar o LOLE.

Tabela 3.11 – Cálculo do LOLE.

CFS (MW)	Probabilidade (p_i)	t_i(%)/100	$p_i t_i$
0	0,504	0	0
10	0,182	0	0
20	0,230	0,25	0,0575
30	0,078	0,75	0,0585
40	0,006	1	0,006

$$LOLP = 0 + 0 + 0{,}0575 + 0{,}0585 + 0{,}006 = 0{,}122$$

$$LOLE = 0{,}122 \times 365 = 44{,}53 \text{ dias/ano}$$

O valor encontrado para o LOLE é excessivamente alto. Habitualmente, aceita-se um valor de 0,1 dias/ano, o que corresponde a dizer que em média o sistema não terá capacidade de geração disponível para alimentar a ponta do diagrama de cargas um dia de dez em dez anos.

3.9 – Inclusão da manutenção no cálculo do LOLE

O método exacto para incluir a manutenção consiste na remoção, da tabela das probabilidades das CFS, através da equação 3.33, a capacidade que irá ser retirada para manutenção. No entanto, este processo torna-se bastante moroso, o que torna necessário encontrar novos processos para incluir a manutenção no cálculo do LOLE.

A capacidade em manutenção pode ser incluída no cálculo do LOLE por dois métodos aproximados diferentes [18]:

- **Método 1** – Subtrair a capacidade em manutenção à capacidade instalada, Figura 3.9. Reduzimos assim a reserva mas não alteramos a tabela das probabilidades das CFS.

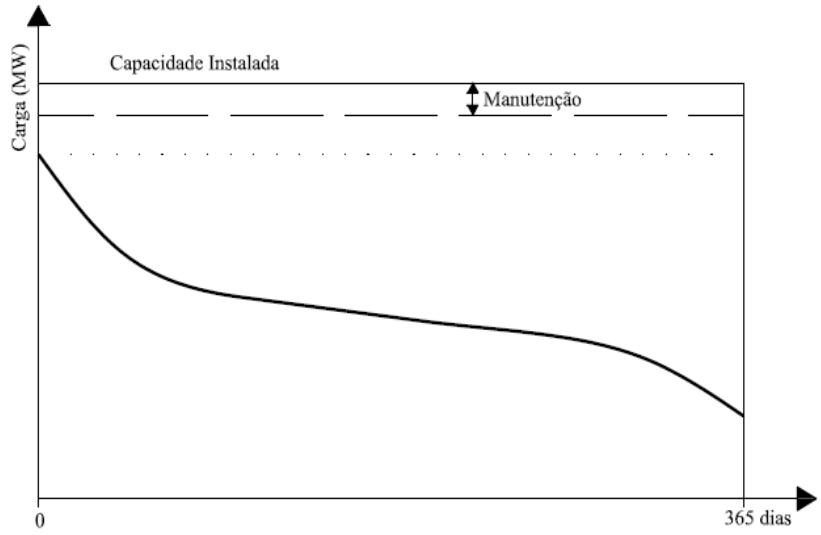


Figura 3.9 – Método 1 para incluir a manutenção.

- **Método 2** – Adicionar a capacidade em manutenção à carga. Como a manutenção, normalmente, é efectuada nos períodos de vazio, a capacidade em manutenção apenas é adicionada nesses períodos, Figura 3.10.

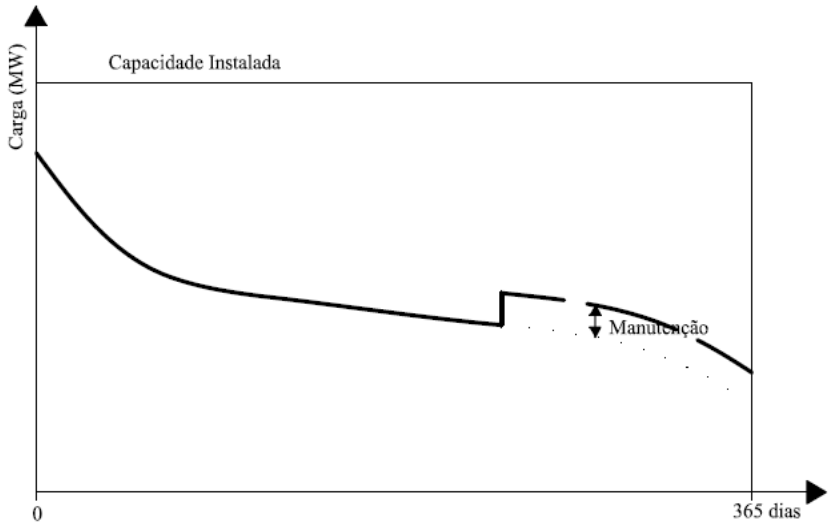


Figura 3.10 – Método 2 para incluir a manutenção.

Os erros introduzidos pelos métodos aproximados no cálculo do LOLE são considerados desprezáveis se a capacidade em manutenção for pequena, quando comparada com a capacidade instalada.

Comparativamente com os resultados obtidos pelo método exacto, os métodos aproximados conduzem a valores de LOLE mais elevados.

3.10 – Incerteza na previsão do consumo

Até ao momento admitiu-se que a carga do sistema era conhecida com exactidão. Na realidade, a previsão de cargas é um exercício afectado de incertezas. A carga a alimentar é prevista com base na análise da evolução do consumo em períodos anteriores, o que provoca uma discrepância entre o valor previsto e o valor que na realidade se vai verificar.

Para incluir a influência da incerteza no cálculo do LOLE admite-se que o erro cometido na previsão é descrito por uma distribuição normal em torno do valor médio, μ, da previsão. A distribuição normal é dividida, por exemplo, em sete classes ou intervalos, Figura 3.11. Cinco dos intervalos tem a largura do desvio padrão, σ, e os dois restantes correspondem às extremidades da distribuição normal. A cada intervalo esta associado um valor de probabilidade [18, 20].

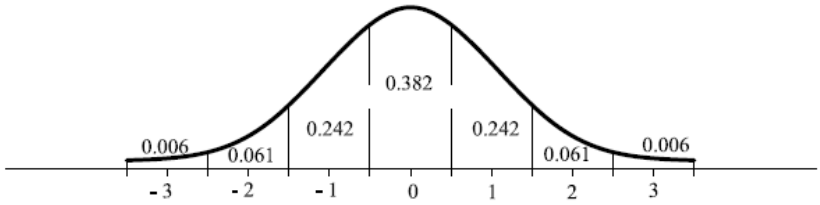


Figura 3.11 – Curva de distribuição normal dividida em 7 intervalos.

Por exemplo, a carga prevista tem uma probabilidade de ocorrência de apenas 0,382. Isto significa, que o LOLE calculado para o valor da carga prevista, tem uma probabilidade igual a 0,382 associada.

Aos valores de cada classe é associado um diagrama de cargas, Figura 3.12, e a cada dos sete diagramas de carga corresponde uma probabilidade de ocorrência p_j [18].

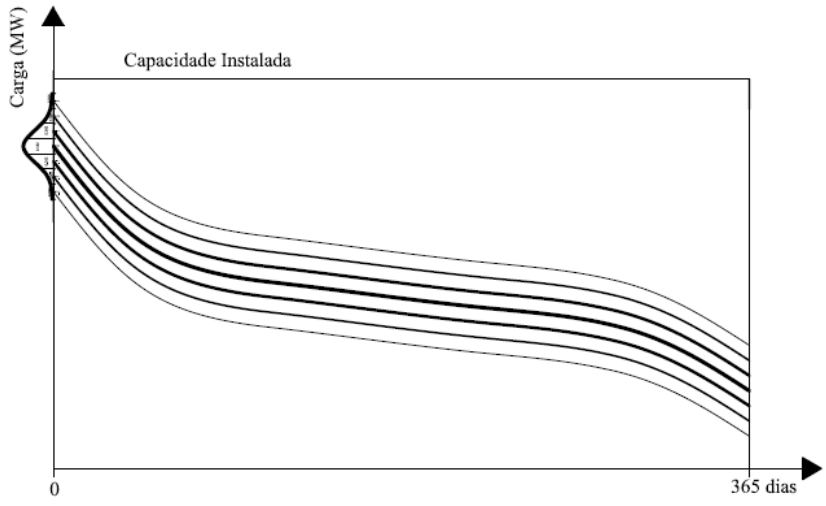


Figura 3.12 – Diagramas de cargas das 7 classes.

O valor do LOLE é encontrado através da equação 3.38 [17].

$$LOLE = \sum_{j=1}^{7} p_j \times LOLE \tag{3.38}$$

3.11 – Evolução do LOLE com a variação anual da carga

A carga total a alimentar pelo sistema não se mantêm constante de ano para ano, tendo tendência para crescer. Se representar a evolução do LOLE num gráfico em função do tempo (anos), de um sistema hipotético, ao longo de sucessivos anos obtém-se a Figura 3.13.

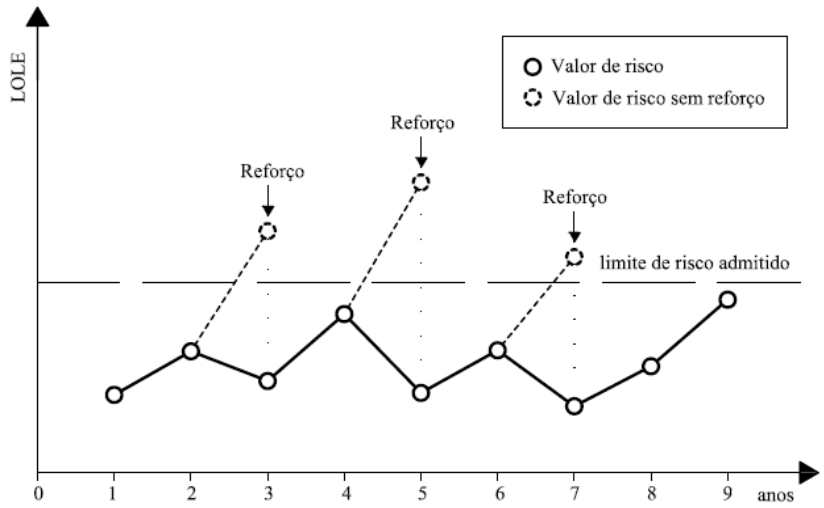


Figura 3.13 – Evolução do LOLE ao longo de sucessivos anos.

Mantendo a potência instalada do SP fixa, atingir-se-ia no ano 3, 5 e 7 um valor de LOLE superior ao limite de risco admitido. Desta forma, será necessário efectuar um reforço do sistema no ano 3, 5 e 7, de forma a evitar que o limite de risco admitido seja ultrapassado.

O limite de risco admitido não deve ser ultrapassado. No entanto, também não interessa que os valores do LOLE sejam muito inferiores ao limite de risco admitido porque um nível de risco mito baixo implica maiores investimentos.

A determinação dos anos de entrada em funcionamento de novos grupos é fundamental no planeamento da expansão do sistema, porque só assim se consegue fixar, atempadamente, datas de início dos projectos e empreitadas e reduzir os seus custos.

3.12 – Conclusões

Este Capítulo tem como objectivo definir o conceito de fiabilidade de SEE.

Os estudos de fiabilidade são importantes para o planeamento da expansão dos SEE. A análise da fiabilidade de SP pode ser realizada através dos métodos probabilísticos analíticos apresentados, que visam a definição de índices de fiabilidade, por exemplo, o LOLP – *Loss of Load Probability* – e o LOLE – *Loss of Load Expectation*.

Capítulo 4

Modelos de fiabilidade de parques eólicos

4.1 – Introdução

A preocupação com a escassez das reservas de combustíveis fósseis e a consciencialização para os problemas ambientais, causados pelas emissões para a atmosfera de gases efeito de estufa oriundos da utilização do petróleo e carvão nas centrais térmicas para produzir energia eléctrica, fazem aumentar o interesse pelas as Fontes de Energia Renovável (FER), como *energias alternativas* ao modelo energético tradicional.

Nos últimos anos, a estratégia para aumentar as FER passou por um incremento da produção de electricidade a partir da energia eólica, seja em sistemas isolados como as ilhas, onde habitualmente há bons níveis de vento, seja em instalações cada vez mais importantes e tecnologicamente avançadas, ligadas às redes continentais.

A produção de energia eólica está dependente da disponibilidade do seu "combustível", o vento. Como a velocidade do vento está constantemente a mudar, e uma vez que, a quantidade de electricidade produzida por um aerogerador depende da velocidade do vento (a potência disponível no vento é directamente proporcional ao cubo da velocidade do vento, como verificamos na equação 2.18), a energia eólica é uma fonte de energia intermitente e variável.

A produção de energia eólica não acarreta custos em "combustíveis" e do ponto de vista ambiental é encarada como uma energia limpa, pelo que, os parques eólicos devem ser operados sempre que possível.

Por outro lado, o carácter variável e intermitente é um dos mais importantes problemas da energia eólica, uma vez que a rede eléctrica tem que ajustar-se continuamente ao fornecimento e à procura, para manter a frequência. Os aerogeradores reagem ao vento e não as necessidades da procura, o que significa que podem ou não estar disponíveis durante os períodos de maior carga. Por outro lado, os períodos de vazio podem coincidir com os períodos de maior disponibilidade de energia eólica.

A contribuição para a fiabilidade do sistema da energia eólica é inferior do que fontes de energia convencionais, devido ao seu carácter intermitente e variável.

4.2 – Crédito de capacidade

O conceito de Credito de Capacidade (CC), *Capacity Credit*, é normalmente usado para avaliar a pertinência das fontes de energia intermitentes no planeamento da expansão do sistema. Expressa a quantidade de potência convencional instalada que pode ser substituída por potência proveniente de fontes de energia intermitentes sem que haja perda de fiabilidade do sistema.

Por exemplo, se instalarmos 1000 MW de energia renovável intermitente com um CC igual a 30% evita-se a instalação de 300 MW de energia convencional [22].

Qual é o CC que uma determinada fonte de energia renovável e intermitente representa para o sistema?

A integração de parques eólicos apresenta desafios de planeamento e operação do sistema. Estes desafios decorrem sobretudo devido às características especiais das fontes de energia eólica que diferem em muitos aspectos das fontes de energia convencionais [23].

A razão entre potência eólica instalada e a capacidade total instalada no sistema é denominada como o nível de penetração da energia eólica [24].

O impacto da produção de energia eólica sobre a fiabilidade global do sistema aumenta substancialmente com o aumento dos níveis de penetração de energia eólica. Na actualidade os níveis de penetração de energia eólica causam sérias preocupações em relação à fiabilidade do sistema de energia. Desta forma, é importante avaliar a fiabilidade do sistema com a introdução da produção eólica.

Muitos estudos têm sido realizados para avaliar o CC das fontes de energia eólicas, ver referências [21, 25, 26].

No entanto, as "*utilities*" são relutantes em atribuir qualquer CC à produção eólica, devido ao carácter intermitente e variável do recurso e ao facto da previsão exacta da produção de energia eólica ser de percepção difícil. A energia eólica é essencialmente um recurso energético que ajuda a aumentar a fiabilidade do sistema através do fornecimento adicional de capacidade instalada [26, 27].

Se a produção eólica tiver um CC nulo, significa que é necessário garantir igual capacidade convencional para satisfazer a procura. Se for possível atribuir um CC à produção eólica é possível dispensar alguns recursos convencionais, pelo menos durante certos períodos do dia [28].

O arranque das centrais térmicas além de demorado e complexo apresenta um custo fixo elevado. Se a produção eólica puder ser vista como certa durante um determinado período, pode-se evitar o arranque de uma central térmica. Por outro lado, se a previsão de produção eólica falhar e se não existir uma capacidade convencional idêntica para a substituir, a fiabilidade do sistema seria comprometida [26].

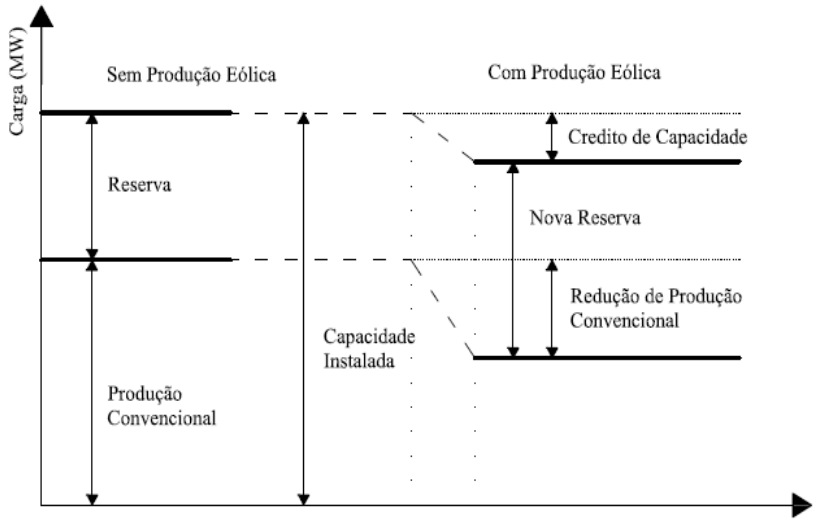


Figura 4.1 – Capacidade do SP, sem e com produção eólica.

