



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

**Contribuição para as Decisões de Investimento na Energia
Eólica em Cabo Verde**

Edmir de Jesus Évora da Veiga Freire
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electromecânica

Orientador: Doutor João Paulo da Silva Catalão

Junho 2010

Dissertação realizada sob orientação de
Professor Doutor Eng.º João Paulo da Silva Catalão

Professor Auxiliar do
Departamento de Engenharia Electromecânica da
UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

Resumo

Esta dissertação incide sobre o tema “Contribuição para as Decisões de Investimento na Energia Eólica em Cabo Verde”, no qual o objectivo principal é analisar e avaliar um cenário de um sistema de energia eléctrica baseado na combinação de energia eólica e uma central a diesel. Para efeitos da simulação computacional foi usado o programa Homer® (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables). Os dados considerados para a simulação do cenário são dados reais extraídos da Ilha de São Vicente em Cabo Verde. O caso de estudo tem como objectivo adicionar turbinas eólicas num sistema de energia eléctrica composto por um grupo gerador a diesel, de forma a se determinar a relação custo/benefício, e analisar o efeito do preço dos combustíveis e o investimento inicial na turbina eólica. Conclui-se que este tipo de tecnologia é uma mais valia para um país em vias de desenvolvimento, mais propriamente Cabo Verde, em que actualmente o sistema depende fortemente de combustíveis fósseis importados.

Palavras-chave:

Energia Eólica

Cabo Verde

Eficiência Energetica

Produção Descentralizada

Abstract

This thesis focuses on the theme “Contribution to the Wind Energy Investment Decisions in Cape Verde”, in which the main objective is to analyze and evaluate a scenario of an electrical energy system based on the combination of wind energy and a diesel power station. For the purpose of computational simulation, the software Homer® (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) was used. The data considered to simulate the scenario are real data of the Sao Vicente Island in Cape Verde. The case study aims to add wind turbines in a electrical energy system composed of a diesel generator, in order to determine the cost/benefit relation, analyze the effect of fuel prices and the initial investment in the wind turbine. It can be concluded that this type of technology is an added advantage to a developing country, more specifically Cape Verde, in which the current systems depend heavily on imported fossil fuels.

Keywords:

Wind Energy

Cape Verde

Energy Efficiency

Decentralized Production

Agradecimentos

Ao Professor Doutor João Paulo da Silva Catalão, Professor Auxiliar no Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, principal responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela ajuda disponibilizada e por ter aceite este projecto.

Ao Professor Doutor Anildo Costa, do Instituto Superior Técnico, um bem-haja pela ajuda e pela atenção que me foi dada durante a realização desta dissertação.

À minha família, minha inspiração, muito obrigado por proporcionarem oportunidade de concluir o meu curso, pela força e por tudo que fizeram por mim. Sem vocês nada seria possível.

Aos meus amigos que foram o meu suporte durante essa caminhada, obrigado por todos os momentos passados juntos.

A todos aqueles que contribuíram directa ou indirectamente para a elaboração desta dissertação desejo ainda expressar o meu agradecimento.

Índice

| | |
|---|----|
| 1.1 Enquadramento | 2 |
| 1.2 Motivação..... | 3 |
| 1.3 Estado da arte | 4 |
| 1.4 Organização do texto..... | 4 |
| 1.5 Notação..... | 5 |
| 2.1 Vento | 7 |
| 2.2. Característica do Vento | 7 |
| 2.2.1. Variação no tempo..... | 7 |
| 2.2.2. Representação espectral..... | 9 |
| 2.3. Potência eólica | 10 |
| 2.4. Potência de uma turbina eólica e o binário | 14 |
| 2.4.1. Forças actuantes na pá..... | 16 |
| 2.5. Turbinas eólicas | 17 |
| 2.5.1. Classificação das turbinas eólicas | 17 |
| 2.5.2. Componentes | 21 |
| 2.6. Economia da Energia Eólica | 24 |
| 2.6.1. Custo do Investimento | 24 |

| | |
|--|----|
| 2.6.2. Custo da energia eólica comparado com outras tecnologias..... | 27 |
| 3.1. Estrutura do sistema eléctrico nacional..... | 32 |
| 3.1.1. Produção de energia eléctrica..... | 32 |
| 3.1.2. Transporte/Distribuição/Comercialização de energia eléctrica..... | 32 |
| 3.2. Principais agentes do sistema eléctrico nacional e suas competências relativamente à regulação do sector | 33 |
| 3.2.1. Ministério de Economia, Crescimento e Competitividade (MECC) – Direcção Geral de Industria e Energia (DGIE) – Direcção da energia (DE) | 33 |
| 3.2.2. Agência de Regulação Económica (ARE) | 33 |
| 3.2.3. Empresa Electra SARL..... | 34 |
| 3.3. Produção de energia eléctrica..... | 34 |
| 3.3.1. Consumo do combustível | 35 |
| 3.3.2. Variação de Pontas máximas..... | 38 |
| 3.3.3. Qualidade de serviços..... | 39 |
| 3.3.4. Distribuição da energia eléctrica | 39 |
| 3.4. Actividade Comercial..... | 41 |
| 3.4.1. Venda de electricidade | 42 |
| 3.4.2. Tarifas e preços médios de venda..... | 43 |
| 4.1. Introdução..... | 47 |
| 4.2. Potencial eólico de São Vicente..... | 47 |

| | |
|---|----|
| 4.2.1. Perfil de velocidade | 50 |
| 4.2.2. Efeito da turbulência..... | 51 |
| 5.1. Análise de Investimento..... | 53 |
| 5.2. critérios de avaliação baseados no cash-flow | 54 |
| 5.2.1. Valor líquido actual..... | 54 |
| 5.2.2. Taxa interna de rentabilidade | 55 |
| 5.2.3. Período de recuperação | 55 |
| 6.1. Software de simulação | 57 |
| 6.2. Cenário de estudo..... | 58 |
| 6.3. Modelização do cenário de estudo..... | 59 |
| 6.3.1. Modelização do recurso eólico..... | 59 |
| 6.3.2. Modelização do sistema eólico | 59 |
| 6.3.3. Modelização do sistema diesel..... | 63 |
| 7.1. Cenário de estudo e resultados..... | 67 |
| 8.1. Conclusão..... | 71 |
| 8.2. Trabalhos futuros | 72 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1. Exemplo do registo de um anemómetro: a) um dia, b) uma semana, c) um mês..... | 8 |
| Figura 2.2. Densidade espectral de energia..... | 9 |
| Figura 2.3. Uma parcela de ar movendo em direcção de uma turbina eólica..... | 11 |
| Figura 2.4. Efeito da temperatura e da elevação na densidade do ar..... | 13 |
| Figura 2.5. Sistema de forças no perfil alar..... | 16 |
| Figura 2.6. Turbina de eixo horizontal | 17 |
| Figura 2.7. Uma pá, duas pás, três e múltiplas pás | 18 |
| Figura 2.8. Turbinas upwind e downwind | 19 |
| Figura 2.9 Turbina darrieus..... | 20 |
| Figura 2.10. Esquema de uma turbina eólica típica | 21 |
| Figura 2.11. Custos calculados por kWh de energia eólica, em função do regime de vento do local escolhido..... | 25 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.12. Custo total da energia eólica por unidade de electricidade produzida, pelo tamanho da turbina (c€/kWh, preços constantes de 2006), e assumindo uma taxa de desconto de 7,5%..... | 26 |
| Figura 2.13. Investimento na energia eólica 2000-2030..... | 27 |
| Figura 2.14. Análise de sensibilidade dos custos de geração de electricidade comparando centrais convencionais com a energia eólica, assumindo o aumento do preço do combustível e do preço de carbono para o ano de 2010..... | 29 |
| Figura 2.15 Custo de geração de electricidade na união europeia 2015 e 2030..... | 30 |
| Figura 3.1. Consumo de combustíveis da Electra para produção da electricidade..... | 36 |
| Figura 3.2. A evolução da produção da electricidade em Cabo Verde..... | 38 |
| Figura 3.3. Crescimento médio anual das vendas de electricidade..... | 43 |
| Figura 4.1. Curva característica da turbina Nordtank NTK300/31..... | 46 |
| Figura 4.2. Localização dos parques eólicos na ilha de são Vicente | 47 |
| Figura 4.3. Mapa do potencial eólico da selada de flamengo..... | 49 |
| Figura 4.4. Intensidade de turbulência em função da velocidade do vento..... | 51 |
| Figura 6.1. Configuração do cenário de estudo no Homer..... | 58 |
| Figura 6.2. Valores da velocidade do vento na ilha de são Vicente..... | 59 |

| | |
|---|----|
| Figura 6.3. Vesta V-52..... | 60 |
| Figura 6.4. Inversor..... | 61 |
| Figura 6.5. Bateria trojan L16P..... | 62 |
| Figura 6.6. Cat 3412 CTA..... | 63 |
| Figura 6.7. Custo da turbina Vesta V-52..... | 64 |
| Figura 6.8. Custo da bateria trojan L16P..... | 65 |
| Figura 7.1. Cenário de estudo, a melhor configuração..... | 67 |
| Figura 7.2. Resultados da simulação | 68 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 2.1. Estrutura do custo para uma típica turbina instalada na Europa..... | 25 |
| Tabela 3.1. Potência instalada em Cabo verde distribuída por unidades de produção..... | 35 |
| Tabela 3.2. Consumo de combustíveis na produção de electricidade..... | 37 |
| Tabela 3.3. Pontas máximas em kW..... | 38 |
| Tabela 3.4. <i>Blackouts</i> (quantidade e duração) do ano de 2007 e 2008..... | 39 |
| Tabela 3.5. Consumos referidos a produção (<i>gross electrical consumption</i>) 2008 (kWh)..... | 40 |
| Tabela 3.6. Produção Vs. Venda da energia eléctrica..... | 41 |
| Tabela 3.7. Facturação da electricidade referente ao ano de 2008..... | 42 |
| Tabela 4.1. Produção anual do parque da selada de são Pedro..... | 48 |
| Tabela 4.2. Produção anual do parque da selada de flamengo..... | 48 |
| Tabela 4.3. Previsão média da velocidade do vento nas zonas da selada de são Pedro e flamengo..... | 50 |
| Tabela 4.4. Perfil vertical da velocidade média do vento..... | 50 |