A Figura 4.1 mostra o que acontece quando é adicionada produção eólica ao SP. Em primeiro lugar a produção de electricidade a partir de centrais convencionais é reduzido e, consequentemente, os consumos de recursos fósseis. Em seguida, a reserva é adaptada à nova situação. A adaptação é feita de acordo com o CC do parque eólico [29].

Existem vários métodos para avaliar o valor de capacidade dos parques eólicos, que diferem em certos aspectos, devido a existirem diferentes definições do valor de capacidade [25].

É útil discutir as propriedades que a medida de CC deve possuir. Em primeiro lugar deve ser uma medida aplicável a todos os tipos de geradores, desde os convencionais aos intermitentes. Uma vez que todos os geradores apresentam uma probabilidade não nula de falha durante os períodos críticos, essa medida deve reconhecer esse facto e atribuir um valor de capacidade inferior as que apresentam maior probabilidade de falha do que as com menos probabilidade de falha. O valor de capacidade deve ser uma medida de base probabilística que tenha em conta as características dos diferentes geradores e que classifique a sua contribuição para a redução do risco de perda de carga do sistema [25].

4.3 – Efectiva capacidade de suporte de carga

A Efectiva Capacidade de Suporte de Carga (ELCC), *Effective Load-Carrying Capability*, é definida como o acréscimo de carga que pode ser fornecida por um gerador adicional mantendo o risco de perda de carga (LOLE) [30].

A ELCC é uma medida que possui as propriedades desejadas para o CC. Tem sido aplicado a capacidades convencionais mas é facilmente adaptada aos geradores eólicos. [25, 30]. Por exemplo, *Garver* em 1966 apresentou um trabalho onde mede o valor de capacidade de um gerador relativamente a um gerador perfeitamente fiável [31].

A ELCC atribui diferentes valores de capacidade aos geradores consoante a sua contribuição para a fiabilidade do sistema. São efectivamente recompensados os geradores que produzem sem interrupções durante os períodos de carga máxima e é atribuído um CC menor aos geradores menos fiáveis. Em relação aos geradores intermitentes, a ELCC distingue entre os que estão disponíveis durante os períodos de carga máxima, os que por vezes falham

durante os períodos de carga máxima e os que nunca estão disponíveis durante os períodos de carga máxima [25].

Para calcular a ELCC, é necessária uma base de dados que contenha valores horários da carga e as características dos geradores. Os requisitos para os geradores convencionais são a capacidade nominal e os FOR. Para um gerador intermitente como os geradores eólicos é necessário como requisito mínimo o registo de 1 ano da sua produção horária, no entanto se for possível mais anos melhor [25].

Apesar de existirem algumas variações na abordagem, a ELCC é calculado por etapas. A primeira etapa é calcular o LOLE sem considerar o gerador eólico. De seguida as cargas são ajustadas para atingir um determinado nível de fiabilidade, normalmente de 0,1 dias/ano. Depois de o nível de fiabilidade desejado ser alcançado, adiciona-se o gerador eólico e efectua-se de novo o cálculo do LOLE. Note-se que o novo valor do LOLE é menor, ou seja a fiabilidade do sistema aumentou. Retira-se novamente o gerador eólico e incrementa-se a capacidade do sistema de forma a atingir o LOLE conseguido com o gerador eólico. O aumento da capacidade do sistema representa o ELCC do gerador eólico [25].

4.4 – Métodos para avaliar a fiabilidade em sistemas com produção eólica

4.4.1 - Análise retrospectiva

Uma análise retrospectiva é realizada com base no historial do desempenho do gerador eólico para analisar o seu impacto sobre a fiabilidade do sistema. Esta abordagem é melhorada com recurso aos registos de produção eólica horária juntamente com os registos de carga no modelo de fiabilidade. A vantagem desta abordagem é que leva em conta a variação cronológica da produção eólica e é relativamente simples de realizar [21, 25].

A análise retrospectiva pode ser realizada por dois métodos ligeiramente diferentes. O primeiro é o Método de Capacidade Firme (MCF), *Firm Capacity Method*, onde o gerador eólico é comparado a um gerador ideal, perfeitamente fiável [21]. O segundo método é o Método de Capacidade Efectiva (MCE), *Effective Capacity Method*, onde o gerador eólico é comparado a um gerador convencional [21].

Estes dois métodos podem ser usados para encontrar o ELCC recorrendo a registos cronológicos da produção eólica horária recolhidos durante pelo menos um ano. O procedimento de cálculo dos dois métodos é [21]:

- Calcula-se o LOLE sem considerar a produção eólica;
- Ajusta-se a carga de forma a alcançar o limite de risco de perda de carga;
- Uma vez alcançado o limite desejado é adicionado a produção eólica e calcula-se de novo o valor do LOLE;
- Com a integração da produção eólica o risco de perda de carga sofre um decréscimo. A produção eólica é de novo retirada do sistema;

- Adiciona-se uma unidade de referência (ideal para o método MCF e convencional para o método MCE) ao sistema e incrementa-se essa unidade de forma gradual até que o risco de perda de carga calculado no ponto 4 ser alcançado.

- O valor de capacidade encontrado para a unidade de referência representa a ELCC da produção eólica.

4.4.2 – Análise prospectiva

Uma análise prospectiva de como a produção eólica pode afectar no futuro a fiabilidade do sistema envolve técnicas de previsão da produção de energia eólica. Será necessário realizar estudos de previsão, de forma a reunir dados sobre a previsão de produção de energia eólica para anos futuros, antes de efectuar os estudos de fiabilidade.

4.4.3 - Curvas de fiabilidade

Este método é semelhante à análise retrospectiva, porém usa-se uma apresentação gráfica para representar as curva de fiabilidade sem e com produção eólica. O procedimento é [21]:

- Calcula-se o LOLE sem considerar a produção eólica para vários valores de carga máxima e traça-se a respectiva curva de fiabilidade;

- Calcula-se o LOLE considerando a produção eólica. A produção eólica horária é subtraída à carga por ordem cronológica. Traça-se a respectiva curva de fiabilidade;

- Obtém-se assim duas curvas de fiabilidade, a curva sem eólica e a curva com eólica;

- Define-se um limite de risco de perda de carga;

- A diferença entre os pontos de intercepção das duas curvas de fiabilidade com o limite de risco de perda de carga admitido é a ELCC.

A Figura 4.2 é uma representação gráfica deste processo. Se Considerar duas curvas de fiabilidade hipotéticas e definir um limite de risco de perda de carga padrão (0,1 dias/ano).

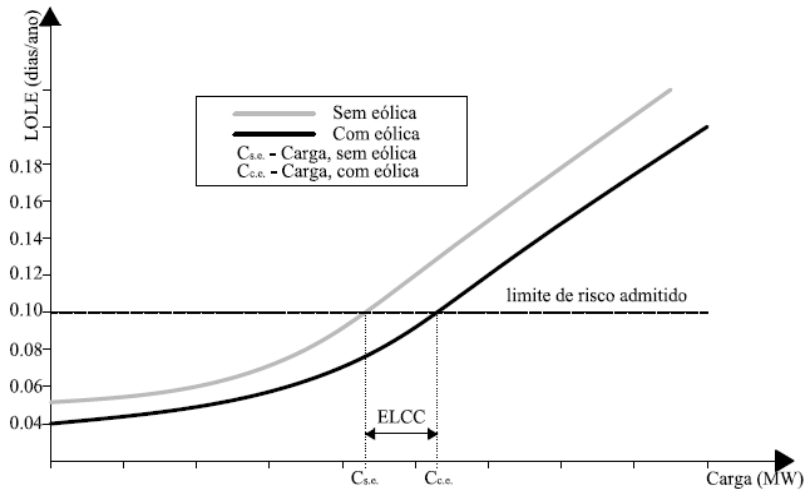


Figura 4.2 – Curvas de fiabilidade. Cálculo da ELCC.

4.4.4 - Técnicas avançadas

Existem algumas técnicas avançadas baseadas na simulação de Monte Carlo, como a *Sequencial Monte Carlo*, SMC. Ao contrário dos métodos analíticos a SMC considera as características cronológicas da velocidade do vento e os seus efeitos sobre a produção de energia eólica [25].

Existem também técnicas avançadas que não são baseadas na simulação de Monte Carlo, como o *Sliding Window Tecnique*, apresentada por Milligan em 2001 [21, 25].

4.4.5 - Métodos aproximados

Nos casos em que a ELCC não pode ser calculada por falta de dados ou outras limitações, os métodos aproximados podem ser úteis. No entanto, é importante salientar que estes métodos são apenas aproximações.

O Factor de Capacidade, FC, é um método aproximado para o cálculo da CC e indica o potencial de produção de energia eólica do local em que o parque eólico é instalado. O FC pode ser calculado através da equação 4.1 [21, 26].

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^{8760} Peólica \quad produzida_i / hora}{Peólica \quad instalada \times 8760} \tag{4.1}$$

Na equação 4.1, o valor 8760 representa o número de horas de um ano se considerar que tem 365 dias.

4.5 – Impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema

Se conhecer o crédito de capacidade de um parque eólico podemos analisar o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema, acrescentando ao sistema um gerador convencional equivalente ao crédito de capacidade do parque eólico. Pode-se também analisar o efeito de vários níveis de penetração de produção eólica na fiabilidade do sistema. Para isso varia-se a potência eólica instalada e analisamos o impacto dos diferentes níveis de penetração na fiabilidade do sistema.

4.6 – Conclusões

Este Capítulo tem como objectivo apresentar o conceito de Crédito de Capacidade de um parque eólico. A medida utilizada para determinar o CC de um parque eólico é a Efectiva Capacidade de suporte de Carga. Esta medida pode ser aplicada a todos os tipos de geradores, atribui diferentes valores de capacidade aos geradores consoante a sua contribuição para a fiabilidade do sistema e pode ser determinada por uma Analise Retrospectiva ou pelas Curvas de Fiabilidade.

Capítulo 5

Ilha da Graciosa

5.1 – Introdução

A ilha da Graciosa situa-se no extremo noroeste do grupo central do arquipélago dos Açores, 37 km a nordeste da ilha de São Jorge e 60 km a noroeste da ilha Terceira e tem uma área aproximada de 62 km^2 [32].

É a ilha menos montanhosa do arquipélago dos Açores, com uma altitude máxima de 402 m no bordo leste do Maciço da Caldeira. A baixa elevação concede à ilha um clima temperado oceânico, caracterizado pela menor pluviosidade do arquipélago [32].

De acordo com o Censo realizado em 2001 [33], a ilha da Graciosa tem 4780 habitantes, na maioria concentrados no único concelho da ilha, a vila de Santa Cruz da Graciosa [32].

5.2 – Sistema Eléctrico de Energia da Ilha da Graciosa

As características topográficas e hidrológicas da ilha da Graciosa não permitem a construção de centrais hídricas. Por este motivo as necessidades energéticas da ilha Graciosa são satisfeitas pela Central Termoeléctrica da Graciosa, localizada no Caminho Velho do Quitadouro, no Concelho de Santa Cruz e pelo Parque Eólico da Serra Branca, Figura 5.1.

A Central Termoeléctrica da Graciosa está preparada para queimar gasóleo. No seu início, foi equipada com dois grupos de 810 kW, sendo instalados mais três grupos de 610 kW oriundos da antiga Central Termoeléctrica da Barra. A antiga Central Termoeléctrica da Barra funcionou em conjunto com a Central Termoeléctrica da Graciosa, até a nova Central se encontrar em pleno funcionamento, resultando na desactivação da antiga Central no ano 2005. Com o intuito de suportar o aumento das necessidades energéticas da ilha foi instalado mais um grupo de 810 kW no ano 2007 [34]. A capacidade total da central passou de 3450 kW para 4260 kW após a introdução da nova capacidade no ano de 2007.

O Parque Eólico da Serra Branca, a funcionar desde o ano 1993, possui quatro aerogeradores. Dois aerogeradores de 150 kW do fabricante NORDTANK e dois aerogeradores de 330 kW do fabricante ENERCON. A potência eólica total instalada é igual a 960 kW.

O nível de penetração da potência eólica instalada no sistema é igual a 27,8% antes da instalação do novo grupo em 2007 e 22,5% após a sua instalação.

A Figura 5.1 representa um esquema da rede eléctrica da ilha da Graciosa.

Figura 5.1 – Rede eléctrica da ilha Graciosa – Açores, ano 2006.

5.3 – Produção de energia eléctrica

Na Tabela 5.1 é apresentado a produção de energia eléctrica anual na ilha da Graciosa dos anos 2005, 2006 e 2007.

Tabela 5.1 – Produção anual de energia eléctrica.

Ano	Produção anual (kWh)		
	Central térmica	Parque eólico	Total
2005	9.918.608	1.675.680	11.594.288
2006	10.476.210	1.886.790	12.363.000
2007	11.238.362	1.851.720	13.090.082

A produção de energia eólica representou em média 14,6% da produção total de energia eléctrica da ilha.

De acordo com os dados que nos formam fornecidos relativos ao período compreendido entre os anos de 2002 e 2007, o consumo de energia eléctrica tem vindo a aumentar em média 8% ao ano.

A Figura 5.2 representa a evolução da produção de energia eléctrica desde o ano 2002 até 2006.

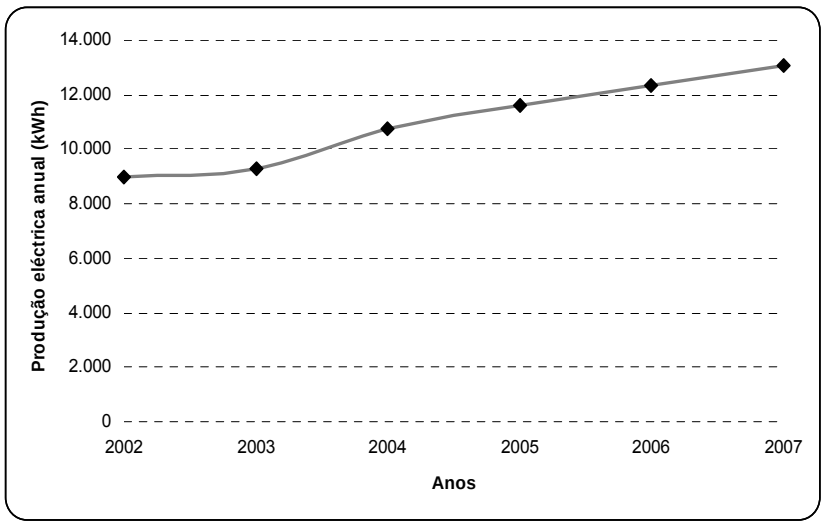


Figura 5.2 – Produção anual de energia eléctrica.

A produção de energia eléctrica aumentou 16,2% no ano 2004 relativamente ao ano anterior.

A Figura 5.3 representa o diagrama de cargas do dia 16 de Maio de 2007.

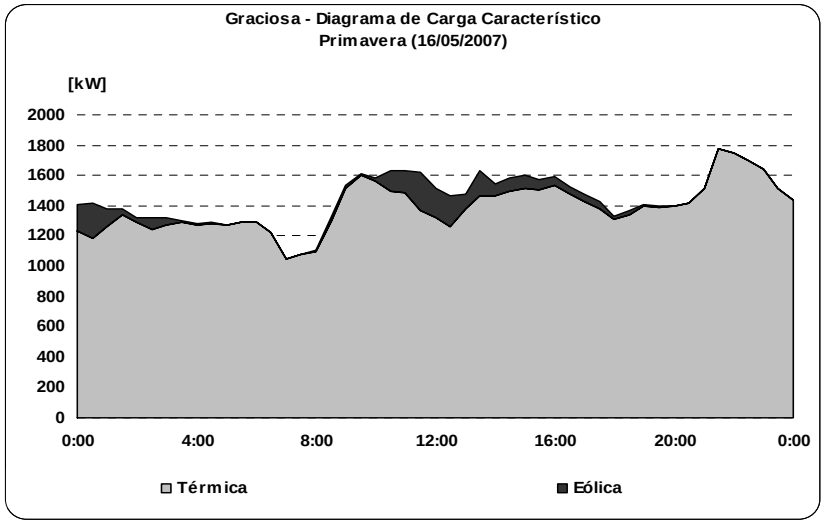


Figura 5.3 – Diagrama de cargas característico Primavera.

A produção de energia eólica representou 3,7% da produção total de energia eléctrica da ilha no dia 16 de Maio de 2007.

A Figura 5.4 representa o diagrama de cargas do dia 22 de Agosto de 2007.

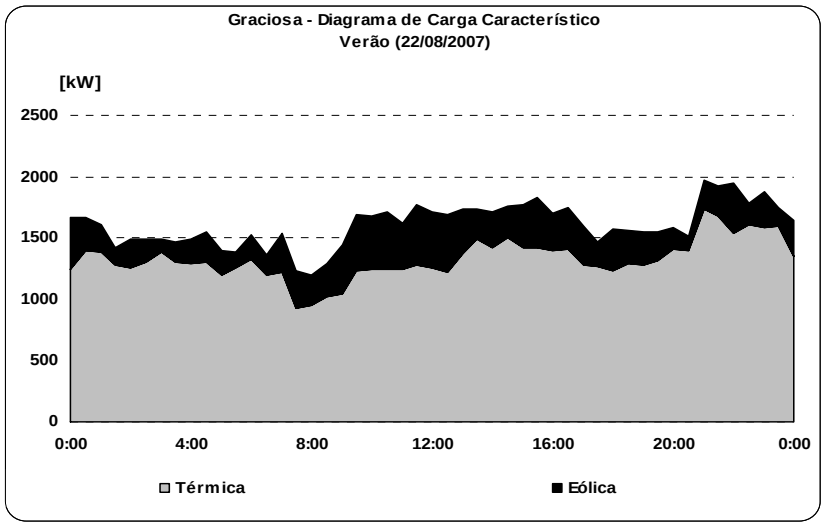


Figura 5.4 – Diagrama de cargas característico Verão.

A produção de energia eólica representou 17,7% da produção total de energia eléctrica da ilha no dia 22 de Agosto de 2007.

A Figura 5.5 representa o diagrama de cargas do dia 17 de Outubro de 2007.

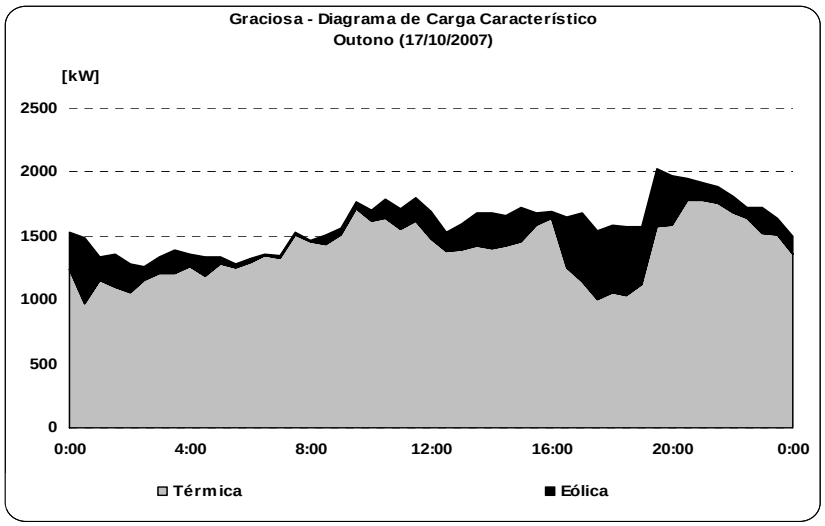


Figura 5.5 – Diagrama de cargas característico Outono.

A produção de energia eólica representou 12,6% da produção total de energia eléctrica da ilha no dia 17 de Outubro de 2007.

A Figura 5.6 representa o diagrama de cargas do dia 19 de Dezembro de 2007.

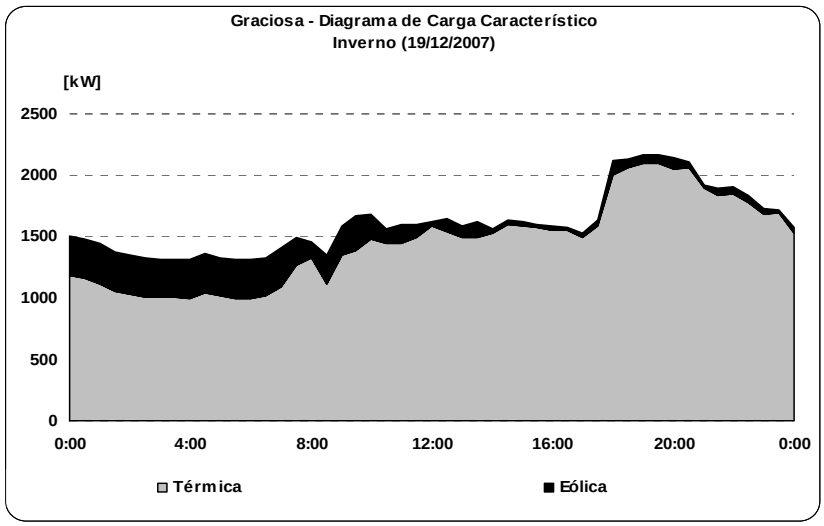


Figura 5.6 – Diagrama de cargas característico Inverno.

A produção de energia eólica representou 9,9% da produção total de energia eléctrica da ilha no dia 19 de Dezembro de 2007.

5.4 – *Forced Outage Rate*

Para se efectuar o estudo de fiabilidade do sistema de produção da ilha da Graciosa é necessário conhecer os *Forced Outage Rate* (FOR) de cada grupo diesel. As FOR são essenciais para a construção da tabela das probabilidades das CFS, no entanto, não são conhecidas. Em vez de se estipular as FOR vão-se deduzir, admitindo que a expansão do sistema de produção registada em 2007 (introdução de um grupo diesel de 810 kW) foi realizada de forma a assegurar que o LOLE, seja próximo a metade do valor do limite de RPC admitido (0,1 dias/ano), ou seja, 0,05 dias/ano, sem considerar a produção eólica.

O valor máximo e mínimo da carga registado em 2007 é, respectivamente, 2.236 e 688 kW. Com estes valores pode-se construir o diagrama de carga classificado linear relativo ao ano 2007, como apresentado na Figura 5.7.

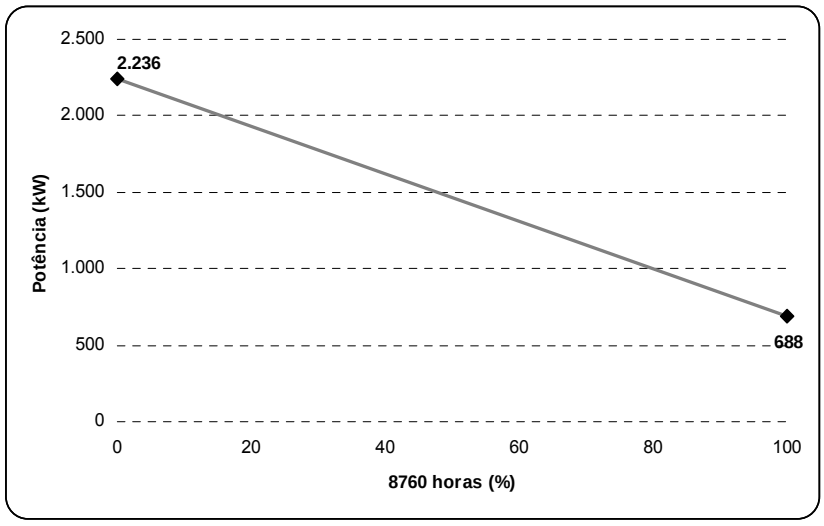


Figura 5.7 – Diagrama de carga classificado linear – Ano 2007.

A tabela das probabilidades das CFS é construída através da ferramenta de trabalho desenvolvida – Programa de Cálculo do Risco de Perda de Carga (PCRPC) – cujo código é apresentado no **Anexo B**. A ferramenta de trabalho foi desenvolvida com o editor do Visual Basic do programa Microsoft Excel. O PCRPC, numa primeira fase, constrói a tabela das CFS através da aplicação "CFS". A aplicação "CFS" foi desenvolvida com base na equação 3.32. Numa segunda fase, calcula o risco de perda de carga, ou seja os índices de fiabilidade LOLP e LOLE, através da aplicação "RPC". A aplicação "RPC" foi desenvolvida com base nas equações 3.19 e 3.20.

Ajustando as FOR para os valores apresentados na Tabela 5.2. obtém-se as probabilidades das CFS apresentadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.2 – Dados do sistema.

Gerador Nº	Potência (kW)	FOR
1	610	0,03
2	610	0,03
3	610	0,03
4	810	0,05
5	810	0,05
6	810	0,05

Tabela 5.3 – Probabilidades das CFS.

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,78250	1,00000
610	0,07260	0,21750
810	0,12355	0,14489
1220	0,00225	0,02134
1420	0,01146	0,01910
1620	0,00650	0,00763
1830	0,00002	1,13E-03
2030	0,00035	1,11E-03
2230	0,00060	7,51E-04
2430	0,00011	1,48E-04
2640	0,00000	3,34E-05
2840	0,00002	2,98E-05
3040	0,00001	1,11E-05
3450	0,00000	5,23E-07
3650	0,00000	3,31E-07
4260	0,00000	3,38E-09

Através dos valores das probabilidades da Tabela 5.3 obtém-se um valor para o RPC, para o ano 2007, próximo do pretendido. Os valores dos índices de fiabilidade obtidos são:

LOLP= 0,00013
LOLE= 0,04757 dias/ano

5.5 – Conclusões

Este capítulo tem como objectivo apresentar o SEE teste. O SEE da ilha da Graciosa é constituído pela Central Termoeléctrica da Graciosa e pelo Parque Eólico da Serra Branca. A Central Termoeléctrica da Graciosa tinha uma potência instalada igual a 3450 kW em 2006. No ano 2007 foi instalado um novo grupo gerador de 810 kW, passando a Central Termoeléctrica da Graciosa a ter uma potência instalada igual a 4260 kW.

O nível de penetração da energia eólica no sistema é igual a 27,8%, antes da instalação do novo grupo, e 22,5% após a instalação.

Capítulo 6

Estudos de fiabilidade do SEE teste

6.1 – Introdução

Os estudos de fiabilidades efectuados têm como base os registos SCADA (*Supervition Control And Data Acquisition Station*) relativos ao ano 2006 que foram fornecidos. Esses registos são apresentados de uma forma resumida, devido ao elevado número, no **Anexo C**.

Uma vez que, a produção total de energia eléctrica é igual ao somatório das cargas que a rede eléctrica alimenta mais as perdas, pode-se construir o respectivo diagrama de cargas classificado do ano 2006. Para isso é necessário ordenar por ordem decrescente os valores das produções horárias, produção térmica mais produção eólica.

A Figura 6.1 representa o Diagrama de Cargas Classificado (DCC) do ano 2006, que foi construído. Nos estudos de fiabilidade é habitual aproximar o DCC por um Diagrama de Cargas Classificado Linear (DCCL), também representado na Figura 6.1. O DCCL consiste na recta que se inicia no ponto de maior carga (2.206 kW) e termina no ponto de menor carga (666 kW). Esta aproximação torna o processo de análise da fiabilidade do SP mais simples e o erro resultante desta aproximação não é significativo.

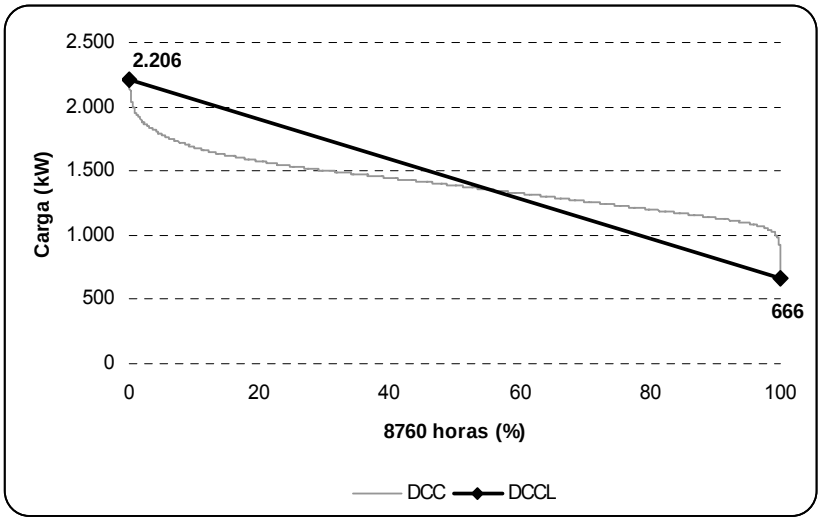


Figura 6.1 – Diagrama de cargas classificado – Ano 2006.

Este DCCL será usado nos estudos de fiabilidade relativos ao ano de 2006.

Foram fornecidos também alguns dados relativos aos anos 2002 a 2007, como por exemplo, carga máxima e mínima de cada ano. Os valores de carga máxima e mínima de cada ano serão usados para construir a respectiva DCCL.

6.2 – Análise da fiabilidade do SEE teste sem considerar a produção eólica

Tendo em atenção que, no ano 2006 a Central Termoeléctrica da Graciosa era apenas constituída pelos cinco primeiros grupos geradores da Tabela 5.2, pode-se, com o PCRPC, construir a tabela das probabilidades das CFS, Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Probabilidades das CFS.

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,82369	1,00000
610	0,07642	0,17631
810	0,08670	0,09989
1220	0,00236	0,01318
1420	0,00804	0,01082
1620	0,00228	0,00278
1830	0,00002	4,94E-04
2030	0,00025	4,70E-04
2230	0,00021	2,21E-04
2640	0,00000	9,18E-06
2840	0,00001	6,62E-06
3450	0,00000	6,75E-08

Ao combinar os valores da Tabela 6.1 com o DCCL da Figura 6.1 obtém-se os seguintes valores para os índices de fiabilidade:

LOLP= 0,00176
LOLE= 0,64139 dias/ano

Pode-se verificar que o valor encontrado para o LOLE, no ano 2006, excede o limite de risco de perda de carga admitido (0,1 dias/ano). Para determinar o LOLE do ano 2007 com o novo grupo, a tabela das probabilidades das CFS considerada é a Tabela 5.3.

Uma vez que se conhece a carga máxima e mínima dos anos 2002 a 2007,pode-se construir os respectivos DCCL e calcular os índices de fiabilidade para cada um desses anos, sem considerar a produção eólica. Os valores encontrados são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Evolução do RPC – Sem produção eólica.

Ano	Carga máxima (kW)	Carga mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
2002	1760	490	0,00017	0,06104
2003	1833	443	0,00018	0,06704
2004 (366 dias)	2048	619	0,00070	0,25531
2005	2066	538	0,00078	0,28465
2006	2206	666	0,00176	0,64139
2007 (Sem novo grupo)	2236	688	0,00197	0,71792
2007 (Com novo grupo)	2236	688	0,00013	0,04757

Com os valores do LOLE da Tabela 6.2 pode-se traçar a respectiva curva de fiabilidade, que está apresentada na Figura 6.2.

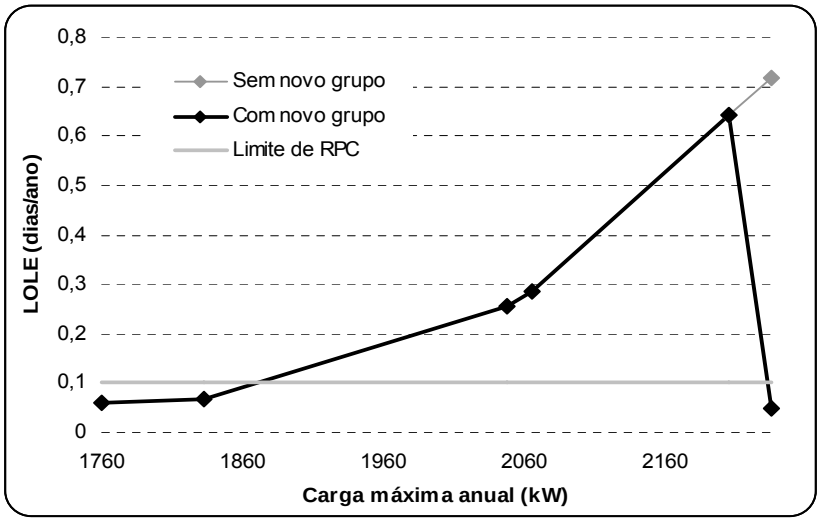


Figura 6.2 – Curva de fiabilidade – Sem produção eólica.

Pode-se verificar que, sem considerar a produção eólica, após o ano 2004 o RPC excede o limite de RPC admitido e só volta a respeitar esse mesmo limite no ano 2007 com a introdução do novo grupo. Caso o novo grupo não fosse introduzido no sistema o RPC continuaria a aumentar, acompanhando o crescimento dos valores de carga máxima anuais.

6.3 – Análise do efeito da produção eólica na fiabilidade do SEE teste

6.3.1 – Métodos aproximados

Uma vez que se conhece a produção anual de energia eólica dos anos 2005, 2006 e 2007, Tabela 5.1, pode-se determinar, através da equação 4.1, o Factor de Capacidade (FC) do Parque Eólico da Serra Branca para cada ano. Os respectivos FC calculados encontram-se apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Factor de Capacidade.

Factor de Capacidade (%)		
2005	**2006**	**2007**
19,9	22,4	22,0

Se calcular a média aritmética dos diferentes valores obtidos para o FC do parque eólico obtém-se:

$$\overline{FC} = \frac{19{,}9 + 22{,}4 + 22{,}0}{3} = 21{,}4\,\%$$

Numa primeira aproximação, pode-se dizer que o Parque Eólico da Serra Branca, com 960 kW de potência eólica instalada, equivale a um gerador convencional de 205 kW. Se considerar um FOR=0,05 para o gerador convencional equivalente, pode-se adicionar esta nova capacidade ao sistema, como apresentado na Tabela 6.4, e calcular os valores do LOLE para os anos 2002 a 2007.

Tabela 6.4 – Dados do sistema com capacidade equivalente de 205 kW (FOR=0,05).