Tabela 4.5. Intensidade de turbulência em função da velocidade do vento a 31 metros de altura em relação ao solo.....51

Tabela 7.1. Cálculo financeiro.....69

Lista de Siglas

| | |
|---------|--|
| TEH | Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal |
| TEV | Turbina Eólicas de Eixo Vertical |
| EWEA | <i>European Wind Energy Association</i> |
| ETS | <i>European Trading System</i> |
| IEA | <i>International Agency Energy</i> |
| CCGT | <i>Combined Cycle Gas Turbine</i> |
| ELECTRA | Empresa de Electricidade e Água |
| MECC | Ministério de Economia, Crescimento e Competitividade |
| DGIE | Direcção Geral de Industria e Energia |
| ARE | Agência de Regulação Económica |
| ERCV | Energias Renováveis de Cabo Verde |
| PEAS | Programa Energia, Água e Saneamento |
| VLA | Valor Líquido Actual |
| TIR | Taxa Interna de Rentabilidade |
| HOMER | <i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewables</i> |

Lista de Símbolos

| | |
|----------|-----------------------------|
| V | Velocidade |
| ρ_a | Massa específica do ar |
| v | Volume do ar |
| A_T | Área transversal do rotor |
| E | Energia cinética |
| P | Potência |
| p | Pressão |
| V_G | Volume do gás |
| n | Número de kilo moles do gás |
| R | Constante universal do gás |
| T | Temperatura |
| Z | Elevação |
| C_p | Coefficiente de potência |
| F | Força de impulsão |
| T_T | Binário da turbina |
| T_R | Binário real da turbina |

| | |
|----------------|--|
| r | Raio do rotor |
| C_T | Coefficiente do binário |
| λ | Velocidade específica na ponta da pá |
| Ω | Velocidade angular |
| N | Velocidade de rotação do rotor |
| $C_{P_{\max}}$ | Coefficiente de potência máximo |
| W | Vector velocidade relativa do vento |
| U_t | Velocidade tangencial da pá |
| A | Ângulo de ataque |
| B | Ângulo de passo |
| Φ | Ângulo do escoamento |
| D | Arrastamento |
| L | Sustentação |
| d | Despesas |
| I | Despesa do investimento no período inicial |
| i | Custo de capital |
| R_e | Receitas |

CAPÍTULO

1

Introdução

1.1 Enquadramento

A história mostra que o vento constitui-se numa das primeiras formas de energia aproveitadas pelo homem. No passado, em diferentes situações a energia dos ventos ou energia eólica já foi bastante utilizada, e hoje o seu aproveitamento é feito com toda a sofisticação que permite a tecnologia moderna [1].

Como consequência da crise energética de 1973, e o aumento do preço do petróleo no período de 1973-1986, há um ressurgimento da tecnologia do aproveitamento do vento, que leva ao aparecimento das actuais turbinas, capazes de produzir electricidade a preços competitivos relativamente às fontes tradicionais de energia, partindo de uma alternativa limpa e renovável.

Um dos principais problemas do mundo actual é o consumo de energia, sendo que o maior percentual da energia consumida no globo terrestre é proveniente do petróleo.

As matrizes mundiais mostram forte dependência dos combustíveis fósseis os quais levam milhares de anos para se formarem. Significa que, uma vez consumidos não poderão ser repostos. Por outro lado, as energias renováveis, a exemplo da eólica, possuem capacidade de reposição e podem servir eternamente aos propósitos energéticos com um impacte ambiental infinitamente menor que os combustíveis fósseis.

Esta dissertação incide sobre o tema “Contribuição para as Decisões de Investimento na Energia Eólica em Cabo Verde”. O sistema produtor eléctrico Cabo-Verdiano é considerado um dos mais caros do mundo, visto que, a grande maioria (cerca de 97%) da produção da energia eléctrica em Cabo Verde depende fortemente de combustíveis fósseis. A insularidade do país, a deficiência na produção e distribuição, são também alguns dos factores que contribuem para a deficiência deste sector.

Com o mercado petrolífero cada vez menos favorável, e sendo Cabo Verde um país em desenvolvimento, cada vez mais tem se falado numa política energética eficiente, visto que, com o aumento da procura da energia eléctrica, a entidade produtora não consegue dar resposta a toda as solicitações.

Uma das formas de melhorar o sistema eléctrico do país é o investimento nas energias renováveis. A localização geográfica de Cabo Verde permite-lhe excelentes condições de aproveitamento de energias renováveis, nomeadamente sol e vento, consideradas propícias por alguns especialistas [2].

1.2 Motivação

Cabo Verde dispõe de condições óptimas para produzir electricidade através do vento, e ao longo dos anos tem-se falado na maior penetração de energia eólica para produção de electricidade como uma forma de desenvolvimento sustentado do país, e na resolução dos muitos problemas existente no sistema de produção e distribuição de electricidade [3-8].

Com esta dissertação pretende-se enaltecer o potencial eólico em Cabo Verde, fazendo com que haja mais investimentos nesta área. Ainda, com este trabalho pretende-se dar uma contribuição na exploração/implementação da energia eólica em Cabo Verde.

1.3 Estado da arte

A história da implementação das energias renováveis em Cabo Verde, principalmente a energia eólica, começa em 1987 com a instalação de duas turbinas Vestas de 55 kW cada uma, ligadas à rede eléctrica da Praia, que posteriormente foram desactivadas. E, assim por diante, deram-se passos na implementação da energia eólica nas ilhas de Cabo Verde.

Em 1994 foram implementados três parques eólicos nas ilhas do Sal, Santiago e São Vicente, com potências de 600kW, 900kW, 900kW respectivamente, resultante da 1ª fase de um projecto denominado “*STEP 1 Wind Farm*”, realizado pela ELECTRA em conjunto com várias empresas, nomeadamente a Nordtank, a RISØ National Laboratory, a Carl Bro Internacional e a Elsamprojekt A/S.

Cabo Verde tem vários projectos futuros na área das energias renováveis, visando o aumento da potência nos parques eólicos de Sal, Santiago e São Vicente até ao final do ano de 2010, a implementação de um parque de aproveitamento de energia solar na ilha de Santiago, entre outros novos projectos que têm vindo a aparecer.

1.4 Organização do texto

O texto da dissertação está organizado em oito capítulos.

O segundo capítulo inclui fundamentos teóricos sobre a energia eólica, onde se aborda o vento como o elemento principal desta tecnologia, e por último a turbina eólica, retratando o seu princípio de funcionamento, classificação, componentes constituintes, e economia de energia.

No terceiro capítulo é apresentado o sistema eléctrico Cabo-Verdiano, mostrando os principais agentes deste sector, e como este está organizado. São também abordados dados técnicos sobre a rede de distribuição eléctrica de Cabo Verde, bem como as potências instaladas em cada ilha, as perdas, etc.

No quarto capítulo é retratado o potencial eólico de Cabo Verde, apresentando valores de perfis do vento medido em Cabo Verde, mais propriamente na ilha de São Vicente.

No quinto capítulo é apresentado a base da análise de investimento de um projecto, onde se enunciam os valores VAL e TIR que servem para avaliar a viabilidade económica de um projecto.

No sexto capítulo é apresentado o cenário adoptado para se fazer a simulação computacional.

No sétimo capítulo são apresentados os resultados e sua análise, baseada na simulação computacional desenvolvida.

No oitavo, e último capítulo, é apresentada a conclusão e trabalhos futuros nesta área.

1.5 Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspectos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efectuada através de parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efectuada através de parênteses rectos [].

CAPÍTULO
2

Energía Eólica

2.1 Vento

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

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

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

2.2 Característica do vento

2.2.1 Variação no tempo

A velocidade e a direcção do vento estão constantemente a variar no tempo. Na Figura 2.1 mostra-se, a título exemplificativo, o registo gráfico das medições efectuadas por um anemómetro, localizado na zona centro oeste de Portugal, no primeiro dia, primeira semana e mês de Agosto de 1997 (velocidades médias horárias).

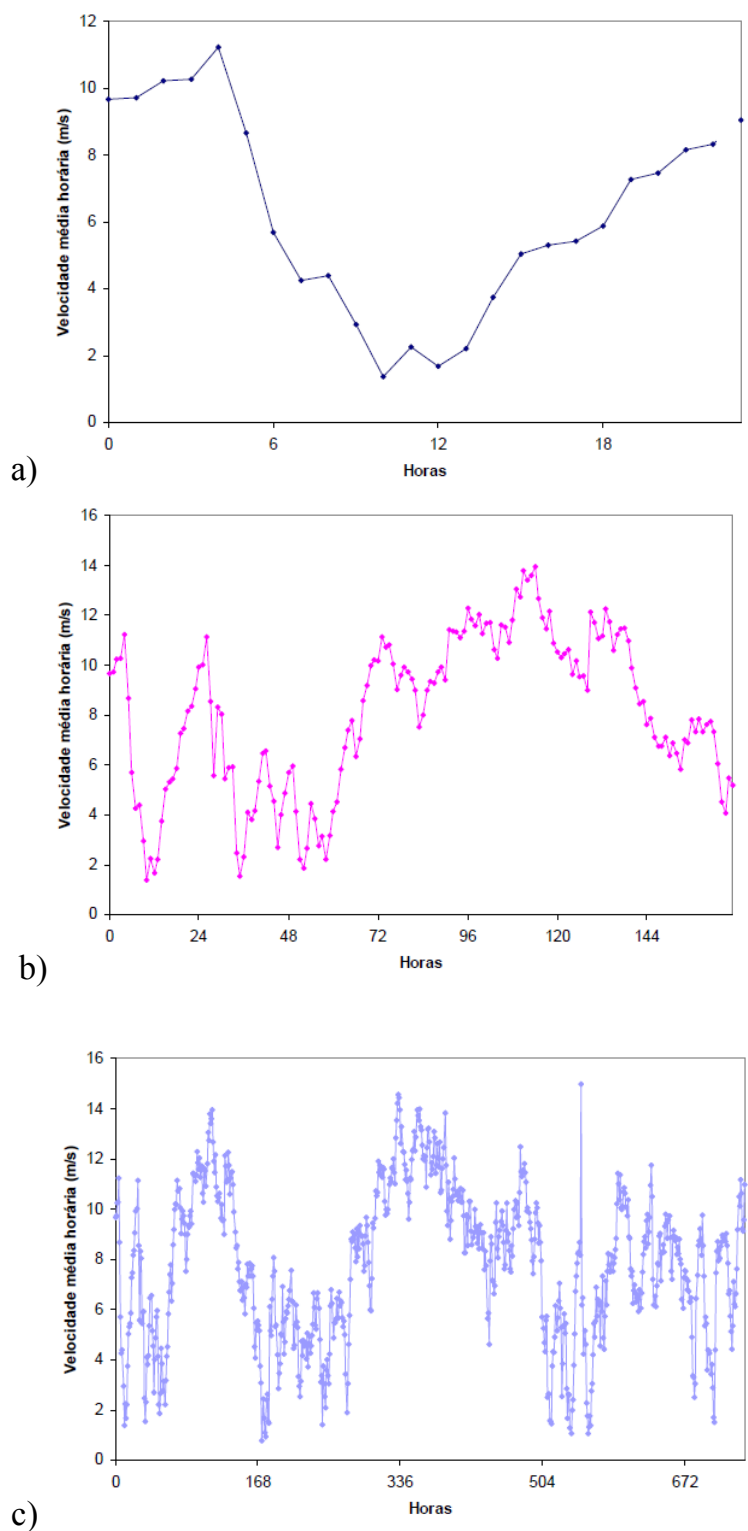


Figura 2.1. Exemplo do registo de um anemómetro: a) um dia, b) uma semana, c) um mês (extraído de [9]).