Gerador Nº	Potência (kW)	FOR
1	610	0,03
2	610	0,03
3	610	0,03
4	810	0,05
5	810	0,05
6 (Capacidade equivalente)	205	0,05
7 (Apenas em 2007)	810	0,05

As probabilidades das CFS para os anos de 2002 a 2006 quando se adiciona a capacidade equivalente de 205 kW (FOR=0,05) são apresentadas na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Probabilidades das CFS até 2006 – Com capacidade equivalente de 205 kW (FOR=0,05).

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,78250	1,00000
205	0,04118	0,21750
610	0,07260	0,17631
810	0,08237	0,10371
815	0,00382	0,02134
1015	0,00434	0,01752
1220	0,00225	1,32E-02
1420	0,00764	1,09E-02
1425	0,00012	3,30E-03
1620	0,00217	3,18E-03
1625	0,00040	1,01E-03
1825	0,00011	6,08E-04
1830	0,00002	4,94E-04
2030	0,00024	4,71E-04
2035	0,00000	2,35E-04
2230	0,00020	2,33E-04
2235	1,24E-05	3,22E-05
2435	1,06E-05	1,98E-05
2640	2,44E-06	9,18E-06
2840	6,22E-06	6,74E-06
2845	1,28E-07	5,23E-07
3045	3,27E-07	3,95E-07
3450	6,41E-08	6,75E-08
3655	3,38E-09	3,38E-09

Para determinar os valores dos índices de fiabilidade do sistema considerando também o grupo introduzido no ano 2007, é necessário construir uma nova tabela das probabilidades das CFS, Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Probabilidades das CFS para 2007 – Com capacidade equivalente de 205 kW (FOR=0,05).

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,74338	1,00000
205	0,03913	0,25662
610	0,06897	0,21750
810	0,11738	0,14852
815	0,00363	0,03115
1015	0,00618	0,02752
1220	0,00213	2,13E-02
1420	0,01089	1,92E-02
1425	0,00011	8,32E-03
1620	0,00618	8,20E-03
1625	0,00057	2,03E-03
1825	0,00033	1,45E-03
1830	0,00002	1,13E-03
2030	0,00034	1,11E-03
2035	0,00000	7,70E-04
2230	0,00057	7,69E-04
2235	1,77E-05	1,95E-04
2430	1,08E-04	1,78E-04
2435	3,02E-05	6,93E-05
2635	5,70E-06	3,91E-05
2640	3,47E-06	3,34E-05
2840	1,77E-05	3,00E-05
2845	1,83E-07	1,22E-05
3040	1,01E-05	1,20E-05
3045	9,33E-07	1,99E-06
3245	5,29E-07	1,05E-06
3450	1,83E-07	5,23E-07
3650	3,11E-07	3,40E-07
3655	9,62E-09	2,94E-08
3855	1,64E-08	1,97E-08
4260	3,21E-09	3,38E-09
4465	1,69E-10	1,69E-10

Os valores encontrados para os índices de fiabilidade quando introduzimos no sistema um gerador convencional equivalente (FC=21,4 %) são apresentados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Evolução do RPC – Considerando a produção eólica (FC=21,4%).

Ano	Carga máxima (kW)	Carga mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
2002	1760	490	0,00009	0,03382
2003	1833	443	0,00011	0,04007
2004 (366 dias)	2048	619	0,00022	0,08164
2005	2066	538	0,00025	0,08980
2006	2206	666	0,00053	0,19455
2007 (Sem novo grupo)	2236	688	0,00060	0,21799
2007 (Com novo grupo)	2236	688	0,00003	0,01262

Com os valores do LOLE da Tabela 6.7 pode-se construir a respectiva curva de fiabilidade. Se colocar esta curva de fiabilidade juntamente com a curva de fiabilidade da Figura 6.2 no mesmo gráfico, obtém-se a Figura 6.3.

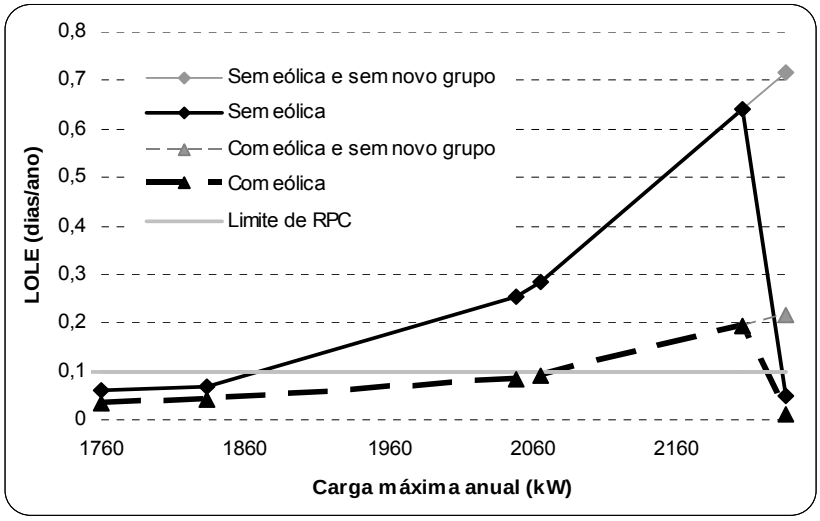


Figura 6.3 – Curvas de fiabilidade – Sem e com produção eólica (FC=21,4).

Pode-se verificar que a introdução do gerador convencional equivalente contribui positivamente para a fiabilidade do sistema. Os valores do LOLE calculados quando se introduz o gerador convencional equivalente são inferiores aos calculados anteriormente sem considerar a produção eólica. Particularmente, enquanto a curva de fiabilidade " sem produção eólica" é superior ao limite de RPC, verifica-se que a contribuição, da introdução do gerador convencional equivalente, para a fiabilidade do sistema é substancialmente superior comparativamente à contribuição enquanto a mesma curva é inferior ao limite de RPC. Verifica-se também que à medida que a curva de fiabilidade "sem produção eólica" se afasta positivamente do limite de RPC a contribuição da introdução do gerador convencional equivalente para a fiabilidade do sistema aumenta.

6.3.2 – Análise de retrospectiva

Como já se apresentou no Capítulo 4 existem duas abordagens diferentes a ser seguidas na análise de retrospectiva. A primeira abordagem compara o parque eólico a um gerador

ideal, perfeitamente fiável – Método de Capacidade Firme (MCF). A segunda abordagem compara o parque eólico a um gerador convencional – Método de Capacidade Efectiva (MCE).

Estes dois métodos podem ser usados para encontrar o ELCC, e consequentemente o respectivo CC do parque eólico, recorrendo a registos cronológicos horários da carga e da produção eólica recolhidos durante pelo menos um ano.

Os registos cronológicos horários que se dispõe são relativos ao ano 2006. Portanto, vai-se determinar o CC do Parque Eólico da Serra Branca através dos dois métodos da análise de retrospectiva com base nos registos SCADA do ano de 2006.

Para o Método da Capacidade Efectiva considerar-se que a capacidade convencional adicionada tem um FOR=0,05.

O procedimento de cálculo dos dois métodos é apresentado na Figura 6.4.

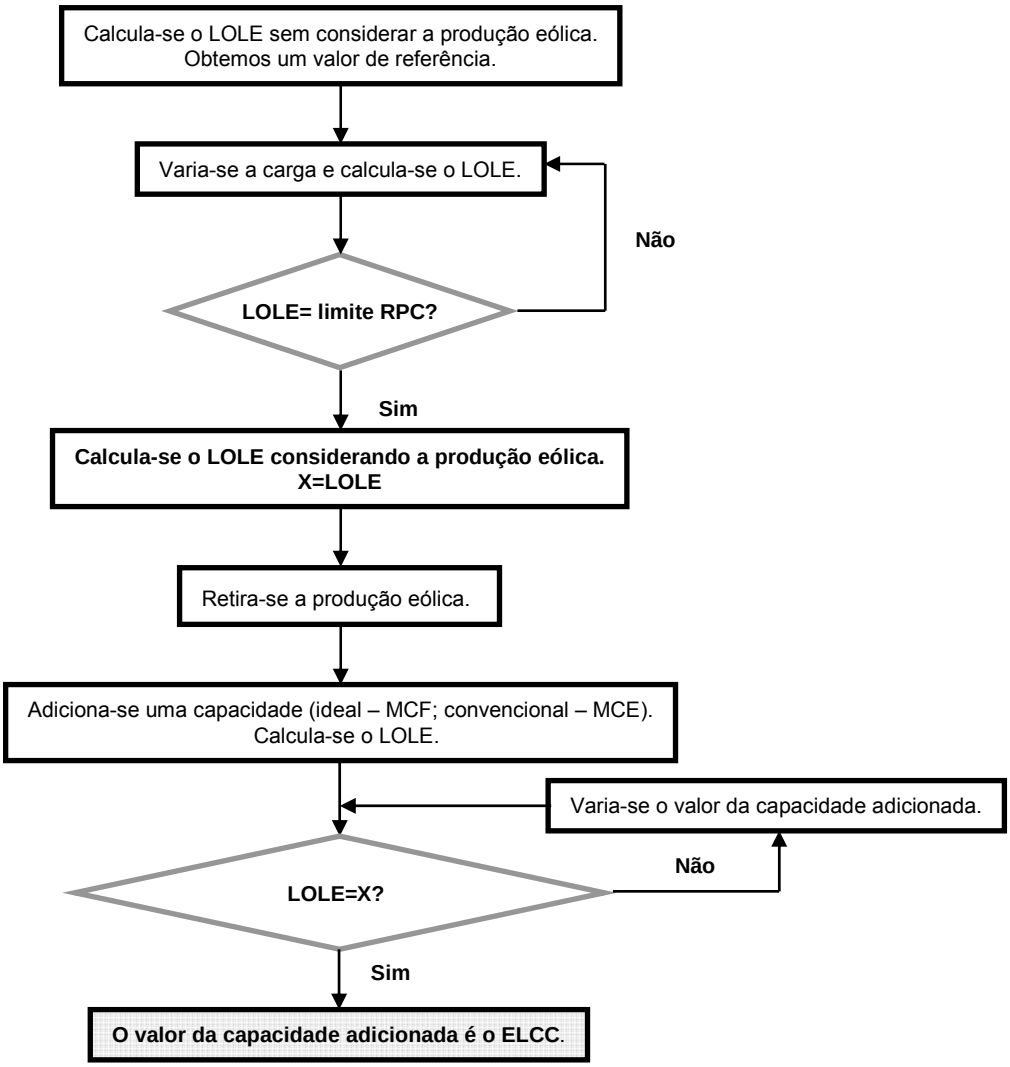


Figura 6.4 – Procedimento de Cálculo do ELCC.

Como já se viu, na Figura 6.1, os valores de carga máxima e mínima registados no ano de 2006 foram, respectivamente, 2.206 kW e 666 kW.

Para ajustar a carga máxima de forma a obter um LOLE próximo ao limite de RPC admitido é necessário colocar os valores cronológicos horários da carga em percentagem relativamente ao valor máximo de carga registado em 2006 (2.206 kW). De seguida varia-se o

respectivo valor de carga máxima e calcula-se o LOLE, com o PCRPC, até se obter um valor próximo a 0,1 dias/ano.

O valor de carga máxima encontrado, para o qual o LOLE é próximo a 0,1 dias/ano é igual a 1.870 kW. O respectivo valor de carga mínima é igual a 564 kW.

De seguida, adiciona-se a produção eólica. A cada valor de carga horária subtrai-se a produção eólica horária, por ordem cronológica. Quando se subtraem os valores de produção eólica à carga, em cada hora, está-se a considerar que a produção eólica alimenta, à partida, uma carga de igual valor, ou seja, preenche a base do diagrama de cargas. Obtém-se assim novos valores para a carga máxima e mínima que são, respectivamente, 1.831 kW e 338 kW. Estes valores de carga servem para construir o DCCL necessário para o cálculo dos índices de fiabilidade. Para estes valores de carga máxima e mínima os valores dos índices de fiabilidade encontrados são:

LOLP= 0,00017
LOLE= 0,06106 dias/ano

Retira-se a produção eólica e realiza-se o resto do processo introduzindo no sistema uma capacidade ideal (FOR=0) para o MCF, ou uma capacidade convencional (FOR=0,05) para o MCE, como apresentado na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Dados do sistema para MCF ou MCE.

Gerador Nº	Potência (kW)	FOR
1	610	0,03
2	610	0,03
3	610	0,03
4	810	0,05
5	810	0,05
6	?	$0_{\text{para MCF}}$ ou $0{,}05_{\text{para MCE}}$

Os resultados obtidos com o MCF são apresentados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Método da Capacidade Firme – Ano 2006.

Passo	Processo	C.max (kW)	P.eól. (kW)	C.ideal (kW)	LOLE (dias/ano)	Dif. P3 (%)
P1	Referência (sem P.eól.)	2206	0	-	0,64139	-
P2	Ajuste da C.max (LOLE=0,1 dias/ano)	1870	0	-	0,10005	-
P3	Adicionar P.eól.	1870	960	-	0,06106	-
P4	Substituir P.eól. por uma C.ideal (FOR=0)	1870	0	50	0,06764	10,8
P5	Incremento da C.ideal	1870	0	90	0,06212	1,7
P6	Incremento da C.ideal	1870	0	**98**	0,06101	-0,1

Com base nos registos SCADA do ano de 2006, o valor de ELCC encontrado, com o Método de Capacidade Firme, para o Parque Eólico da Serra Branca, ou seja, para 960 kW de potência eólica instalada, é 98 kW, o que corresponde a um crédito de capacidade igual a 10,2%.

Vai-se adicionar uma capacidade convencional equivalente (FOR=0) ao parque eólico de 98 kW ao sistema, como apresentado na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Dados do sistema com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0).

Gerador Nº	Potência (kW)	FOR
1	610	0,03
2	610	0,03
3	610	0,03
4	810	0,05
5	810	0,05
6 (Capacidade equivalente)	98	0
7 (Apenas em 2007)	810	0,05

As probabilidades das CFS para os anos de 2002 a 2006 quando se adiciona a capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0) são apresentadas na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Probabilidades das CFS até 2006 – Com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0).

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,82368	1,00000
98	0,00001	0,17632
610	0,07642	0,17631
708	0,00000	0,09989
810	0,08670	0,09989
908	0,00000	0,01318
1220	0,00236	1,32E-02
1318	0,00000	1,08E-02
1420	0,00804	1,08E-02
1518	0,00000	2,78E-03
1620	0,00228	2,78E-03
1718	0,00000	4,94E-04
1830	0,00002	4,94E-04
1928	0,00000	4,70E-04
2030	0,00025	4,70E-04
2128	0,00000	2,21E-04
2230	2,12E-04	2,21E-04
2328	2,12E-09	9,18E-06
2640	2,56E-06	9,18E-06
2738	2,57E-11	6,62E-06
2840	6,55E-06	6,62E-06
2938	6,55E-11	6,76E-08
3450	6,75E-08	6,75E-08
3548	6,75E-13	6,75E-13

Para determinar os valores dos índices de fiabilidade do sistema considerando também o grupo introduzido no ano 2007, é necessário construir uma nova tabela das probabilidades das CFS, Tabela 6.12.

Tabela 6.12 – Probabilidades das CFS para 2007 – Com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0).

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,78250	1,00000
98	0,00001	0,21750
610	0,07260	0,21750
708	0,00000	0,14489
810	0,12355	0,14489
908	0,00000	0,02134
1220	0,00225	2,13E-02
1318	0,00000	1,91E-02
1420	0,01146	1,91E-02
1518	0,00000	7,63E-03
1620	0,00650	7,63E-03
1718	0,00000	1,13E-03
1830	0,00002	1,13E-03
1928	0,00000	1,11E-03
2030	0,00035	1,11E-03
2128	0,00000	7,51E-04
2230	6,03E-04	7,51E-04
2328	6,03E-09	1,48E-04
2430	1,14E-04	1,48E-04
2528	1,14E-09	3,34E-05
2640	3,66E-06	3,34E-05
2738	3,66E-11	2,98E-05
2840	1,87E-05	2,98E-05
2938	1,87E-10	1,11E-05
3040	1,06E-05	1,11E-05
3138	1,06E-10	5,23E-07
3450	1,92E-07	5,23E-07
3548	1,92E-12	3,31E-07
3650	3,27E-07	3,31E-07
3748	3,27E-12	3,38E-09
4260	3,37E-09	3,38E-09
4358	3,38E-14	3,38E-14

Os valores encontrados para os índices de fiabilidade quando se introduz no sistema um gerador convencional equivalente de 98 kW (FOR=0) são apresentados na Tabela 6.13.

Tabela 6.13 – Evolução do RPC – Com capacidade equivalente de 98 kW (FOR=0).

Ano	Carga máxima (kW)	Carga mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
2002	1760	490	0,00013	0,04712
2003	1833	443	0,00014	0,05253
2004 (366 dias)	2048	619	0,00041	0,14856
2005	2066	538	0,00041	0,15050
2006	2206	666	0,00107	0,29015
2007 (Sem novo grupo)	2236	688	0,00127	0,46467
2007 (Com novo grupo)	2236	688	0,00003	0,01262

Os resultados obtidos com o MCE são apresentados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Método de Capacidade Efectiva – Ano 2006.

Passo	Processo	C.max (kW)	P.eól. (kW)	C.conv. (kW)	LOLE (dias/ano)	Dif. P3 (%)
P1	Referência (sem P.eól.)	2206	0	-	0,64139	-
P2	Ajuste da C.max (LOLE=0,1 dias/ano)	1870	0	-	0,10005	-
P3	Adicionar P.eól.	1870	960	-	0,06106	-
P4	Substituir P.eól. por uma C.conv. (FOR=0,05)	1870	0	50	0,06926	13,4
P5	Incremento da C.conv.	1870	0	110	0,06139	0,5
P6	Incremento da C.conv.	1870	0	**113**	0,06100	-0,1

Com base nos registos SCADA do ano de 2006, o valor de ELCC encontrado, com o Método de Capacidade Efectiva, para o Parque Eólico da Serra Branca, ou seja, para 960 kW de potência eólica instalada, é 113 kW, o que corresponde a um crédito de capacidade igual a 11,8%.

Vai-se adicionar uma capacidade convencional equivalente (FOR=0,05) ao parque eólico de 113 kW ao sistema, como apresentado na Tabela 6.15.

Tabela 6.15 – Dados do sistema com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05).

Gerador Nº	Potência (kW)	FOR
1	610	0,03
2	610	0,03
3	610	0,03
4	810	0,05
5	810	0,05
6 (Capacidade equivalente)	113	0,05
7 (Apenas em 2007)	810	0,05

As probabilidades das CFS para os anos de 2002 a 2006 quando se adicionada a capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05) são apresentadas na Tabela 6.16.

Tabela 6.16 – Probabilidades das CFS até 2006 – Com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05).

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,78250	1,00000
113	0,04118	0,21750
610	0,07260	0,17631
723	0,00382	0,10371
810	0,08237	0,09989
923	0,00434	0,01752
1220	0,00225	1,32E-02
1333	0,00012	1,09E-02
1420	0,00764	1,08E-02
1533	0,00040	3,18E-03
1620	0,00217	2,78E-03
1733	0,00011	6,08E-04
1830	0,00002	4,94E-04
1943	0,00000	4,71E-04
2030	0,00024	4,70E-04
2143	0,00001	2,33E-04
2230	2,01E-04	2,21E-04
2343	1,06E-05	1,98E-05
2640	2,44E-06	9,18E-06
2753	1,28E-07	6,74E-06
2840	6,22E-06	6,62E-06
2953	3,27E-07	3,95E-07
3450	6,41E-08	6,75E-08
3563	3,38E-09	3,38E-09

Para determinar os valores dos índices de fiabilidade do sistema considerando também o grupo introduzido no ano 2007, é necessário construir uma nova tabela das probabilidades das CFS, Tabela 6.17.

Tabela 6.17 – Probabilidades das CFS para 2007 – Com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05).

CFS (kW)	Probabilidade	Probabilidade Acumulada
0	0,74338	1,00000
113	0,03913	0,25662
610	0,06897	0,21750
723	0,00363	0,14852
810	0,11738	0,14489
923	0,00618	0,02752
1220	0,00213	2,13E-02
1333	0,00011	1,92E-02
1420	0,01089	1,91E-02
1533	0,00057	8,20E-03
1620	0,00618	7,63E-03
1733	0,00033	1,45E-03
1830	0,00002	1,13E-03
1943	0,00000	1,11E-03
2030	0,00034	1,11E-03
2143	0,00002	7,69E-04
2230	5,73E-04	7,51E-04
2343	3,02E-05	1,78E-04
2430	1,08E-04	1,48E-04
2543	5,70E-06	3,91E-05
2640	3,47E-06	3,34E-05
2753	1,83E-07	3,00E-05
2840	1,77E-05	2,98E-05
2953	9,33E-07	1,20E-05
3040	1,01E-05	1,11E-05
3153	5,29E-07	1,05E-06
3450	1,83E-07	5,23E-07
3563	9,62E-09	3,40E-07
3650	3,11E-07	3,31E-07
3763	1,64E-08	1,97E-08
4260	3,21E-09	3,38E-09
4373	1,69E-10	1,69E-10

Os valores encontrados para os índices de fiabilidade quando se introduz no sistema um gerador convencional equivalente de 113 kW (FOR=0,05) são apresentados na Tabela 6.18.

Tabela 6.18 – Evolução do RPC – Com capacidade equivalente de 113 kW (FOR=0,05).

Ano	Carga máxima (kW)	Carga mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
2002	1760	490	0,00013	0,04712
2003	1833	443	0,00014	0,05253
2004 (366 dias)	2048	619	0,00041	0,14856
2005	2066	538	0,00041	0,15050
2006	2206	666	0,00107	0,29015
2007 (Sem novo grupo)	2236	688	0,00127	0,46467
2007 (Com novo grupo)	2236	688	0,00003	0,01262

Pode-se verificar que o valor de ELCC encontrado com o MCE é superior ao valor encontrado com o MCF. Isto deve-se ao facto da capacidade introduzida no MCE ser menos fiável do que a capacidade introduzida no MCF, logo, para o mesmo nível de fiabilidade é necessário uma capacidade superior.

Comparativamente com o valor obtido para o FC, nos métodos aproximados, os valores encontrados, pela análise de retrospectiva, para o CC do Parque Eólico da Serra Branca são substancialmente inferiores. Isto deve-se ao facto do FC apenas indicar o potencial de produção de energia eólica sem considerar o nível de fiabilidade do sistema. Os métodos de retrospectiva, ao contrário do FC, são sensíveis ao nível de fiabilidade do sistema.

Com os valores do LOLE das Tabelas 6.13 e 6.18 pode-se traçar as respectivas curvas de fiabilidade. Se colocar estas curva de fiabilidade juntamente com a curva de fiabilidade da Figura 6.2 no mesmo gráfico, obtém-se a Figura 6.5.

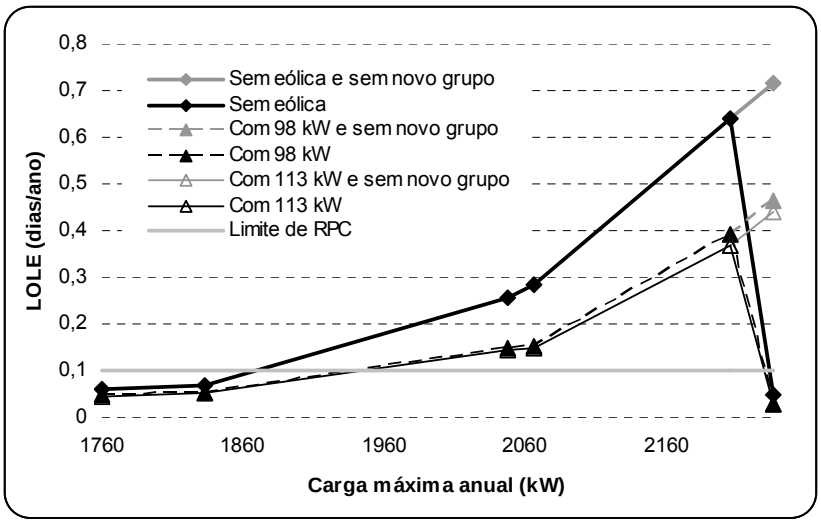


Figura 6.5 – Curvas de fiabilidade – Sem e com produção eólica (MCF e MCE).

Pode-se observar na Figura 6.5 que a introdução das capacidades equivalentes resultantes dos métodos de retrospectiva contribui para a fiabilidade do sistema. Essa contribuição é tanto maior quando menor for o nível de fiabilidade do sistema, ou seja, para valores de LOLE superiores ao limite de RPC. Verifica-se também que a contribuição de fiabilidade para o sistema, quando se introduz uma capacidade ideal equivalente (FOR=0) de 98 kW ou uma capacidade convencional equivalente (FOR=0,05), é idêntica, com vantagem para a segunda.

6.3.3 – Curvas de fiabilidade

A produção eólica anual do Parque Eólico da Serra Branca variou pouco no período compreendido entre o ano 2005 e 2007, como se pode verificar na Tabela 5.1. Uma vez que apenas se dispõe de registos SCADA relativos a 2006, admitir-se que o regime de ventos na ilha da Graciosa não varia de ano para ano, e usar-se os mesmos registos SCADA para determinar o valor de ELCC através das curvas de fiabilidade do período compreendido entre os anos 2002 e 2006.

Os valores dos índices de fiabilidade anteriormente calculados para os anos 2002 a 2006 são novamente apresentados na Tabela 6.19.

Tabela 6.19 – Evolução do RPC (dados fornecidos) – Sem produção eólica.

Ano	Carga máxima (kW)	Carga mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
2002	1760	490	0,00017	0,06104
2003	1833	443	0,00018	0,06704
2004 (366 dias)	2048	619	0,00070	0,25531
2005	2066	538	0,00078	0,28465
2006	2206	666	0,00176	0,64139

Como para os anos 2002 a 2005 apenas se conhece os valores de carga máxima e mínima anual, é necessário adaptar os dados que se dispõe, relativos ao ano 2006. Para isso vai-se ajustar os dados relativos ao ano 2006 aos valores de carga máxima dos outros anos. Os dados deduzidos são apresentados na Tabela 6.20.

Tabela 6.20 – Evolução do RPC (dados deduzidos) – Sem produção eólica.

Ano	Carga máxima (kW)	Carga mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
2002	1760	531	0,00017	0,06307
2003	1833	553	0,00020	0,07280
2004 (366 dias)	2048	618	0,00070	0,25513
2005	2066	623	0,00083	0,30140
2006	2206	666	0,00176	0,64139

Pode-se verificar que os valores de carga mínima sofreram um acréscimo, no entanto, os valores dos índices de fiabilidade da Tabela 6.20 não são muito diferentes dos da Tabela 6.19. Os dados da Tabela 6.20 são usados para construir a respectiva curva de fiabilidade – "sem produção eólica" – que é apresentada na Figura 6.6.

Quando se subtrai os valores horários da produção eólica à carga por ordem cronológica, obtém-se os valores dos índices de fiabilidade apresentados na Tabela 6.21.

Tabela 6.21 – Evolução do RPC – Com produção eólica.

Ano	Carga máxima (kW)	Carga mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
2002	1724	275	0,00013	0,04902
2003	1795	317	0,00016	0,05672
2004 (366 dias)	2006	440	0,00047	0,17190
2005	2023	450	0,00050	0,18161
2006	2161	522	0,00135	0,49429

Com os valores do LOLE da Tabela 6.21 traçar-se a respectiva curva de fiabilidade – "com produção eólica", que é apresentada na Figura 6.6.

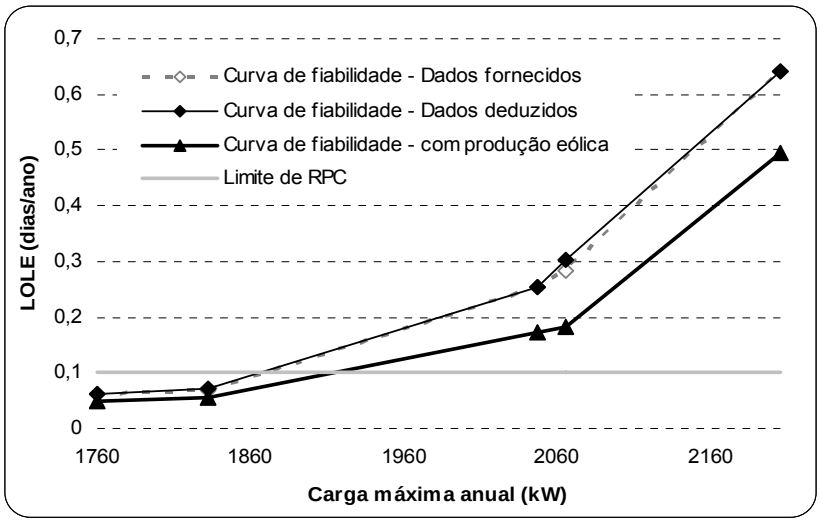


Figura 6.6 – Curvas de fiabilidade – Sem e com produção eólica.

A diferença, em termos de carga máxima anual (kW), dos pontos de intercepção das curvas de fiabilidade com a recta que correspondente ao limite de RPC admitido (0,1 dias/ano) representa o ELCC.

Para calcular essa diferença aproximar-se a zona de intercepção das curvas de fiabilidade com o limite de RPC admitido, como se apresenta na Figura 6.7, juntamente com as equações, Y_1 e Y_2.

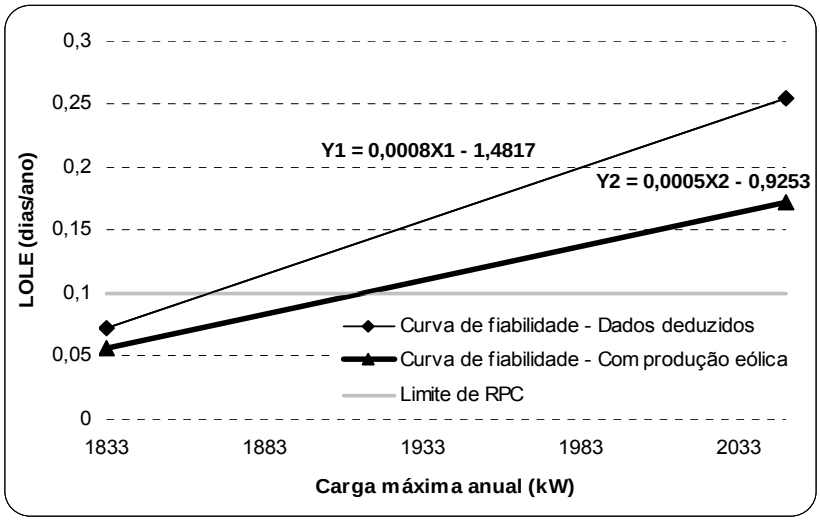


Figura 6.7 – Curvas de fiabilidade – Zona de intercepção.

$$Y_1 = 0{,}0008X1 - 1{,}4817 \Leftrightarrow X_1 = \frac{Y_1 - 1{,}4817}{0{,}0008} \tag{6.1}$$

$$Y_2 = 0{,}0005X2 - 0{,}9253 \Leftrightarrow X_2 = \frac{Y_2 - 0{,}9253}{0{,}0005} \tag{6.2}$$

Se substituir, nas equações 6.1 e 6.2, X_1 e X_2 por 0,1 obtém-se:

$X_1 = 1977\,\text{kW}$
$X_2 = 2051\,\text{kW}$

Logo,

$$ELCC = X_2 - X_1 = 2051 - 1977 = 74 \text{ kW}$$

Com base nos registos SCADA do ano de 2006, o valor de ELCC encontrado, com as curvas de fiabilidade, para o Parque Eólico da Serra Branca, ou seja, para 960 kW de potência eólica instalada, é 74 kW, o que corresponde a um crédito de capacidade igual a 7,7 %.

Pode-se observar na Figura 6.6 que se variar o valor do limite de RPC admitido obtém-se diferentes valores de ELCC, ou seja, à medida que se aumenta o valor do limite de RPC admitido obtém-se um valor superior de ELCC.

Mediante esta observação é possível dizer, em primeiro lugar, que o valor do limite de RPC admitido afecta o valor de crédito de capacidade. Por outro lado o crédito de capacidade é mais significativo para valores de carga máxima mais próximos da potência instalada.

6.3.4 – Análise de resultados

Tabela 6.22 – Crédito de Capacidade dos diferentes métodos.

Método	Crédito de Capacidade (%)
Factor de Capacidade	21,4
Método da Capacidade Firme	10,2
Método da Capacidade Efectiva	11,8
Curvas de Fiabilidade	7,7

Pode-se verificar na Tabela 6.22 que o valor de CC mais alto é obtido pelos métodos aproximados, mais propriamente, quando se calcula o FC. O FC apenas indica o potencial de produção de energia eólica sem considerar o nível de fiabilidade do sistema.

O valor mais baixo de CC é obtido com o método das curvas de fiabilidade. No entanto, para se realizar este método foi necessário ajustar os registos SCADA de 2006 aos valores de carga máxima dos outros anos, logo o valor encontrado para o CC não será o mais correcto.

Os métodos de retrospectiva são sensíveis ao nível de fiabilidade do sistema e os valores de CC foram obtidos com base nos registos SCADA de 2006. Vai-se usar o valor de CC encontrado através do MCE para avaliar o efeito dos níveis de penetração da produção eólica na fiabilidade do sistema.

6.3.5 – Níveis de penetração

Para avaliar o efeito dos níveis de penetração da produção eólica na fiabilidade do sistema, com base nos registos SCADA do ano 2006,varia-se a potência eólica instalada, de acordo com a Tabela 6.23.

Tabela 6.23 – Níveis de penetração e capacidade convencional equivalente.

P. eólica instalada (kW)	Nível de penetração (%)	Cap. conv. equiv. – CC=11,8(kW)
150	4,3	18
300	8,7	35
630	18,3	74
960	27,8	113
1290	37,4	152
1620	47,0	191

Numa fase inicial, calcula-se os índices de fiabilidade para diferentes níveis de penetração de potência eólica instalada, considerando que a produção eólica preenche a base do diagrama de cargas. Subtrai-se os valores da produção eólica horária aos valores da carga horária, por ordem cronológica. Determina-se assim o valor máximo e mínimo da carga e com estes valores calcula-se o LOLE, Tabela 6.24.