2.2.2 Representação espectral

O vento pode também ser descrito no domínio da frequência. A Figura 2.2 mostra um exemplo de uma representação espectral de vento, isto é, uma medida da energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento. A esta função, que é obtida a partir de um registo significativo (pelo menos, um ano) de medidas da velocidade do vento, dá-se o nome de densidade espectral de energia.

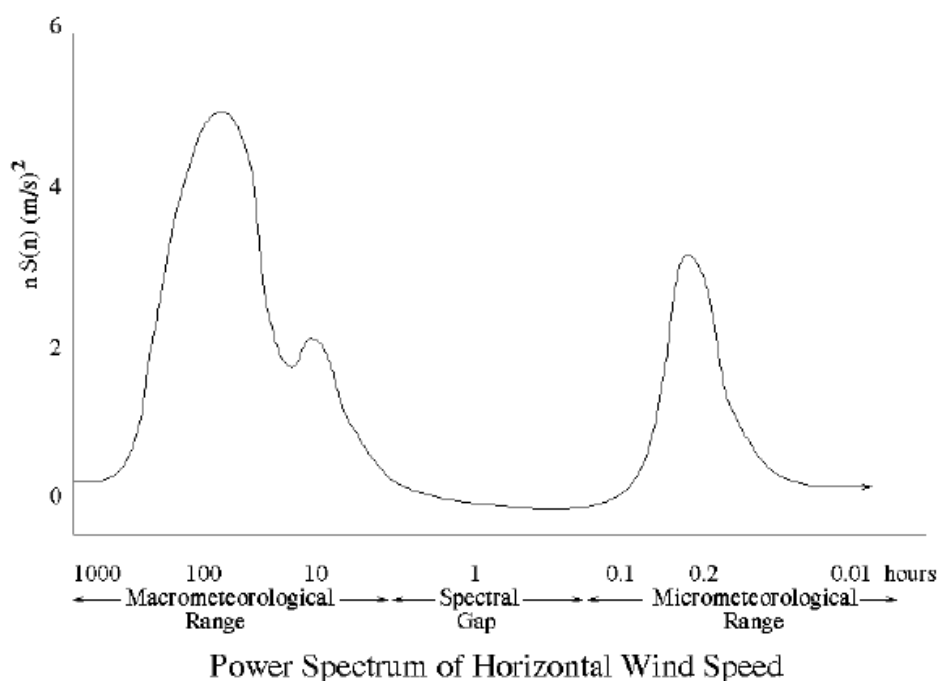


Figura 2.2. Densidade espectral de energia (extraído de [9]).

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

A análise da Figura 2.2 revela a existência de dois picos de energia e de um vale, formando três zonas distintas:

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

2.3 Potência eólica

A energia cinética de uma corrente de ar com massa m e movendo com a velocidade V é dada por:

$$E = \frac{1}{2} m V^2 \quad (1)$$

Considere um rotor de área transversal A exposto a este vento como se mostra na Figura 2.3. A energia cinética disponível do fluxo de ar na turbina é expressa por:

$$E = \frac{1}{2} \rho_a v V^2 \quad (2)$$

onde ρ_a é a massa específica do ar, e v é o volume do ar. Na unidade de tempo, a parcela de ar que interage com o rotor tem a área transversal igual à do rotor A_r e a espessura é igual à velocidade do vento (V). Por isso, a energia por unidade de tempo, potência, pode ser expressa por [10-12]:

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_r V^3 \quad (3)$$

Da equação (3), podemos ver que os factores que influenciam a potência disponível numa corrente de ar são a massa específica do ar, a área do rotor e a velocidade do vento. O efeito do vento é mais proeminente devido à sua relação cúbica com a potência.

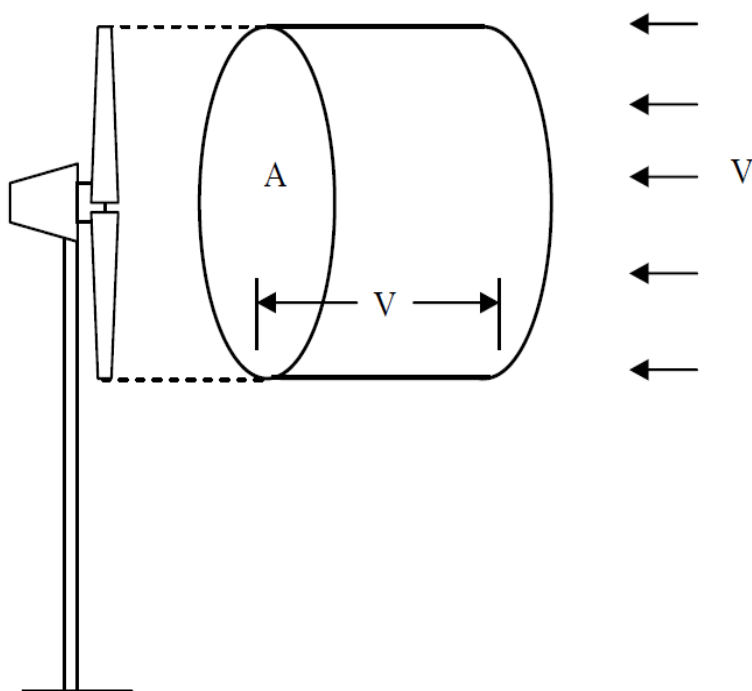


Figura 2.3. Uma parcela de ar movendo-se em direcção de uma turbina eólica (extraído de [13]).

Os factores como a temperatura, pressão atmosférica, elevação e constituintes do ar afectam a densidade do ar.

O ar seco pode ser considerado com um gás perfeito, de acordo com a lei dos gases perfeitos,

$$pV_G = nRT \quad (4)$$

onde p é a pressão, V_G é o volume do gás, n é o número de moles do gás, R é a constante universal, e T a temperatura. A densidade do ar que é a relação entre a massa de 1 kilo mole de ar e o seu volume, é dada por

$$\rho_a = \frac{m}{V_G} \quad (5)$$

Das equações (4) e (5), a densidade é dada por

$$\rho_a = \frac{mp}{RT} \quad (6)$$

Se conhecermos a elevação Z e o seu dado T , a densidade do ar pode ser calculada por

$$\rho_a = \frac{353.049}{T} e^{\left(-0.034 \frac{Z}{T}\right)} \quad (7)$$

A densidade do ar diminui com o aumento da elevação e da temperatura como se mostra na Figura 2.4. A densidade do ar pode ser considerada como sendo 1,225 para a maioria dos casos práticos. Devido a essa densidade relativamente baixa, o vento é mais uma fonte difusa de energia. Daí a necessidade de sistemas de grande porte para uma produção substancial de energia.

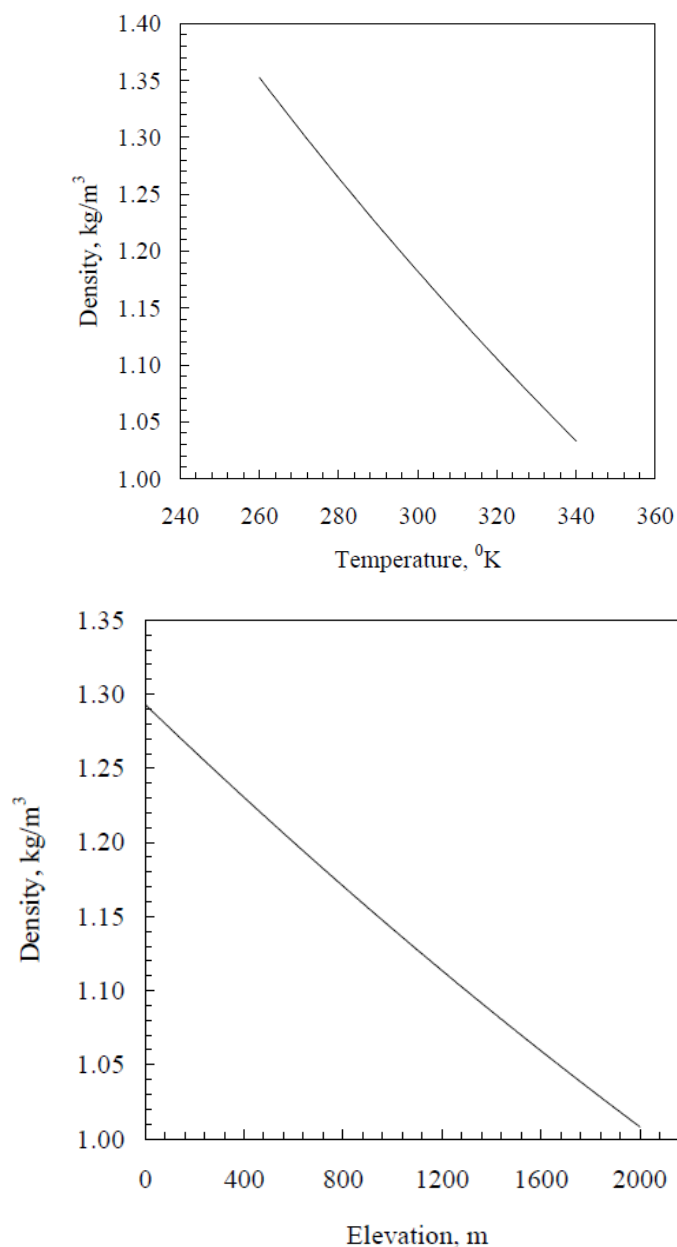


Figura 2.4. Efeito da temperatura e da elevação na densidade do ar (extraído de [13]).