Tabela 6.24 – Índices de fiabilidade obtidos subtraindo a produção eólica.

N. penetração (%)	C. máxima (kW)	C. mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
0	2206	666	0,00176	0,64139
4,3	2161	662	0,00148	0,54037
8,7	2161	658	0,00148	0,53894
18,3	2161	638	0,00146	0,5319
27,8	2161	522	0,00135	0,49429
37,4	2161	279	0,00118	0,43047
47,0	2161	3	0,00103	0,37542

De seguida, calcula-se os índices de fiabilidade para diferentes níveis de penetração de potência eólica instalada do sistema, adicionando uma capacidade convencional equivalente, como na Tabela 6.25. O CC atribuído ao parque eólico foi determinado com o MCE e é igual a 11,8%.

Tabela 6.25 – Índices de fiabilidade obtidos adicionando uma capacidade convencional equivalente.

Cap. conv. equiv.(%)	C. máxima (kW)	C. mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
0	2206	666	0,00176	0,64139
18	2206	666	0,00164	0,59756
35	2206	666	0,00152	0,55617
74	2206	666	0,00126	0,46118
113	2206	666	0,00100	0,36616
152	2206	666	0,00074	0,27115
191	2206	666	0,00056	0,20330

Por fim, calcula-se os índices de fiabilidade para diferentes níveis de penetração de potência eólica instalada, substituindo a produção eólica por uma capacidade convencional (FOR=0,05) igual à potência instalada no parque eólico, Tabela 6.26.

Tabela 6.26 – Índices de fiabilidade obtidos adicionando uma capacidade convencional.

Cap. conv. equiv.(%)	C. máxima (kW)	C. mínima (kW)	LOLP	LOLE (dias/ano)
0	2206	666	0,00176	0,64139
150	2206	666	0,00076	0,27602
300	2206	666	0,00037	0,13518
630	2206	666	0,00016	0,05967
960	2206	666	0,00009	0,03452
1290	2206	666	0,00009	0,03260
1620	2206	666	0,00009	0,03208

Juntando os diferentes valores do LOLE das Tabelas 6.24, 6.25 e 6.26 em função ao nível de penetração num gráfico obtém-se a Figura 6.8.

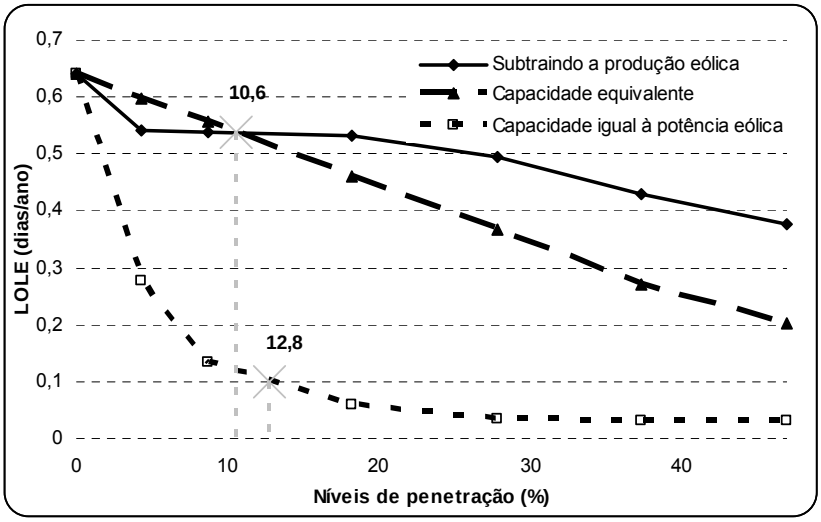


Figura 6.8 – Efeito dos diferentes níveis de penetração de produção eólica no LOLE.

Pode-se observar, na Figura 6.8, que a introdução de capacidade de igual valor à potência eólica instalada aumenta rapidamente a fiabilidade do sistema. Bastaria instalar uma capacidade convencional (FOR=0,05) de 442 kW para se obter um LOLE=0,1 dias/ano.

Verifica-se que para níveis de penetração de potência eólica instalada inferiores a 10,6% o parque eólico contribui mais para a fiabilidade do sistema do que a sua capacidade equivalente. Para níveis superiores a 10,6% é preferível reforçar o sistema com uma capacidade equivalente.

6.3.6 – Conclusões

Neste capítulo analisou-se a fiabilidade de um Sistema Eléctrico de Energia teste, cujo SP teste é composto por uma central térmica e um parque eólico. Analisou-se a fiabilidade sem considerar a produção eólica e, posteriormente, considerando a produção eólica. Para isso calculou-se o CC do parque eólico por métodos diferentes – Métodos Aproximados, Métodos de Retrospectiva e Curvas de Fiabilidade e estudou-se o efeito de diferentes níveis de penetração de potência eólica instalada na fiabilidade do sistema.

Capítulo 7

Conclusões

7.1 – Síntese do trabalho realizado

Os estudos de fiabilidade de SEE visam a definição de índices de fiabilidade que caracterizam o sistema em estudo com base em dados estatísticos que pretendem representar o comportamento dos diversos componentes. Os Métodos Probabilísticos são os mais apropriados para estudar a fiabilidade de SP. Os índices probabilísticos mais usados são o LOLP – *Loss of Load Probability* – e LOLE – *Loss of Load Expectation*.

Nos dias de hoje, a energia eólica apresenta-se, como uma fonte de energia importante, tanto no panorama energético como no ambiental. A produção eólica representa uma significativa parte da produção de energia de alguns sistemas eléctricos de energia. Logo torna-se importante avaliar o efeito do aumento dos níveis de penetração da energia eólica na fiabilidade do sistema.

O carácter variável e intermitente é um dos mais importantes problemas da energia eólica, uma vez que os SEE têm que ajustar, continuamente, o fornecimento à procura, para manter a frequência do sistema. Uma vez que os aerogeradores reagem ao vento e não à procura, a contribuição para a fiabilidade do sistema da energia eólica é inferior do que fontes de energia convencionais.

Para se analisar a fiabilidade de sistemas com parques eólicos é necessário determinar o seu CC. O CC é normalmente usado para avaliar a pertinência das fontes intermitentes no planeamento da expansão de Sistemas Eléctricos de Energia e expressa a quantidade e expressa a quantidade de potência convencional instalada que pode ser substituída por potência proveniente de fontes de energia intermitentes sem que haja perda de fiabilidade do sistema. O CC pode ser determinado através de diferentes métodos, como por exemplo, Métodos Aproximados, Método de Retrospectiva e Curvas de Fiabilidade.

No decorrer deste trabalho analisou-se a fiabilidade de um SEE teste, sem e considerando a produção eólica. Para se considerar a produção eólica nos estudos de fiabilidade determinou-se o Crédito de Capacidade do parque eólico teste e analisou-se o efeito da penetração da energia eólica na fiabilidade do sistema.

Conclui-se que a integração de produção eólica aumenta a fiabilidade dos SEE, porém, o acréscimo de fiabilidade diminui com o aumento dos níveis de penetração da energia eólica.

Para o SEE teste estudado verificou-se que para níveis de penetração inferiores a 10,6% o parque eólico contribui mais para a fiabilidade do sistema do que uma capacidade convencional equivalente. Para níveis de penetração superiores a 10,6% é preferível reforçar o sistema com uma capacidade convencional equivalente.

7.2 – Perspectivas de trabalho futuro

Para trabalho futuro seria de todo o interesse aplicar os métodos estudados a um SEE de maior dimensão. Pelo que haveria necessidade obter as produções horárias anuais de produção eólica de vários anos, pelo menos três anos, assim como, conhecer o diagrama de cargas anual desses mesmos anos. Seria necessário também conhecer os FOR das capacidades convencionais.

É importante salientar que estes estudos de fiabilidade são baseados em dados recolhidos por sistemas SCADA durante vários anos. Por esse motivo a obtenção desses mesmos dados torna-se, por vezes, difícil.

Anexo A

Geradores Eléctricos.

A.1 – Configurações dos geradores eléctricos

Os aerogeradores podem estar equipados com três tipos de geradores. A Figura 2.10 ilustra as diferentes configurações usadas.

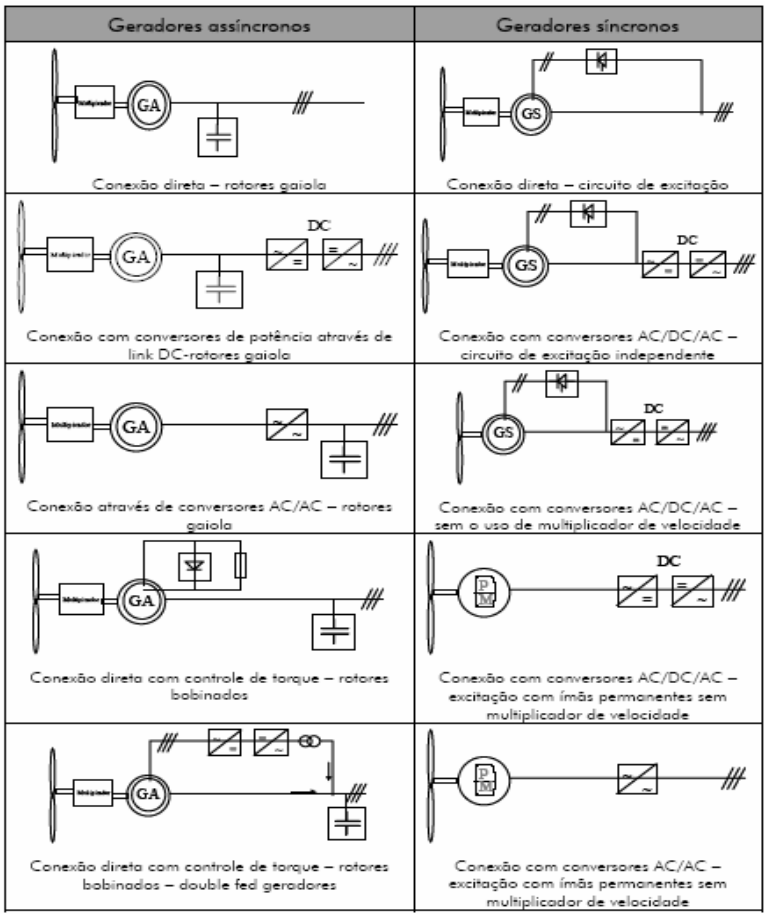


Figura A.1.1 – Configuração dos diferentes tipos de geradores [15].

A.1.1 – Máquina de indução convencional do tipo gaiola de esquilo

A máquina de indução convencional do tipo gaiola de esquilo, MICGE, funciona como gerador quando a velocidade angular do rotor é superior à velocidade angular do campo girante, ou seja, para deslizamentos *s* negativos, como podemos verificar na Figura A.1.2.

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \tag{A.1}$$

Na equação A.1, n representa a velocidade de rotação do rotor e n_s representa a velocidade de sincronismo.

No modo de funcionamento como gerador a MICGE funciona entre os pontos correspondentes ao deslizamento aproximadamente nulo e ao valor máximo da intensidade de corrente admissível no estator. Na característica apresentada na Figura A.1.2, o valor máximo de intensidade de corrente admissível no estator verifica-se para um valor de *s* igual a -0,8%. Este valor é consideravelmente inferior aquele para o qual ocorre o binário máximo, que é cerca de -8%. Em virtude da variação da velocidade admissível da máquina em relação à velocidade de sincronismo ser muito pequena, na prática, esta máquina comporta-se como tendo velocidade constante.

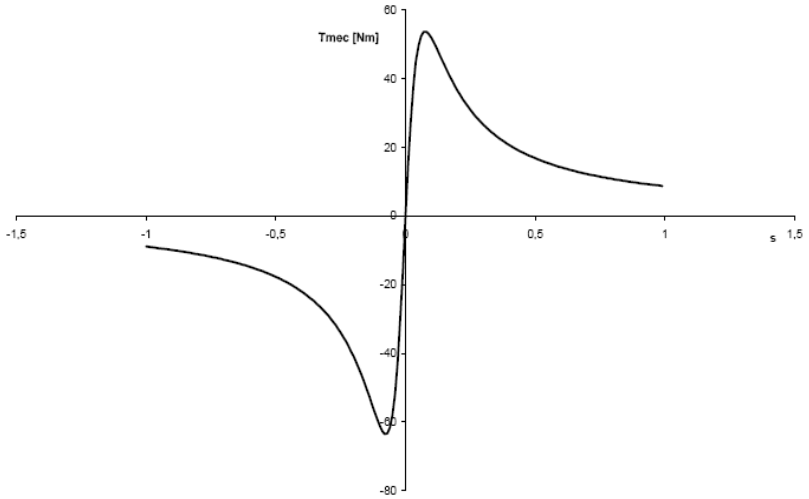


Figura A.1.2 – Característica binário – velocidade da MICGE [35].

O campo electromagnético, essencial para a conversão de energia mecânica em energia eléctrica, é estabelecido através do estator da máquina. Este facto faz com que a máquina absorva sempre potência reactiva da rede, conforme ilustrado na Figura A.1.3.

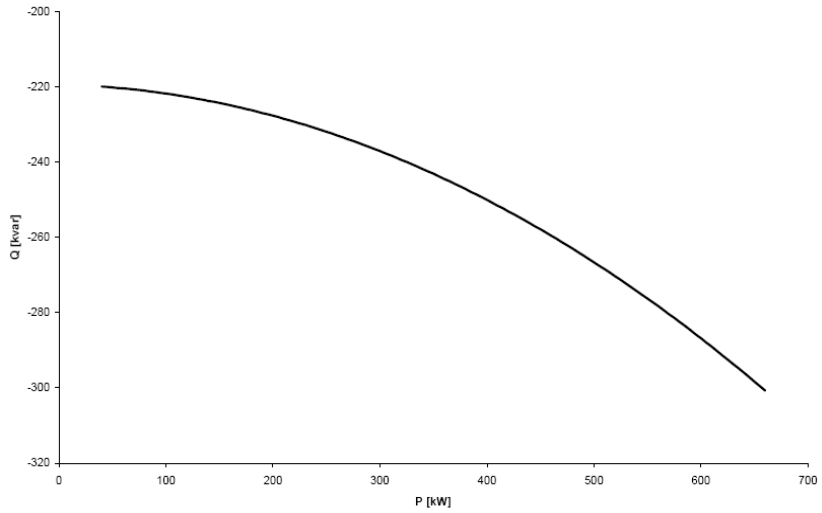


Figura A.1.3 – Potência reactiva, *Q*, consumida em função da potência activa gerada, *P*, [35].

Os aerogeradores equipados com MICGE são munidos com baterias de condensadores para compensar o factor de potência que aumenta com o aumento da potência activa gerada de forma não linear.

O número de pares de pólos pode ser variável e depende da velocidade de operação do aerogerador. É possível adaptar a velocidade específica da ponta da pá a um valor que maximize o coeficiente de potência.

A.1.2 – Máquina síncrona de velocidade variável

Os aerogeradores equipados com máquinas síncronas de velocidade variável, MSVV, necessitam de um sistema de conversão CA/CC/CA, como o da Figura A.1.4, que liga o motor à rede eléctrica de energia, devido à frequência das grandezas estatóricas ser diferente da frequência da rede.

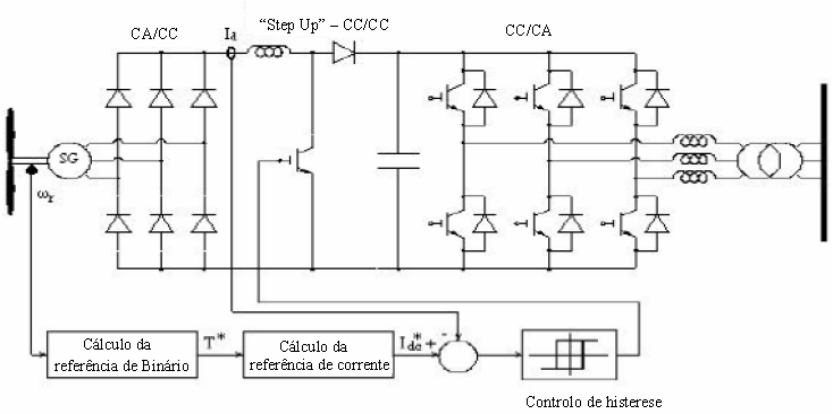


Figura A.1.4 – Conversor CA/CC/CA [36].

Como o estator da máquina síncrona é hexafásico encontra-se ligado a dois sistemas de conversão CA/CC/CA independentes. É efectuado o paralelo dos dois sistemas de conversão à saída dos conversores CC/CA (conversores de rede) que se encontram ligados a um transformador elevador.

Os dois conversores CA/CC ligados ao gerador (conversores de gerador) são constituídos por uma ponte rectificadora trifásica de tiristores que funcionam com um ângulo de disparo constante. O conversor de rede é constituído por uma ponte inversora trifásica de IGBT´s comandados por modulação de largura do impulso (PWM).