O factor mais importante para a potência disponível do vento é a sua velocidade; quando a velocidade do vento duplicar, a potência disponível aumenta 8 vezes. Noutras palavras, para a mesma potência, a área do rotor pode ser reduzida por um factor de 8, se o sistema é colocado num lugar com o dobro da velocidade do vento. A vantagem é óbvia. Assim a escolha do local certo desempenha um papel importante no sucesso de projectos de energia eólica.

2.4 Potência de uma turbina eólica e o binário

A potência disponível teórica num fluxo de ar é dada pela equação (3). Contudo, a turbina não pode extrair completamente esta potência do vento. Quando a corrente de ar passa a turbina, uma parte da sua energia cinética é transferida para o rotor e o ar que sai da turbina leva o resto para fora. A potência real produzida por um rotor depende da eficiência com que essa transferência do vento ocorre no rotor. Esta eficiência é muitas vezes chamada de coeficiente de potência (C_p). Portanto, o coeficiente de potência pode ser definido como o rácio entre a potência real desenvolvida pelo rotor e a potência teórica disponível no vento

$$C_p = \frac{2P_T}{\rho_a A_T V^3} \quad (8)$$

onde P_T é potência desenvolvida pela turbina. O coeficiente de potência da turbina depende de muitos factores, como o perfil das pás do rotor, disposição e ajuste da pá. Um projectista pode tentar corrigir esses parâmetros no seu nível óptimo de modo a atingir um valor máximo de C_p numa ampla gama de velocidades.

A força de impulsão no rotor pode ser expressa como

$$F = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^2 \quad (9)$$

Portanto, pode-se representar o binário como

$$T_T = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^2 r \quad (10)$$

onde r é o raio do rotor. Este é o valor máximo teórico do binário, e na prática o eixo do rotor pode desenvolver apenas uma parte deste limite máximo. A razão entre o binário real desenvolvido pelo rotor e o binário teórico é denominado como coeficiente do binário (C_T). Deste modo, o coeficiente é dado por

$$C_T = \frac{2T_R}{\rho_a A_T V^2 r} \quad (11)$$

onde T_R é o binário real desenvolvido pelo rotor.

A potência desenvolvida pelo rotor numa determinada velocidade do vento depende da velocidade relativa entre a ponta do rotor e o vento. Por exemplo, numa situação em que o rotor está a rodar a uma velocidade muito baixa e o vento está a atingir o rotor com uma velocidade muito alta. Sob estas condições, como a pá está movendo-se lentamente, uma parte do fluxo de ar que se aproxima do rotor passa por ele sem interagir com as pás e, portanto, sem transferência de energia. Similarmente, se o rotor está a rodar rapidamente e a velocidade do vento for baixa, o fluxo de vento pode ser desviado da turbina e a energia pode ser perdida devido à turbulência. Em ambos os casos anteriores, a interacção entre o rotor e o fluxo de ar não é eficiente e, assim, resulta num coeficiente de potência baixa. A razão entre a velocidade da ponta do rotor e a velocidade do vento é denominada como velocidade específica na ponta da pá (λ). Deste modo

$$\lambda = \frac{r\Omega}{V} = \frac{2\pi Nr}{V} \quad (12)$$

onde Ω é a velocidade angular e N é a velocidade de rotação do rotor. O coeficiente de potência e do binário do rotor varia com a velocidade específica na ponta da pá. Existe um valor óptimo (λ) para um dado rotor em que a transferência de energia é mais eficiente, portanto, o coeficiente de potência é máximo ($C_{P_{\max}}$).

A relação entre o coeficiente de potência e a velocidade específica na ponta da pá é

$$C_T = \frac{2P_T}{\rho_a A_T V^3} = \frac{2T_R \Omega}{\rho_a A_T V^3} \quad (13)$$

Dividindo a equação (13) pela equação (11) tem-se

$$\frac{C_P}{C_T} = \frac{r\Omega}{V} = \lambda \quad (14)$$

Deste modo, a velocidade específica na ponta da pá é dada pela relação entre coeficiente de potência e o coeficiente do binário do rotor.

2.4.1 Forças actuantes na pá

A geometria das pás do rotor, cuja secção recta tem a forma de um perfil alar, determina a quantidade de energia que é extraída a cada velocidade do vento.

A Figura 2.5 ilustra as forças presentes num elemento do perfil alar.

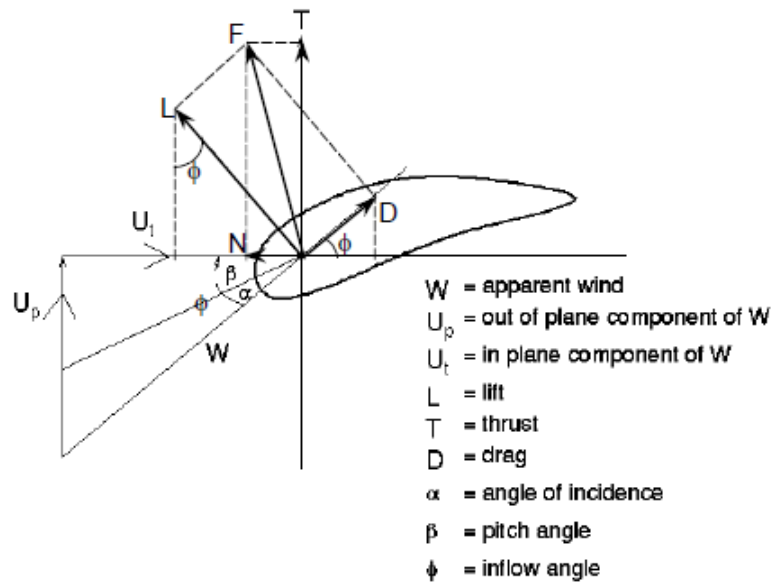


Figura 2.5. Sistema de forças num perfil alar (extraído em [9]).

As grandezas intervenientes são as seguintes:

- O vector velocidade relativa do vento W que actua o elemento de pá, resulta de duas componentes: a velocidade do vento U_p e a velocidade tangencial da pá U_t .
- O ângulo de ataque α , definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e de saída do perfil (linha de corda) e a velocidade relativa; o ângulo de passo β , que é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda; o ângulo do escoamento ϕ , tal que $\phi = \alpha + \beta$.

- O vector força F pode ser decomposto em duas componentes: uma, actuando na mesma direcção da velocidade relativa, designa-se por arrastamento D ; outra, é perpendicular e designa-se por sustentação L .
- O vector força F pode, igualmente, ser decomposto na direcção do plano de rotação e na direcção perpendicular, obtendo-se a componente que contribui para o movimento da pá N , e a componente que contribui para o binário motor T .

2.5 Turbinas eólicas

2.5.1 Classificação das turbinas eólicas

Desde o início da tecnologia da energia eólica, foram concebidas e desenvolvidas diversas máquinas de diferentes tipos e formas em torno de diferentes partes do mundo. Alguns destes projectos inovadores não foram comercialmente aceites. Embora existam várias maneiras de categorizar as turbinas eólicas, elas são classificadas em turbinas de eixo horizontal (Figura 2.6) e turbinas de eixo vertical, com base no seu eixo de rotação.



Figura 2.6. Turbina de eixo horizontal (extraído de [13]).

As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEH) têm o seu eixo de rotação horizontal em relação ao chão e quase paralelo ao fluxo do vento. As maiores das turbinas eólicas comerciais enquadram-se nesta categoria. As TEH têm algumas vantagens, como sendo, baixa velocidade *cut-in wind* e, em geral, têm um coeficiente de potência relativamente elevado. No entanto, o gerador e a caixa de velocidades destas turbinas devem ser colocados sobre a torre, o que faz o seu design mais complexo e mais caro. Uma desvantagem consiste na necessidade da cauda orientar a turbina eólica na direcção do vento. Dependendo do número de pás, as TEH são ainda classificadas como de uma pá, duas pás, três pás e múltiplas pás, como se apresenta na Figura 2.7.

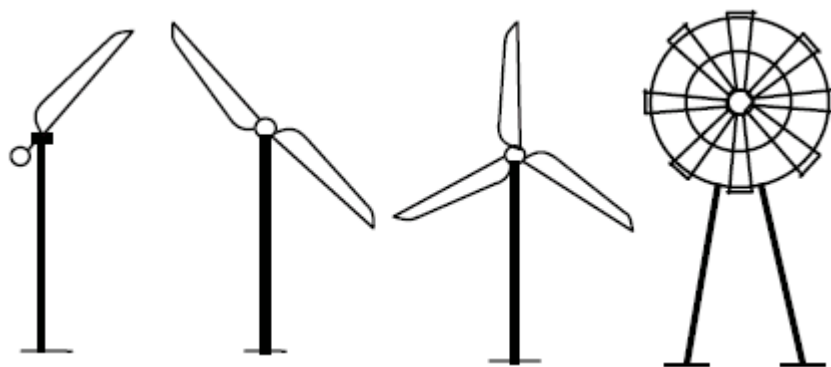


Figura 2.7. Uma pá, duas pás, três pás, e múltiplas pás (extraído de [13]).

As turbinas com uma pá são mais baratas devido à poupança de materiais para as pás. As perdas por arrasto são também mínimas para essas turbinas. No entanto, para a pá rodar, é necessário colocar um contrapeso no outro extremo da pá. As turbinas de uma pá não são muito populares devido ao problema de equilíbrio e aceitabilidade visual. As turbinas de duas pás também têm estas desvantagens, mas em menor grau.