Para valores baixos de velocidade do rotor, o sistema de excitação da MSVV não tem capacidade para assegurar uma tensão contínua de valor constante aos terminais do condensador colocado em paralelo na ligação em corrente contínua. Desta forma é necessário recorrer a um conversor CC/CC ("*Step-up*") instalado entre o conversor do gerador e o condensador, que é desligado quando a velocidade do rotor excede um determinado valor.

A potência activa injectada na rede e o factor de potência são controlados pelo conversor de rede. O controlo de potência activa permite a imposição de um binário electromagnético resistente ao gerador, o que torna possível o controlo da velocidade de rotação do grupo rotor – gerador, de forma a obter uma velocidade específica da ponta da pá óptima para cada valor da velocidade do vento, Figura A.1.5.

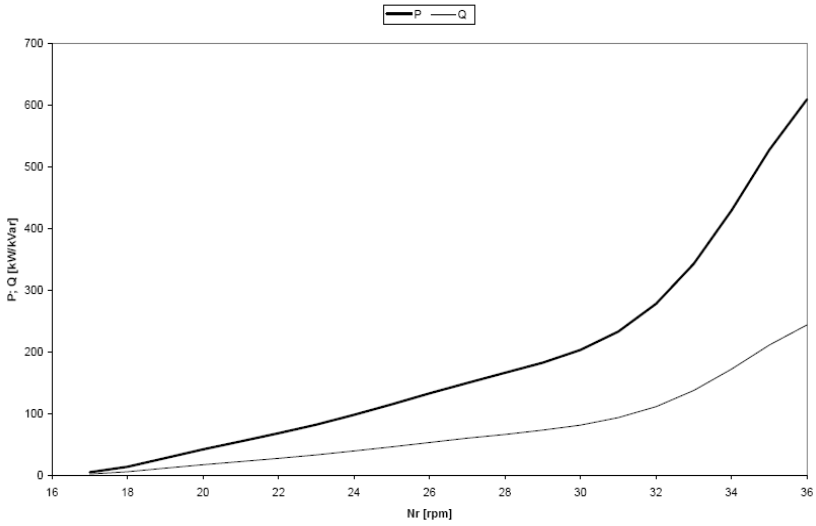


Figura A.1.5 – Potência activa e reactiva em função da velocidade do rotor [35].

A.1.3 – Máquina de indução duplamente alimentada

A máquina de indução duplamente alimentada, MIDA, apresenta um rotor bobinado. Através da variação da resistência do rotor é possível controlar a velocidade, como é apresentado na Figura A.1.6.

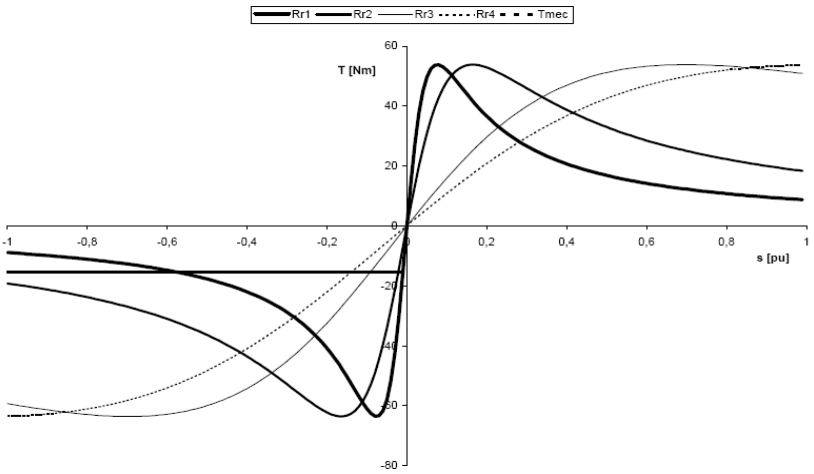


Figura A.1.6 – Curvas características binário – velocidade para diferentes valores do rotor R_{r1} <Rr2 <Rr3 <Rr4 [35].

Se substituirmos a resistência rotórica por um sistema de conversão CA/CC/CA é possível extrair potência activa pelo rotor da máquina e assim controlar a velocidade. Isto representa o princípio do aproveitamento da energia de deslizamento nas MIDA.

Para deslizamentos negativos, até que a intensidade de corrente nominal do estator da máquina seja atingida, a potência extraída pelo rotor da máquina é controlada, de forma a optimizar a velocidade específica da ponta da pá do rotor e assim maximizar o valor do coeficiente de potência do aerogerador. Para deslizamentos negativos e intensidades de corrente no estator superiores ao valor nominal a potência activa no estator e rotor permanecem constantes.

Este princípio do controlo de velocidade por aproveitamento de energia de deslizamento torna possível que esta máquina possa funcionar como gerador para deslizamentos positivos, se fornecer potência activa ao rotor.

A potência disponível para converter em energia eléctrica é superior nos aerogeradores de velocidade variável em relação aos aerogeradores de velocidade fixa.

Para optimizar o valor do coeficiente de potência, C_p, num aerogerador de velocidade variável é necessário que esta funcione como gerador, a uma velocidade abaixo da velocidade de sincronismo.

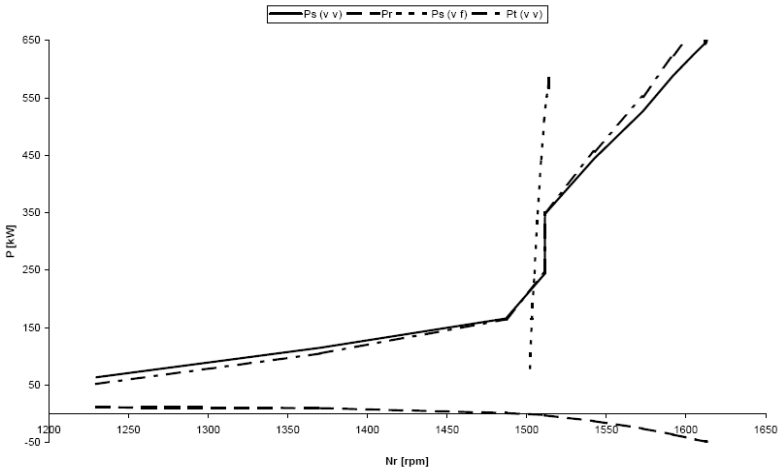


Figura A.1.7 – Potências activas em função da velocidade do rotor [35].

A Figura A.1.7 mostra as potências activas no estator $P_s(vv)$, no rotor P_r e total $P_t(vv)=P_s-P_r$ de uma MIDA de um gerador explorado a velocidade variável e a potência no estator $P_s(vf)$ de uma MIRGE de velocidade constante.

Na Figura A.1.7 podemos identificar três zonas. Uma zona abaixo da velocidade de sincronismo em que é fornecida potência activa ao rotor da máquina. Outra próxima da velocidade de sincronismo em que o transito de potência activa no rotor da máquina é praticamente nulo. E por fim, uma zona em que a máquina fornece potência activa á rede pelo estator e pelo rotor.

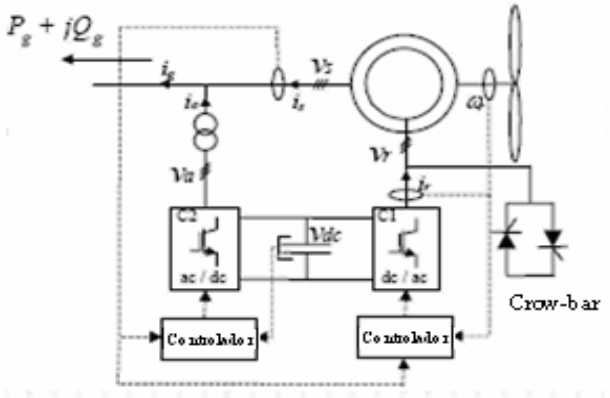


Figura A.1.8 – Modelo eléctrico de um aerogerador de velocidade variável [35].

Podemos verificar na Figura 2.18 que o estator encontra-se directamente ligado à rede de energia eléctrica e o rotor está ligado à mesma através de um conversor de potência CA/CC/CA e de um transformador elevador.

Os conversores CA/CC/CA são compostos por pontes conversoras trifásicas de IGBT's comandados por modelação da largura do impulso (PWM). O conversor CC/CA, ligado ao transformador elevador, controla a tensão contínua aos terminais do condensador do subsistema de corrente contínua e controla o factor de potência no ponto comum aos circuitos do rotor e estator. O conversor CA/CC, ligado ao rotor da máquina de indução, controla o módulo e argumento da intensidade de corrente injectada/extraída pelo circuito rotórico.

Como o sistema de comando por PWM permite ajustar a fase da onda de tensão e da intensidade de corrente, dispensam-se as baterias de condensadores, usadas para assegurar um factor de potência de 0,9 indutivo ou capacitivo.

O sistema de controlo dos conversores CA/CC/CA tem como objectivo assegurarem a maximização do coeficiente de potência C_p do aerogerador, na região da característica *P(v)* em que a potência não é controlada, assim como manter um dado valor do factor de potência no ponto de interligação com a rede eléctrica.

Na região de potência controlada da característica *P(v)* do aerogerador, o controlador do sistema de conversão CA/CC/CA mantém constante a potência total P_t, extraída pelo estator e rotor da máquina, sendo complementado pelo sistema de controlo do ângulo de passo das pás do rotor.

O *crow-bar* tem como objectivo garantir a integridade física dos conversores.

A.2 – Ligação à rede eléctrica

A.2.1 – Geradores assíncronos ou de indução

- Ligação directa de geradores assíncronos de rotor em gaiola de esquilo:

Neste tipo de ligação, o gerador é directamente ligado à rede eléctrica, o que torna o sistema pouco flexível a variações de velocidade de rotação do sistema mecânico devido às características de funcionamento do gerador eléctrico. É necessário também o uso de um sistema de compensação de potência reactiva (baterias de condensadores). Este tipo de ligação é robusta e não emite harmónicos de corrente para a rede eléctrica.

- Ligação através de conversores electrónicos de potência de geradores assíncronos de rotor em gaiola de esquilo:

Este tipo de ligação, permite que o aerogerador funcione "isolado" da rede eléctrica e assim o conjunto gerador/rotor pode funcionar a velocidade variável. Os conversores electrónicos de potência podem ser do tipo CA/CC/CA ou CA/CA e usam-se conversores de frequência em máquinas que podem injectar na rede eléctrica potência reactiva de forma controlada. Os conversores electrónicos de potência podem injectar harmónicos de corrente na rede eléctrica.

- Ligação através de conversores electrónicos de frequência de geradores assíncronos de rotor bobinado:

Esta ligação pode ter duas configurações, uma em que o deslizamento é controlado por conversores electrónicos de potência e outra onde é possível extrair potência do circuito eléctrico do rotor. Com estas máquinas eléctricas é possível injectar na rede potência reactiva de forma controlada.

A.2.2 – Geradores síncronos

- Ligação directa de geradores síncronos:

Uma vez que o gerador é ligado directamente à rede eléctrica o sistema é extremamente rígido devido às características de funcionamento do gerador eléctrico. Este sistema é frequente ser usado em pequenos sistemas isolados onde a potência é inferior a 1 kW.

- Ligação através de conversores electrónicos de frequência de geradores síncronos com circuito de excitação:

Este tipo de ligação permite que o aerogerador esteja "isolado" da rede eléctrica pelo conversor de frequência. É usado um sistema multiplicador de velocidade para que o conjunto gerador/rotor funcione com velocidade variável. Os conversores electrónicos de potência podem ser do tipo CA/CC/CA ou CA/CA e podem injectar na rede eléctrica potência reactiva de forma controlada. Os conversores electrónicos de potência podem injectar harmónicos de corrente na rede eléctrica.

- Ligação através de conversores electrónicos de potência de geradores síncronos de imanes permanentes:

Esta ligação dispensa o uso de multiplicadores de velocidade. Os conversores de potência permitem injectar potência reactiva controlável na rede eléctrica. No entanto, devido às características dos imanes permanentes este tipo de maquina eléctrica só esta disponível comercialmente para potências baixas.

Anexo B

Programa de Cálculo de Risco de Perda de Carga (PCRPC).

B.1 – Interface do PCRPC

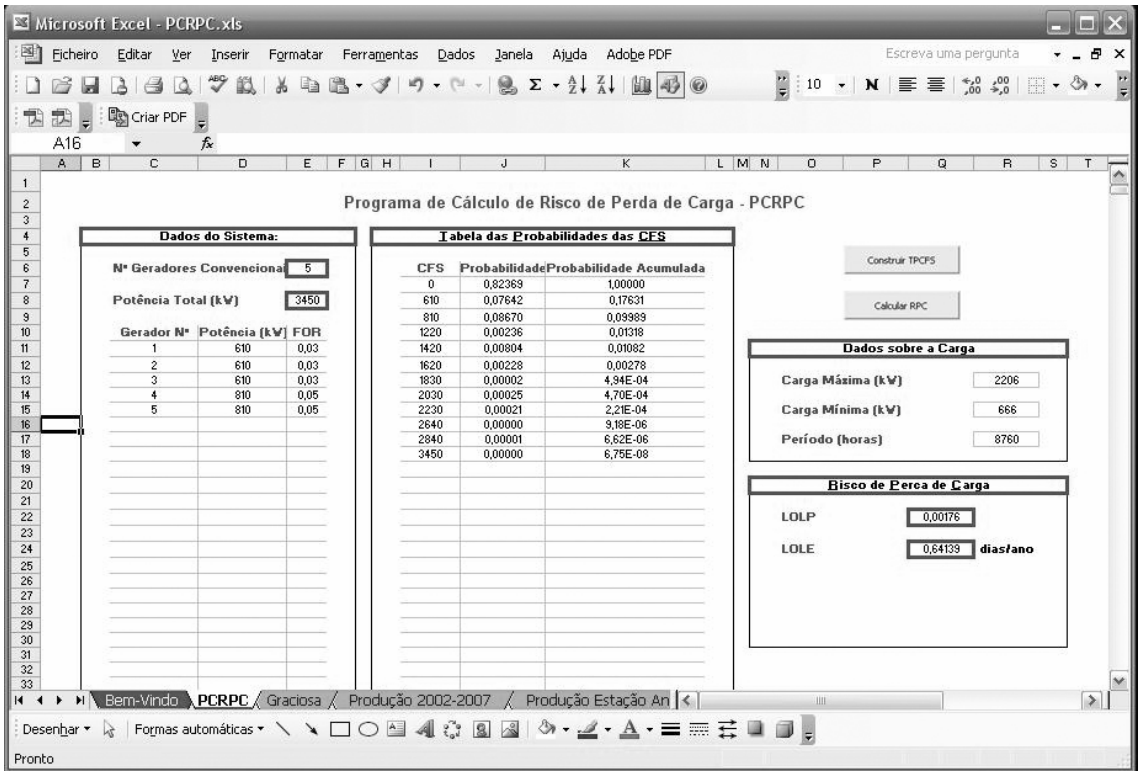


Figura B.1.1 – Interface *Excel* do PCRPC.