A maioria das turbinas comerciais presentes usadas para produção de electricidade é turbinas com três pás. Estas são mais estáveis, com a carga aerodinâmica relativamente uniforme. As turbinas com maior número de pás (6, 8 ou até mais) também estão disponíveis.

A relação entre a área real das pás e a área varrida de um rotor é denominada como a solidez. Assim, os rotores com múltiplas pás são também chamados de rotores de alta solidez. Estes rotores podem começar a rodar facilmente, visto que, interage inicialmente mais área de rotor com o vento.

Baseado no sentido do vento, uma TEH pode ser classificada como *upwind* e *downwind*, como se mostra na Figura 2.8. As turbinas *upwind* têm o seu rotor de frente para o vento. Como o fluxo de vento passa primeiro pelo rotor, não têm o problema com a sombra da torre. No entanto, é necessário um mecanismo para manter o rotor sempre em frente do vento. Em contrapartida, as máquinas *downwind* são mais flexíveis. Mas, como os rotores estão colocados no lado sotavento da torre, pode haver carga irregular nas pás, uma vez que o vento atravessa a sombra da torre.

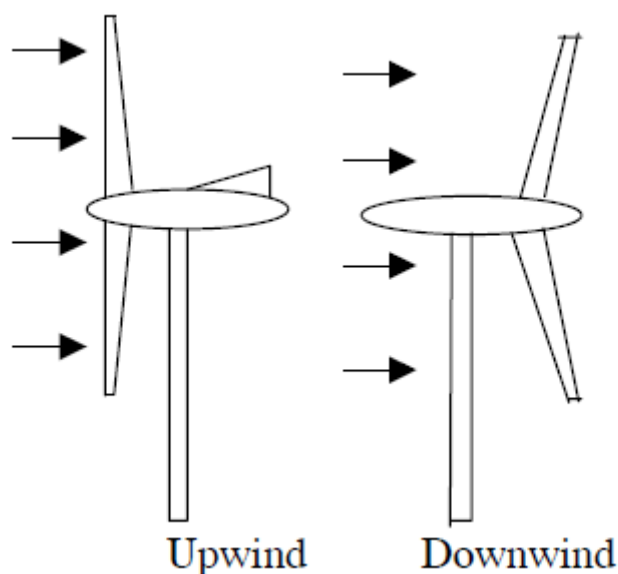


Figura 2.8. Turbinas upwind e downwind (extraído de [13]).

O eixo de rotação da turbina de eixo vertical (TEV), como o nome indica, vertical ao solo e quase perpendicular à direcção do vento. A TEV pode receber vento de qualquer direcção (Figura 2.9). O gerador e a caixa de velocidade de tais sistemas podem ser colocados no nível do solo, o que torna o projecto da torre mais simples e mais económico. Além disso a manutenção dessas turbinas pode ser realizada no nível do solo. Para estes sistemas, o controlo de passo não é necessário quando usado para aplicações síncronas. A principal desvantagem de algumas TEV é que normalmente não são de início automático (*self-starting*). É necessário ter mecanismos adicionais para "empurrar" e começar a rodar, uma vez que ele está parado. Enquanto o rotor completa a sua rotação, as pás passam por zonas aerodinamicamente "mortas" que irão resultar na redução da eficiência do sistema. Há possibilidades de que as pás possam circular a velocidades perigosamente altas, causando a falha do sistema, se não for controlada adequadamente. Além disso, são necessários cabos para sustentar a estrutura da torre, o que pode suscitar dificuldades práticas.



Figura 2.9. Turbina Darrieus (extraído de [13]).

2.5.2 Componentes

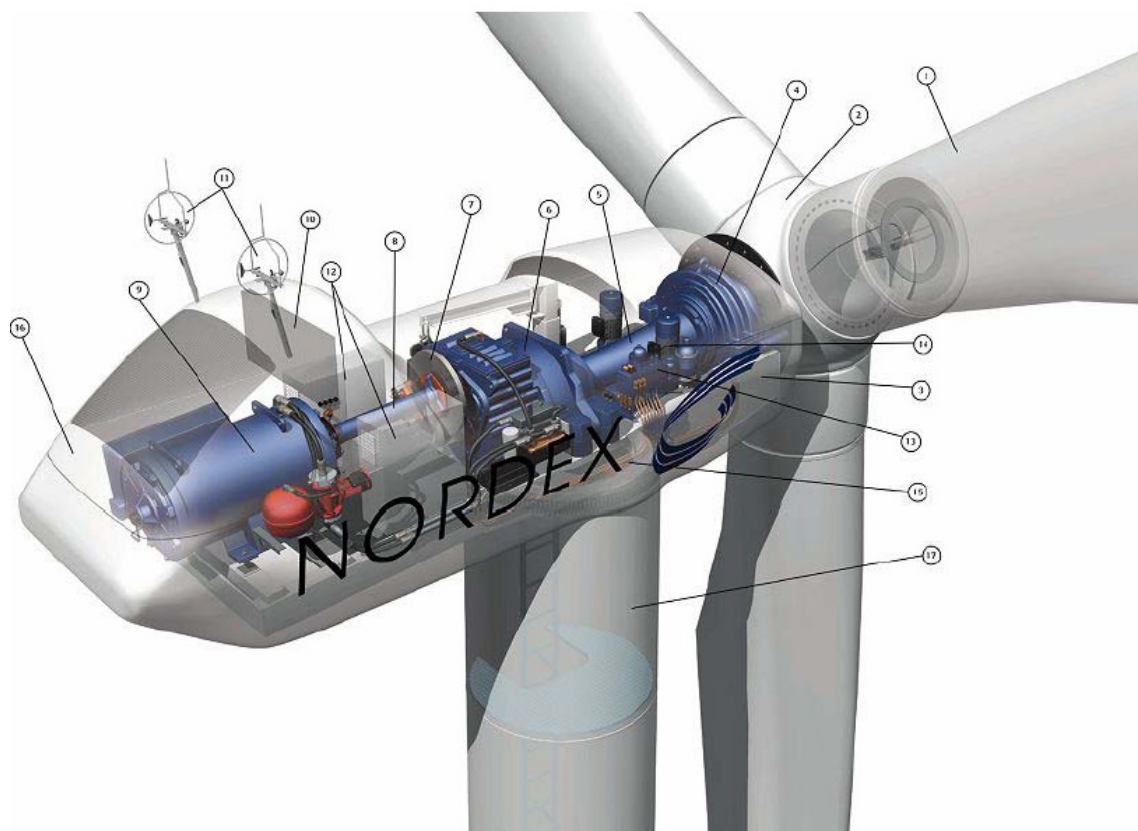


Figura 2.10. Esquema de uma turbina eólica típica (extraído de [9]).

Legenda:

- 1 – Pás do rotor;
- 2 – Cubo do rotor;
- 3 – Cabina;
- 4 – Chumaceira do rotor;
- 5 – Veio do rotor;
- 6 – Caixa de velocidades;
- 7 – Travão de disco;
- 8 – Veio do gerador;
- 9 – Gerador;
- 10 – Radiador de arrefecimento;
- 11 – Anemómetro e sensor de direcção;
- 12 – Sistema de controlo;
- 13 – Sistema hidráulico;
- 14 – Mecanismo de orientação direccional;
- 15 – Chumaceira do mecanismo de orientação direccional;
- 16 – Cobertura da cabina;
- 17 – Torre.

A Figura 2.10 mostra os principais componentes de uma turbina eólica do tipo mais comum, isto é, de eixo horizontal e directamente ligada à rede eléctrica.

Basicamente, o sistema de conversão de energia eólica divide-se em três partes: rotor, cabina (ou *nacelle*) e torre.

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

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

Por outro lado, é necessário que o cubo do rotor (local de fixação das pás) possa baloiçar, isto é, que apresente um ângulo de inclinação relativamente à vertical, de forma a acomodar os desequilíbrios resultantes da passagem das pás em frente à torre. Esta questão assume relevância acrescida no desenho do rotor de duas pás.

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

Na cabina estão alojados, entre outros equipamentos, o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), o gerador e o mecanismo de orientação direccional. O veio principal de baixa rotação transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades. Neste veio estão montadas as tubagens de controlo hidráulico dos travões aerodinâmicos.

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

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

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

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

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

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

2.6 Economia da energia eólica

Os principais parâmetros que regem a economia de energia eólica incluem:

- Custos de investimento, tais como custos auxiliares para a fundação e ligação à rede;
- Custos de operação e manutenção;
- Produção de electricidade eólica/velocidade média;
- Tempo de vida da turbina;
- Taxa de desconto.

Os parâmetros mais importantes são a produção de electricidade da turbina e os custos de investimento. Como a produção de electricidade depende em grande parte das condições do vento, uma escolha boa do local da turbina é crucial para alcançar viabilidade económica.

2.6.1 Custo do investimento

Os custos capitais de projectos de energia eólica são dominados pelo custo da turbina eólica em si. A Tabela 2.1 mostra a estrutura de custos para uma típica turbina de 2 MW instalada na Europa.

Tabela 2.1. Estrutura do custo para uma típica turbina, de 2 MW, instalada na Europa (extraído de [14]).

| | Investment (€1000/MW) | Share (%) |
|-----------------------|-----------------------|-----------|
| Turbine (ex-works) | 928 | 75.6 |
| Foundations | 80 | 6.5 |
| Electric installation | 18 | 1.5 |
| Grid connection | 109 | 8.9 |
| Control systems | 4 | 0.3 |
| Consultancy | 15 | 1.2 |
| Land | 48 | 3.9 |
| Financial costs | 15 | 1.2 |
| Road | 11 | 0.9 |
| Total | 1227 | 100 |

O custo por kWh de energia eólica gerada, calculado em função do regime de ventos num dado lugar escolhido, é mostrado na Figura 2.11. Conforme ilustrado, os custos variam cerca de 7-10 c€/kWh em locais com baixa velocidade média do vento, a cerca de 5-6,5 c€/kWh nas zonas costeiras, com uma média aproximadamente 7c€/kWh num local com uma velocidade do vento médio. A figura também mostra como o custo da instalação altera o custo de produção de electricidade.

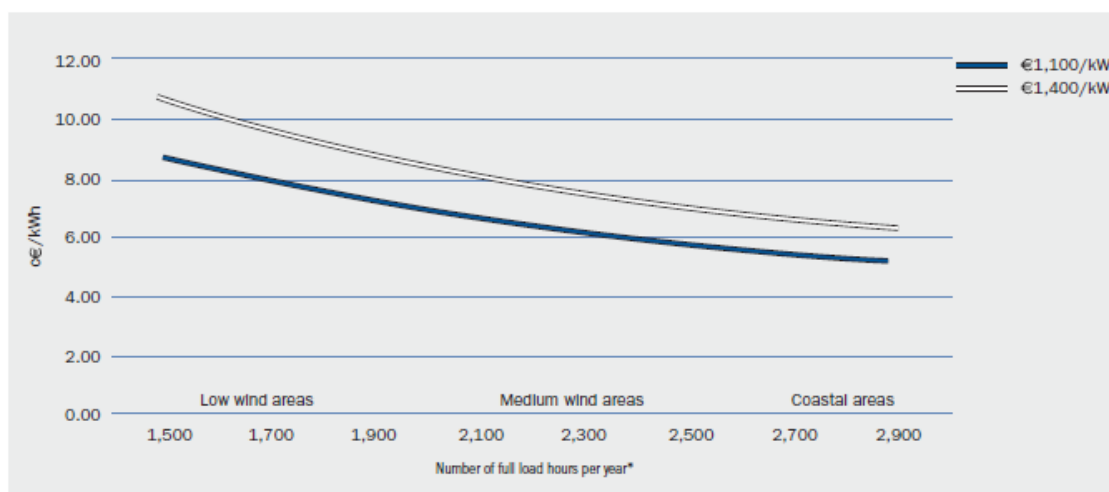


Figura 2.11. Custos calculados por kWh de energia eólica, em função do regime de vento no local escolhido (extraído de [14]).

*Horas de carga total é o número de horas durante um ano durante o qual a turbina terá de funcionar em pleno, a fim de produzir a energia liberada durante um ano (ou seja, o factor de capacidade multiplicado por 8760).

O rápido desenvolvimento da capacidade da energia eólica no mundo teve uma forte influência no custo da energia eólica nos últimos 20 anos. Para ilustrar a tendência para a redução dos custos de produção eólica, a Figura 2.12 mostra os custos de produção de diferentes tamanhos e modelos das turbinas eólicas.

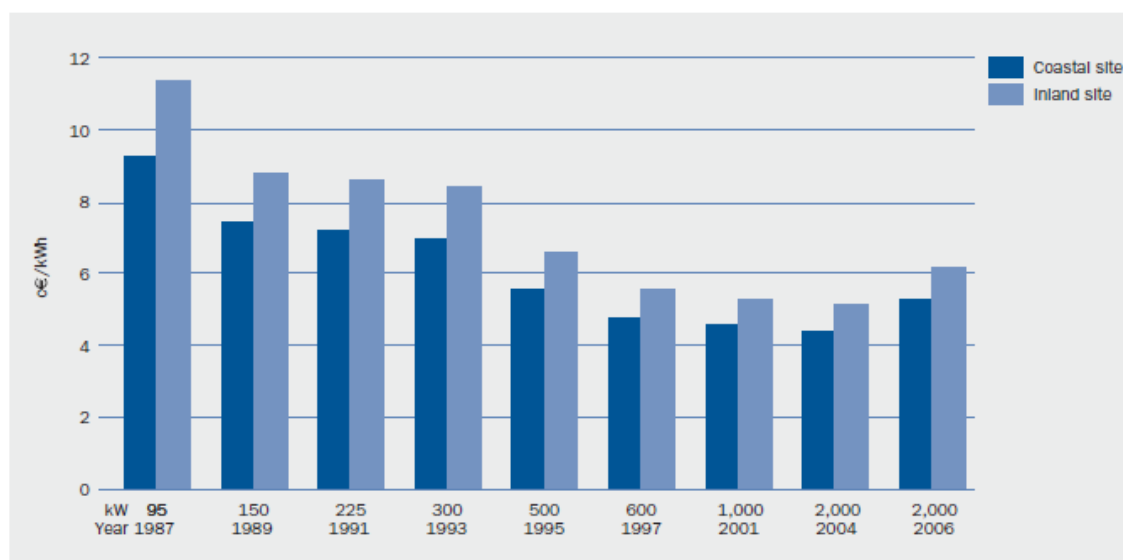


Figura 2.12. Custo total da energia eólica por unidade de electricidade produzida, pelo tamanho da turbina (c€/kWh, preços constantes de 2006), e assumindo uma taxa de desconto de 7.5% (extraído de [14]).

As consequências económicas da tendência das turbinas melhorarem relação custo-eficácia é claro. Para um lugar na zona costeira, por exemplo, a média de custo diminuiu de cerca de 9,2 c€/kWh para uma turbina de 95 kW (principalmente instalada em meados de 1980), para cerca de 5,3 c€/kWh para uma de 2000 kW; uma melhoria de mais de 40% (preços constante de 2006).

A Figura 2.13 mostra o investimento anual previsto na energia eólica entre 2000-2030, com base nos cenários da EWEA até 2030. Espera-se que mercado esteja estável com cerca de 10 bilhões€/ano até 2015.

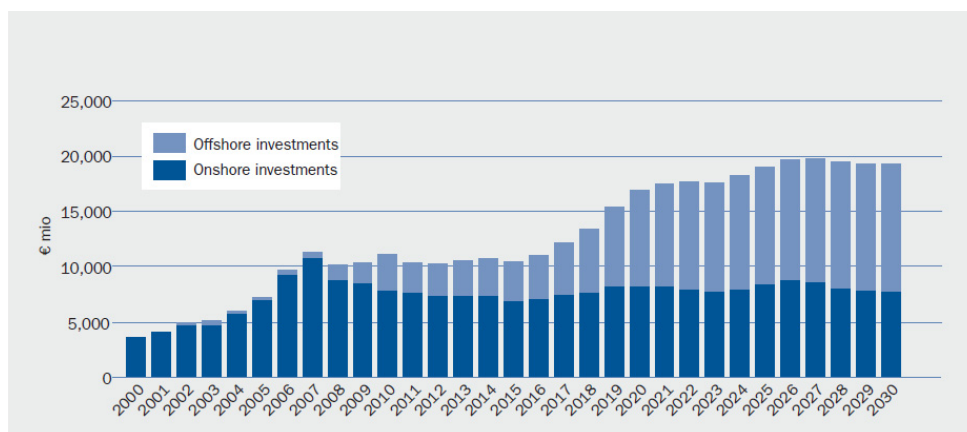


Figura 2.13 Investimentos na energia eólica 2000-2030 (extraído de [14]).

2.6.2 Custo da energia eólica comparado com outras tecnologias

O custo geral de produção de electricidade convencional é determinado por quatro componentes:

- Custo dos combustíveis;
- Custo das emissões CO₂;
- Custo O&M;
- Os custos de capital, incluindo planeamento e local de trabalho.

Os preços dos combustíveis referenciados aqui foram dados pelos mercados internacionais e, no caso de referência, presume-se o desenvolvimento de acordo com a IEA Energy Outlook 2007, que assume um preço do petróleo bruto \$ 63/barril em 2007, que diminuiu gradualmente de \$59/ barril em 2010 (valores constantes). Como normalmente se observa, os preços do gás natural são considerados a seguir o preço do petróleo (pressupostos básicos sobre os preços de outros combustíveis: carvão €1.6/GJ e de gás natural €6.05/GJ). Os preços do petróleo atingiram um nível elevado de \$147/barril em Julho de 2008. Note-se que, na edição de 2008 do *World Energy Outlook*, a IEA aumentou suas projecções do preço do combustível para €100/barril em 2010 e US \$ 122/barril em 2030 (preços de 2007).

Na Figura 2.14 é representado o custo para cada central (Setembro de 2008), o preço do petróleo é de US \$ 120/barril, significativamente superior à previsão do preço do petróleo da IEA para 2010. Na mesma figura, o preço do gás natural é assumido como o dobro em relação ao equivalente a uma referência do preço do petróleo de US \$118/barril em 2010.

Com o aumento dos preços dos combustíveis e os preços do “carbono”, os custos do parque eólico *on-shore* é inferior aos custos de geração de uma central de gás natural e cerca de 10% mais caro que uma central a carvão. Nas zonas costeiras, a energia eólica produz a electricidade mais barata das três.

As incertezas mencionadas acima, em relação ao futuro dos preços dos combustíveis fósseis, implicam um risco considerável para os custos de geração futura de centrais convencionais.

Segundo a IEA, um preço do carbono de 10 € na EU adiciona 1c €/kWh para o custo de produção de carvão e 0.5c €/kWh para o custo do gás.

Assim, os custos de energia eólica justificam um preço relativamente mais elevado em comparação com o risco incerto dos custos futuros da energia convencional.

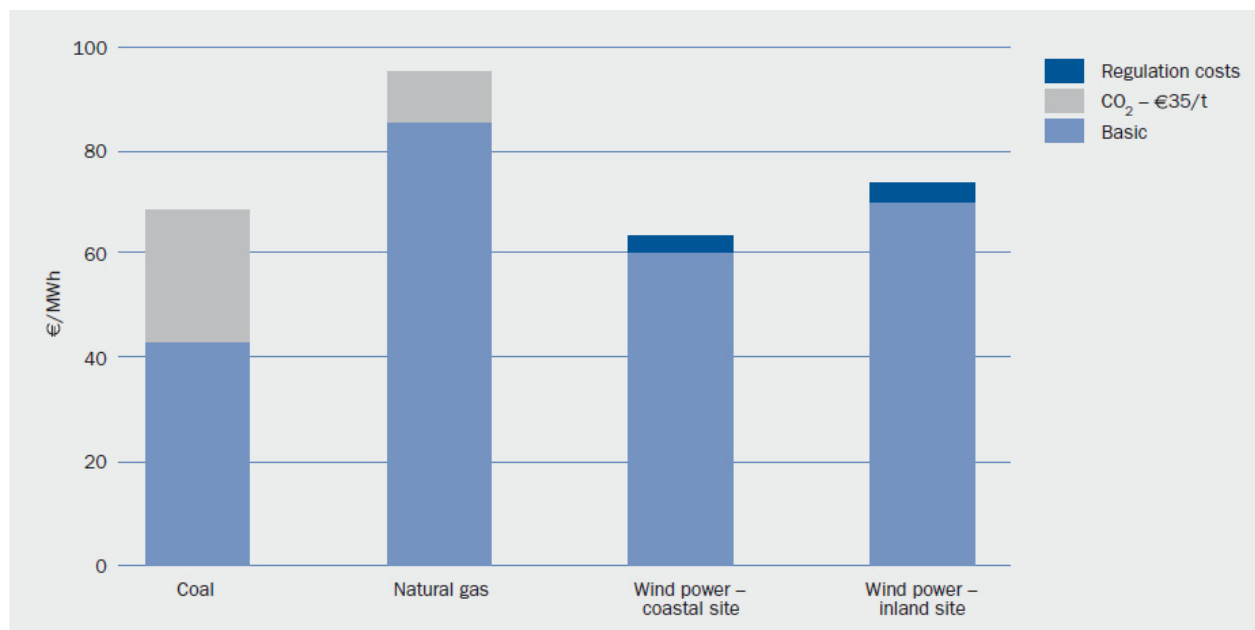


Figura 2.14. Análise de sensibilidade dos custos de geração de electricidade comparando centrais convencionais com a energia eólica, assumindo o aumento do preço de combustível e do preço de carbono para o ano de 2010 (extraído de [14]).