B.2 – Código Visual Basic do PCRPC

B.2.1 – Declaração das variáveis

```
Dim Cap_fora_serviço(), Prob_fora_serviço() As Double
Dim Cap_gerador(), Prob_gerador() As Double
Dim Cap_fora_serviço2(), Prob_fora_serviço2() As Double
Dim Cap_auxiliar(), Prob_auxiliar() As Double
Dim TESTE_PESQ As Boolean
Dim Percentagem_dias() As Double
Dim Ponta() As Double
Dim P_max, P_min, M, B, X, Per_max As Long
Dim PESQ, dimen, dimen2, dim_aux2 As Long
```

B.2.2 – Código PCRPC

```
Sub PCRPC()
   CFS
   RPC
End Sub
```

B.2.2 – Código CFS

```
Sub CFS()

Sheets("PCRPC").Select
Range("I7:K5000").ClearContents

NG = Worksheets("PCRPC").Cells(6, 5)   (carregar o numero de geradores do sistema)
ReDim Cap_gerador(NG)
ReDim Prob_gerador(NG)

(Carregar dados dos geradores)
For I = 1 To NG
   Cap_gerador(I) = Worksheets("PCRPC").Cells(10 + I, 4)
   Prob_gerador(I) = Worksheets("PCRPC").Cells(10 + I, 5)
Next I

(Construí a tabela inicial das CFS)
dimen = 2
ReDim Cap_fora_serviço(dimen)
ReDim Prob_fora_serviço(dimen)
Cap_fora_serviço(1) = 0
Cap_fora_serviço(2) = Cap_gerador(1)
Prob_fora_serviço(1) = (1 - Prob_gerador(1))
```

```
Prob_fora_serviço(2) = Prob_gerador(1)

(Construí a tabela i das CFS)
dimen = 2
For I = 2 To NG
   dimen = dimen * 2
   ReDim Preserve Cap_fora_serviço(dimen)    (Dimensiona a tabela i das CFS)
   ReDim Preserve Prob_fora_serviço(dimen)    (Dimenciona a tabela i das probabilidades CFS)
   For J = (dimen / 2) + 1 To dimen
      Cap_fora_serviço(J) = Cap_fora_serviço(J - dimen / 2) + Cap_gerador(I)
      Prob_fora_serviço(J) = Prob_fora_serviço(J - dimen / 2) * (Prob_gerador(I))
   Next J
   For J = 1 To (dimen / 2)
      Prob_fora_serviço(J) = Prob_fora_serviço(J) * (1 - Prob_gerador(I))
   Next J
   dim_aux2 = 1
   ReDim Preserve Cap_auxiliar(dim_aux2)
   ReDim Preserve Prob_auxiliar(dim_aux2)
   Cap_auxiliar(1) = Cap_fora_serviço(1)
   Prob_auxiliar(1) = Prob_fora_serviço(1)
   For J = 1 To dimen
      TESTE_PESQ = False
      For K = 1 To dim_aux2
      If (Cap_fora_serviço(J) = Cap_auxiliar(K)) Then
         TESTE_PESQ = True
         If J <> K Then
            Prob_auxiliar(K) = Prob_auxiliar(K) + Prob_fora_serviço(J)
         End If
      End If
      Next K
      If TESTE_PESQ = False Then
         dim_aux2 = dim_aux2 + 1
         ReDim Preserve Cap_auxiliar(dim_aux2)
         ReDim Preserve Prob_auxiliar(dim_aux2)
         Cap_auxiliar(dim_aux2) = Cap_fora_serviço(J)
         Prob_auxiliar(dim_aux2) = Prob_fora_serviço(J)
      End If
   Next J
   dimen = dim_aux2
   ReDim Cap_fora_serviço(dimen)
   ReDim Prob_fora_serviço(dimen)
   For J = 1 To dimen
      Cap_fora_serviço(J) = Cap_auxiliar(J)
      Prob_fora_serviço(J) = Prob_auxiliar(J)
   Next J
   ReDim Cap_auxiliar(1)
```

```
   ReDim Prob_auxiliar(1)
Next I

dimen2 = 1
ReDim Preserve Cap_fora_serviço2(dimen2)
ReDim Preserve Prob_fora_serviço2(dimen2)
Cap_fora_serviço2(1) = Cap_fora_serviço(1)
Prob_fora_serviço2(1) = Prob_fora_serviço(1)
For I = 2 To dimen 'tabela actual
   existente = 0
   For J = 1 To dimen2 'nova tabela
      If Cap_fora_serviço2(J) = Cap_fora_serviço(I) Then
         existente = J
      End If
   Next J
   If existente > 0 Then
      Prob_fora_serviço2(existente) = Prob_fora_serviço2(existente) + Prob_fora_serviço(I)
   Else
      dimen2 = dimen2 + 1
      ReDim Preserve Cap_fora_serviço2(dimen2)
      ReDim Preserve Prob_fora_serviço2(dimen2)
      Cap_fora_serviço2(dimen2) = Cap_fora_serviço(I)
      Prob_fora_serviço2(dimen2) = Prob_fora_serviço(I)
   End If
Next I
ReDim Cap_fora_serviço(dimen2)
ReDim Prob_fora_serviço(dimen2)
For I = 1 To dimen2
   Cap_fora_serviço(I) = Cap_fora_serviço2(I)
   Prob_fora_serviço(I) = Prob_fora_serviço2(I)
Next I

(ordenar a tabela)
For K = 1 To dimen2
   For J = K + 1 To dimen2
      If Cap_fora_serviço(J) < Cap_fora_serviço(K) Then
         Aux1 = Cap_fora_serviço(K)
         Aux2 = Prob_fora_serviço(K)
         Cap_fora_serviço(K) = Cap_fora_serviço(J)
         Cap_fora_serviço(J) = Aux1
         Prob_fora_serviço(K) = Prob_fora_serviço(J)
         Prob_fora_serviço(J) = Aux2
      End If
   Next J
Next K
```

```
(tabela agregada e ordenada)
For I = 1 To dimen2

   Worksheets("PCRPC").Cells(6 + I, 9) = Cap_fora_serviço(I)
   Worksheets("PCRPC").Cells(6 + I, 10) = Prob_fora_serviço(I)
   If I = 1 Then
      Worksheets("PCRPC").Cells(6 + I, 11) = 1
   Else
      Worksheets("PCRPC").Cells(6 + I, 11) = Worksheets("PCRPC").Cells(5 + I, 11) -
Prob_fora_serviço(I - 1)
   End If

Next I
End Sub
```

B.2.3 – Código RPC

```
Sub RPC()

P_max = Worksheets("PCRPC").Cells(13, 18)
P_min = Worksheets("PCRPC").Cells(15, 18)
Per_max = Worksheets("PCRPC").Cells(17, 18)
M = (P_max - P_min) / (Per_max)
B = P_min + M * Per_max

(Importação da informação sobre as Cargas)
Numero_periodos = ((Worksheets("PCRPC").Cells(17, 18)) + 1)
ReDim Percentagem_dias(Numero_periodos)
ReDim Ponta(Numero_periodos)
For I = 1 To Numero_periodos
   Percentagem_dias(I) = (I - 1) * 100 / Per_max
   Ponta(I) = -M * (I - 1) + B
Next

'Potencia Instalada
Potencia_Instalada = Worksheets("PCRPC").Cells(8, 5)

(Cálculo do LOLP e do LOLE)
LOLP = 0
For I = 1 To dimen2
   Capacidade = Potencia_Instalada - Cap_fora_serviço(I)
   Prob = 0
   For J = 1 To Numero_periodos
      If Ponta(J) > Capacidade Then
         X = (B - Capacidade) / M
         X = (X * 100) / Per_max
```

```
        If X <= 100 Then
            Prob = X
        Else
            Prob = 100
        End If
    Exit For
    End If
Next
LOLP = LOLP + Prob_fora_serviço(I) * Prob
Next
LOLP = LOLP / 100
LOLE = LOLP * Per_max / 24

(Colocar valores na folha de cálculo)
Worksheets("PCRPC").Cells(22, 17) = LOLP
Worksheets("PCRPC").Cells(24, 17) = LOLE

End Sub
```

Anexo C

Registos SCADA – Ano 2006.

Tabela C.1 – Registos SCADA do ano 2006 (kW).

Hora	Térm.	Eólic	Hora	Térm.	Eólic	Hora	Térm.	Eólic.	Hora	Térm.	Eólic.
1	1183	139	67	1238,5	57,5	134	1324	43,5	8695	1159	224,5
2	1179	129,5	68	1406	497	135	1384,5	27,5	8696	1252	245,5
3	1132,5	131	69	1322	551	136	1448	22	8697	1288	302,5
4	1175	75	70	1230	525	...	...	...	8698	1208,5	365
5	1182	52,5	71	1081,5	584,5	8633	1009	646,5	8699	1386,5	260
6	1080,5	133,5	72	907	551,5	8634	1335	615,5	8700	1368,5	295
7	999	159	73	753,5	605,5	8635	1905,5	196	8701	1315	301,5
8	990,5	130	74	683,5	603,5	8636	1534,5	400	8702	1425	114
9	1111	99	75	648	561,5	8637	1313	478,5	8703	1553	140,5
10	912	79	76	618	523	8638	1113,5	602	8704	1102	403
11	908	171	77	643	523	8639	1030	601	8705	924,5	610
12	808	316,5	78	678	507,5	8640	912,5	554	8706	1170	595
13	847,5	269,5	79	765	460	8641	823	537	8707	1431	670,5
14	1029	97	80	800,5	489	8642	700,5	586	8708	1405,5	674,5
15	1094	68,5	81	956,5	488	8643	630,5	579,5	8709	1339,5	628,5
16	1014,5	68	82	1057	411	8644	727	579	8710	1260	562,5
17	1026	42	83	1179,5	302,5	8645	736	561,5	8711	1115,5	560,5
18	1054,5	57	84	1223,5	247,5	8646	747,5	438,5	8712	943	575,5
19	1287,5	42,5	85	1310,5	111,5	8647	751	581	8713	804,5	545
20	1688,5	74,5	86	1230	207,5	8648	820,5	561,5	8714	840,5	435
21	1513,5	111	87	1160	191	8649	996	366,5	8715	823,5	399
22	1502	75,5	88	1068	305	8650	826,5	669,5	8716	665,5	554
23	1438,5	82,5	89	1252,5	119,5	8651	914,5	659	8717	665,5	543,5
24	1383	89	90	1176,5	141,5	8652	963	603,5	8718	960	295,5
25	1299,5	77,5	91	1438,5	101	8653	772,5	670	8719	859,5	348,5
26	1216,5	45,5	92	1736	98,5	8654	1009	540,5	8720	1165	75,5
27	1151	30,5	93	1799	61	8655	1077	515	8721	1134,5	79,5
28	1072	77	94	1704	62	8656	1028,5	485,5	8722	1010,5	348,5
29	1066,5	47	95	1573,5	56	8657	1126,5	354,5	8723	947	387
30	1071,5	29	96	1450	51	8658	1371,5	337,5	8724	1007,5	474
31	1038	45	97	1159	149	8659	1502,5	671,5	8725	1007,5	440
32	1076	60,5	98	1017	147,5	8660	1472,5	659,5	8726	880,5	596
33	1215,5	53	99	981,5	194	8661	1495,5	366,5	8727	898	503,5
34	1121	46	100	913,5	188	8662	1425,5	256,5	8728	764	648,5
35	1320,5	54,5	101	952	215	8663	1346	328	8729	741	698,5
36	1330	53	102	831	245	8664	947	541	8730	1035	694,5
37	1414,5	36	103	854	272	8665	693,5	678,5	8731	1405	700
38	1374	33,5	104	926,5	199,5	8666	736	479,5	8732	1564	477,5
39	1337	30	105	1159	181,5	8667	980,5	205	8733	1685	162
40	1404	39	106	1078	239	8668	982	209,5	8734	1455,5	259,5
41	1320,5	63	107	611,5	76,5	8669	1013	141	8735	1395	280
42	1291,5	88	108	1333,5	194,5	8670	1013	99,5	8736	1291	167,5
43	1420,5	244	109	1282	158,5	8671	1052,5	215	8737	1110	366
44	1715,5	201	110	1260	127	8672	1207,5	258	8738	1046	317
45	1554	348,5	111	1333,5	63	8673	1223,5	151,5	8739	957,5	271,5
46	1483,5	278	112	1289	45	8674	1232	258,5	8740	1010	258,5
47	1459,5	155,5	113	1232,5	57,5	8675	1320,5	309	8741	878	298
48	1378,5	210	114	1217,5	30,5	8676	1265	236	8742	879,5	304,5
49	1181	201,5	115	1420	134	8677	1180	224	8743	952	206
50	1062	192,5	116	1822,5	101	8678	1375,5	299,5	8744	1086,5	185
51	912,5	231,5	117	1811,5	84,5	8679	1243	370,5	8745	1115,5	81
52	944	241	118	1629,5	123,5	8680	1207	362,5	8746	1218,5	23,5
53	865	322,5	119	1629,5	41,5	8681	1236,5	372,5	8747	1247	27,5
54	751,5	415	120	1458,5	65,5	8682	1459	404	8748	1249,5	56
55	866	429,5	121	1317,5	42,5	8683	1657	376	8749	1273,5	53,5
56	839	301	122	1158	38	8684	1518	569,5	8750	1184,5	63
57	1039	330	123	1108,5	15,5	8685	1547,5	378	8751	1130	73
58	859	404,5	124	1052,5	43	8686	1557	193,5	8752	1129,5	79
59	1048,5	388,5	125	1082	35	8687	1573,5	123,5	8753	1174,5	45
60	1051	393	126	1100,5	32	8688	1374,5	183	8754	1525,5	58
61	1069,5	388,5	127	1118	49,5	8689	1235,5	68	8755	1959	50,5
62	993	473,5	128	1171	34	8690	1200,5	209	8756	1899	52,5
63	903,5	472,5	129	1338	36,5	8691	1138	150	8757	1662	36,5
64	973	0	130	1298,5	42,5	8692	1018,5	199,5	8758	1603,5	28
65	966	0	131	1343,5	61	8693	976	236	8759	1533,5	5
66	1000	28	132	1326,5	49,5	8694	965	187	8760	1523,5	0

Referências e Bibliografia

[1] IPCC, *Intergovernmental Panel on Climate Change*, http://www.ipcc.ch/.

[2] PNALE, *Plano Nacional para as Alterações Climáticas*, Comissão para as Alterações Climáticas - Governo Português 2002, http://www.ecotrade.pt/images/File/Docs/PNALE%20II_05jun06_Consulta%20Publica.pdf.

[3] IPCC, *Climate Change 2007, Synthesis Report*. 2007, http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf.

[4] EDP Renováveis, http://www.edprenovaveis.com/pt/.

[5] Rui M.G. Castro, *Introdução à Energia Eólica*, IST, 2007.

[6] The World of Wind Atlases – Wind Atlases of the World. *European Wind Atlas by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark*, 1989, http://www.windatlas.dk/Europe/landmap.html.

[7] Danish Wind Industry Association, http://www.windpower.org/en/core.htm.

[8] Ana Estanqueiro, *Aproveitamento do Potencial Eólico Sustentável em Portugal*, INETI, 2005.

[9] Global Wind Energy Council, *Global wind 2006 report*, 2006, http://www.gwec.net/index.php?id=28.

[10] Global Wind Energy Council, *Global wind 2007 report*. 2007, http://www.gwec.net/index.php?id=28.

[11] REN, *A energia eólica em Portugal - 1º semestre de 2007*, 2007.

[12] Vestas, http://www.vestas.com/en/.

[13] VAISALA, http://www.vaisala.com/.

[14] Wasp. *The Wind Atlas Analysis and Application Program*, http://www.wasp.dk/.

[15] Pedro André Carvalho Rosas e Ana Isabel Estanqueiro, *Guia de projecto eléctrico de centrais eólicas*, CDEE, 2003.

[16] J. A. Peças Lopes, *Impacto da integração da geração eólicas nas redes eléctricas (Redes de Distribuição e de Transporte)*, FEUP, 2006, http://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/EE_Impacto_Redes.pdf.

[17] Roy Billinton and Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation Power Systems*, PLENUM, 1996.

[18] F. Maciel Barbosa, *Fiabilidade do Sistema de Produção/Transporte*, FEUP, 2005.

[19] Sílvio Filipe Velosa e Dinis Duarte Pestana, *Introdução à Probabilidade e à Estatistica*, Gulbenkian, 2006.

[20] Vladimiro Miranda, *Fiabilidade em Sistemas de Potência - Uma Introdução*, FEUP, 2006.

[21] Phoon Hee Yau, *Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables*, University of Strathclyde Engineering, 2006.

[22] Kris R. Voorspools and William.D.D'haeseleer, *An analytical formula for the capacity credit of wind power*, ScienceDirect Renewable energy, Vol 31, nº 31, p. 45-54, Janeiro de 2006.

[23] Rajesh Karki and Po Hu, *Impact of Wind Power Growth on Capacity Credit*, 2007, IEEE Electrical and Computer Engineering, 2007, CCECE 2007, Vol 22, nº26, p. 1586-1589, Abril de 2007.

[24] C. D'Annunzio and S. Santoso, *Wind Power Generation Reliability analysis and Modeling*, IEEE Power Engineering Society General Metting, Vol. 1, p. 35-36,2005.

[25] M. Milligan and K. Porter, *Determining the Capacity Credit Value of Wind: A Survey of Methods and Implementation*, NREL, NREL/CP-500-38062, Maio de 2005.

[26] Michael R. Milligan, *Modeling Utility - Scale Wind Power Plants Part 2: Capacity Credit*, NREL, NREL/TP-500-29701, Março de 2002.

[27] Edgar A. DeMeo, G.A.J., Clint Kalich, Jack King, Michael R. Milligan, Cliff Murley, Brett Oakleaf, and Matthew J. Schuerger, *Accomodating Wind's Natural Behavior*, IEEE Power and Energy Magazine, Vol.5, nº6, Dezembro de 2007.

[28] Rui M.G. Castro and Luís A.F.M. Ferreira, *A Comparison Between Chronological and Probabilistic Methods to Estimate Wind Power Capacity Credit*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 16, nº 4, Novembro de 2001.

[29] Niels J. Schenk, H.C.M., José Potting, René M.J. Benders,. *Wind energy, electricity, and hydrogen in the Netherlands*, 2007, http://ivem.eldoc.ub.rug.nl/FILES/ivempubs/publart/2007/EnergySchenk/2007EnergySchenk.pdf.

[30] J.Charles Smith, M R.Milligan., Edgar A. DeMeo and Brian Parsons, *Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, nº 3,. p. 900-908, Agosto de 2007..

[31] L. L. Garver. *Effective Load - Carryng Capability of Generating Units*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, nº 8, p.910-919, Agosto de 1966.

[32] Wikipédia, *Graciosa*, http://pt.wikipedia.org/wiki/Graciosa.

[33] *Censos 2001*, http://www.ine.pt.

[34] EDA, *Electricidade dos Açores*, http://www.eda.pt/producao.php.

[35] J.M. Ferreira de Jesus e Rui M.G. Castro, *Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos*, IST, 2004.

[36] J. A. Peças Lopes. *Tipos de aerogeradores - Modelização, controlo e protecções*, FEUP, 2006.