Na revista de 2008 do *World Energy Outlook*, a IEA revisou as suas hipóteses sobre os preços dos combustíveis e o custo de construção de uma central. Consequentemente, aumentou as suas estimativas para o custo das novas construções.

Para a União Europeia, partindo do princípio de que o preço do carbono é de US \$30 por tonelada de CO₂, acrescenta US \$30/MWh para o custo de produção de carvão e de US \$15/MWh para o custo de geração de electricidade para as CCGT.

A Figura 2.15 mostra o pressuposto da IEA sobre o custo de geração futura de novas centrais à carvão, gás e energia eólica na união europeia em 2015 e 2030. Isso prova que a IEA espera que centrais eólicas venham a ser mais baratas do que o carvão e gás em 2015 e 2030.

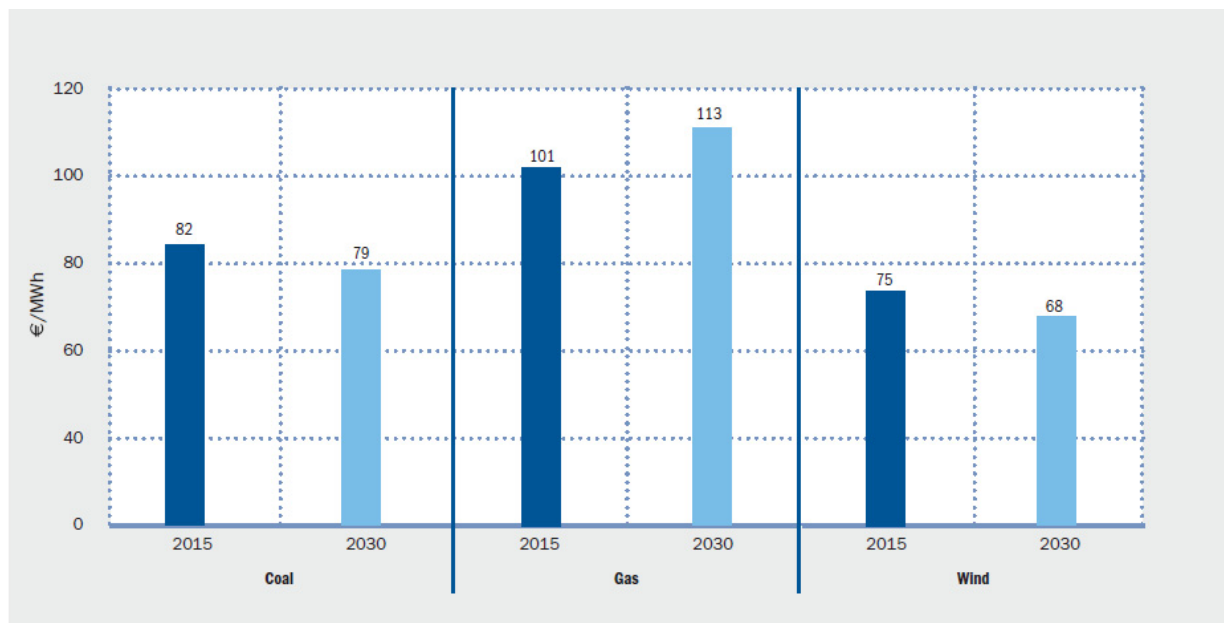


Figura 2.15. Custos de geração de electricidade na União Europeia, 2015 e 2030 (extraído de [14]).

CAPÍTULO
3

Produção da Energia Eléctrica em Cabo Verde

3.1 Estrutura do sistema eléctrico nacional

O Decreto-Lei n.º 14/2006, de 20 de Fevereiro, revê o Decreto-Lei n.º 54/99, de 30 de Agosto, que estabelece as bases do sistema eléctrico em Cabo Verde. Segundo este Decreto-Lei, o sistema eléctrico nacional compreende as actividades de produção e transporte/distribuição/comercialização de energia eléctrica.

3.1.1 Produção de energia eléctrica

A actividade de produção de energia eléctrica encontra-se liberalizada, actuando em regime de concorrência. A prestação do serviço de produção depende da emissão de uma licença emitida pelo Governo, ouvida a Agência de Regulação, no qual se inclui o direito de vender a energia eléctrica produzida.

O sector de produção de energia eléctrica, actualmente, é constituído por um produtor de serviço público (Electra SARL) e outros produtores que produzem essencialmente para consumo próprio vendendo o excesso produzido à rede de distribuição (Auto-produtores). Inclui-se também neste sector a produção independente com o fim de produzir energia eléctrica com efeito essencialmente, comercial, ou seja, apenas com fins lucrativos.

3.1.2 Transporte/Distribuição/Comercialização de energia eléctrica

As actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica, sendo que, por definição, a distribuição abrange a comercialização, requerem um contrato de concessão. Estes sectores funcionam em regime de exclusividade, ou seja, monopólio. O sector de distribuição também abrange a distribuição de energia eléctrica em áreas limitadas e autónomas, em localidades geograficamente isoladas, o qual requer uma licença para início da actividade.

3.2 Principais agentes do sistema eléctrico nacional e suas competências relativamente à regulação do sector

Os principais agentes que actuam no sistema eléctrico nacional são (1) o Ministério de Economia, Crescimento e Competitividade (MECC), através da Direcção Geral de Industria e Energia (DGIE), (2) a Agência de Regulação Económica (ARE) e (3) a empresa Electra SA. De seguida são apresentadas as competências de cada agente mediante o assunto em causa.

3.2.1 Ministério de Economia, Crescimento e Competitividade (MECC) – Direcção Geral de Industria e Energia (DGIE) – Direcção da energia (DE)

O Decreto-Lei n.º 15/2003, de 19 de Março, aprova a Orgânica do MECC. Deste DL, o artigo 19.º decreta a DE como o serviço encarregado da organização e funcionamento do sistema de energia. As competências da DE, perante o assunto em causa, são:

- “Promover a elaboração de medidas legislativas, regulamentares e fiscais, assim como de normas e especificações técnicas para o sector e velar pelo seu cumprimento” – alínea *e*).
- “Calcular a intensidade de energética e outros indicadores que exprimam eficácia energética nacional” – alínea *i*).

3.2.2 Agência de Regulação Económica (ARE)

O Decreto-Lei n.º 26/2003, de 25 de Agosto, aprova os estatutos da Agência de Regulação Económica (ARE). Através deste DL, à ARE compete:

- “Elaborar os regulamentos que se mostrarem necessários à execução das leis relativas aos sectores regulados” – artigo 13.º, alínea *a*).
- “Processar e punir as infracções administrativas às leis e regulamentos cuja implementação ou supervisão lhe compete” – artigo 14.º, alínea *a*).

3.2.3 Empresa Electra SARL

O contrato específico de concessão de transporte e distribuição de energia eléctrica entre o Estado de Cabo Verde e a Electra, SARL especifica como obrigações da concessionária o seguinte:

- “A concessionária obriga-se ao cumprimento das condições técnicas de exploração das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica, bem como das condições técnicas de ligação das outras entidades ligadas às redes, inscritas nos regulamentos da especialidade” – cláusula 7^a.

3.3 Produção de energia eléctrica

A produção de energia eléctrica em Cabo Verde reparte-se por três grupos de tecnologias:

- Produção Diesel;
- Produção Eólica;
- Produção Térmica.

A ELECTRA dispunha no final do ano de 2008 em exploração um conjunto de 18 centrais diesel de dimensões diversas, e três parques eólicos, registando-se a diminuição de uma central a diesel em relação ao ano anterior.

A potência instalada no parque produtor da ELECTRA (Tabela 3.1) totalizava no final do ano de 2008 cerca de 88.258 kW repartida pelas centrais diesel 85.386 kW (97%), parques eólicos 2.100 kW (2%) e térmica 772 kW (1%).

Tabela 3.1. Potência instalada em Cabo Verde distribuída por unidades de produção (extraído de [15]).

| Ilha | Unidade de Produção | Diesel | Éolica | Térmica |
|--------------------|-------------------------------------|---------------|--------------|------------|
| | <i>Porto Novo</i> | 1.800 | | |
| | <i>Ribeira Grande</i> | 3.000 | | |
| | <i>Paúl</i> | | | |
| Santo Antão | | 4.800 | | |
| | <i>Matiota</i> | 10.909 | 900 | 772 |
| | <i>Lazareto</i> | 7.440 | | |
| S.Vicente | | 18.349 | 900 | 772 |
| | <i>Ribeira Brava</i> | 736 | | |
| | <i>Tarrafal</i> | 2.476 | | |
| S.Nicolau | | 3.212 | | |
| Sal | <i>Palmeira</i> | 10.032 | 300 | |
| | <i>Sal-Rei</i> | 2.136 | | |
| | <i>Norte</i> | 100 | | |
| Boavista | | 2.236 | | |
| M aio | <i>Porto Inglês</i> | 960 | | |
| | <i>Praia</i> | 7.426 | 900 | |
| | <i>Palmarejo</i> | 27.643 | | |
| | <i>Porto Mosquito</i> | 96 | | |
| | <i>Assomada (Sta Catarina)</i> | 2.720 | | |
| | <i>Rib* da Barca (Sta Catarina)</i> | 120 | | |
| | <i>Calbeta de S. Miguel</i> | | | |
| | <i>Tarrafal ST</i> | 2.960 | | |
| | <i>S.Cruz</i> | 1.088 | | |
| Santiago | | 42.053 | 900 | |
| | <i>S.Filipe</i> | 2.520 | | |
| | <i>Mosteiros</i> | 400 | | |
| | <i>Cova Figueira</i> | 168 | | |
| Fogo | | 3.088 | | |
| Brava | <i>Favetal</i> | 656 | | |
| | Total Electra | 85.386 | 2.100 | 772 |

3.3.1 Consumo do combustível

O sistema produtor de Cabo Verde baseia-se essencialmente na exploração, em rede isolada, de centrais eléctricas equipadas com geradores síncronos, utilizando como combustível o Diesel e recentemente o Fuel 180 e 380.

Efectivamente, o país necessita importar combustível para a produção de energia eléctrica, para a satisfação dos consumos convencionais, e para a produção de água por dessalinização.

Como indica a Figura 3.1 e Tabela 3.2, o consumo de combustíveis pela ELECTRA tem vindo a aumentar ano após ano, e isto tem vindo a reflectir-se de uma certa forma na gestão da empresa, e na economia de Cabo Verde.

Durante o ano 2008 foram consumidos 9.078.920 litros de fuelóleo 380; 37.434.805 litros de fuelóleo 180 e 21.202.325 litros de gasóleo na produção de energia nas centrais diesel. Para a produção de energia térmica foram utilizados 2.049.718 litros de fuelóleo 380 – este valor é contabilizado no sector de produção de água.

Relativamente ao ano 2007 registou-se uma diminuição de consumo de gasóleo em 34%. Esta diminuição deveu-se à saída de funcionamento dos grupos da Aggreko e da ERCV de produção alugada de energia que utilizava gasóleo. O consumo de fuelóleo 380 aumentou 2% e o fuelóleo 180 aumentou 55%, aumento esse devido à entrada em funcionamento dos grupos Cat 3 e Cat 4 na Praia.

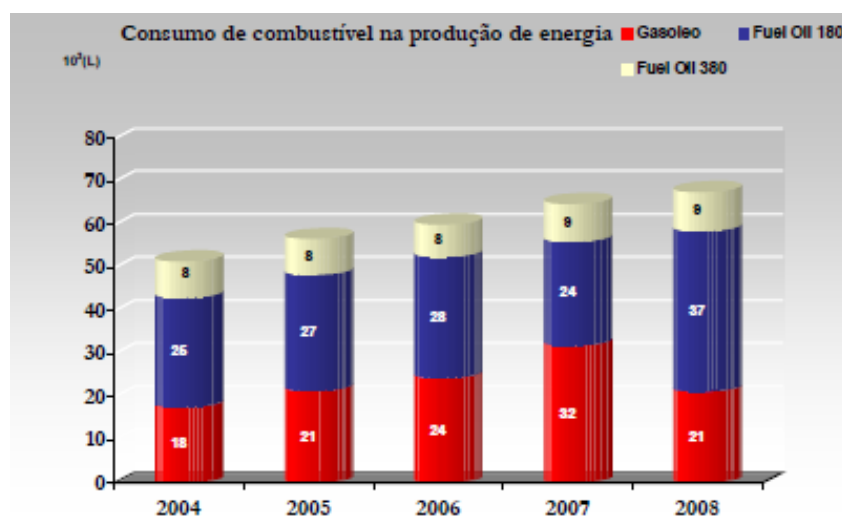


Figura 3.1. Consumo de combustíveis da ELECTRA para produção de electricidade (extraído de [15]).

Produção da Energia Eléctrica em Cabo Verde

Tabela 3.2. Consumo de combustível na produção de electricidade (extraído de [15]).

| Consumo de combustível na produção de energia | | | | | | | |
|---|---|-------------------|-------------------|------------------|--------------------------|--------------|---------------|
| Ilha | Central | Gasóleo (L) | Fuel Oil 180 (L) | Fuel Oil 380(L) | Cons.especifico (gr/kWh) | | |
| | | | | | 2008 | 2007 | Var 2008/2007 |
| | <i>Porto Novo</i> | 1.097.165 | | | 233,6 | 237,6 | -4,0 |
| | <i>Ribeira Grande</i> | 2.145.046 | | | 238,7 | 232,3 | 6,4 |
| | <i>Paúl</i> | | | | | | |
| Santo Antão | | 3.242.211 | | | | | |
| | <i>Matiota</i> | 804.233 | 3.223.162 | | 231,5 | 229,7 | 1,8 |
| | <i>Lazareto</i> | 84.455 | | 9.078.920 | 224,2 | 223,3 | 0,9 |
| S. Vicente | | 888.688 | 3.223.162 | 9.078.920 | | | |
| | <i>Ribeira Brava</i> | | | | | | |
| | <i>Tarrafal</i> | 1.313.690 | | | 232,6 | 240,7 | -8,1 |
| S. Nicolau | | 1.313.690 | | | | | |
| Sal | Sal | 272.654 | 8.549.010 | | 221,7 | 217,3 | 4,4 |
| | <i>Sal-Rei</i> | 1.629.403 | | | 229,9 | 232,4 | -2,5 |
| | <i>Rabil</i> | | | | | | |
| | <i>Norte</i> | 64.011 | | | 276,6 | 280,5 | -3,9 |
| Boavista | | 1.693.414 | | | | | |
| Maio | Maio | 630.334 | | | 228,3 | 229,0 | -0,7 |
| | <i>Cidade da Praia</i> | 3.148.628 | | | 216,9 | 215,2 | 1,7 |
| | <i>Palmarajo</i> | 1.516.665 | 25.662.633 | | 213,4 | 216,6 | -3,2 |
| | <i>Porto Mosquito</i> | 12.596 | | | 398,5 | 390,5 | 8,0 |
| | <i>S. Cruz</i> | 1.488.190 | | | 231,6 | 290,7 | -59,1 |
| | Total Praia | 6.166.079 | 25.662.633 | | | | |
| | <i>Assomada (Sta Catarina)</i> | 2.463.196 | | | 237,3 | 234,9 | 2,4 |
| | <i>Rib^a da Barca (Sta. Catarina)</i> | 102.009 | | | 309,2 | 416,8 | -107,6 |
| | <i>Tarrafal Santiago</i> | 1.398.925 | | | 234,8 | 246,4 | -11,6 |
| | <i>Calbeta de S. Miguel</i> | 0 | | | 0,0 | 301,7 | -301,7 |
| | <i>Órgãos</i> | | | | | | |
| | Total Interior Santiago | 3.964.130 | | | | | |
| Santiago | | 10.130.209 | 25.662.633 | | | | |
| | <i>S. Filipe</i> | 2.056.484 | | | 240,4 | 250,1 | -9,7 |
| | <i>Cova Figueira</i> | 0 | | | 0,0 | 314,1 | -314,1 |
| | <i>Mosteiros</i> | 406.344 | | | 236,6 | 237,7 | -1,1 |
| Fogo | | 2.462.828 | | | | | |
| Brava | Favetal | 568.300 | | | 228,4 | 252,0 | -23,6 |
| | Total Electra | 21.202.328 | 37.434.805 | 9.078.920 | 221,6 | 223,8 | -2,2 |

A empresa ELECTRA tem passado grandes dificuldades em acompanhar o elevado ritmo de crescimento da procura de electricidade, principalmente devido aos já referidos custos de produção.

A interdependência desenvolvimento-energia estará sempre presente, condicionando o futuro do país. Para além da inexistência de combustíveis fósseis, a condição de país com nove ilhas habitadas aumenta ainda mais o grau de dificuldade da questão, fazendo com que a produção de energia em Cabo Verde seja das mais caras do mundo.

A ELECTRA registou se uma taxa média de crescimento de 6,9 % ao ano na evolução da produção de energia eléctrica em Cabo Verde, de 2004 a 2008 (Figura 3.2).

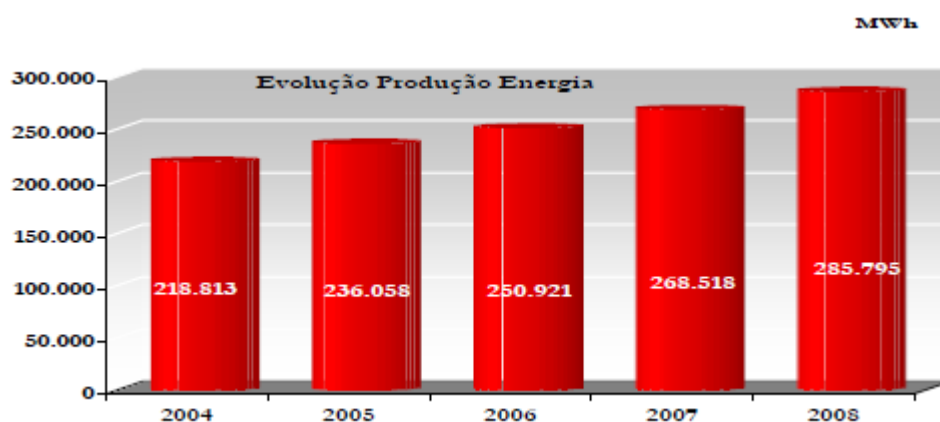


Figura 3.2. A Evolução da produção da electricidade em Cabo Verde (extraído de [15]).

3.3.2 Variação de pontas máximas

Entre os diversos centros electroprodutores, a ponta máxima do ano 2008 (Tabela 3.3), foi de 21.700 kW registada na cidade da Praia, ilha de Santiago, no dia 29 de Setembro às 10:00 horas. É de realçar o aumento considerável da ponta máxima nos sistemas de Boa Vista, Tarrafal e Santa Cruz-Interior Santiago.

Tabela 3.3. Pontas máximas em kW (extraído de [15]).

| Ilha | Sistemas | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | | | |
|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------|-----|-------|
| | | | | | Valor | Mês | Dia | Hora |
| Santo Antão | Porto Novo | 850 | 829 | 950 | 955 | Junho | 23 | 20:50 |
| | Ribeira Grande | 1.398 | 1.522 | 1.600 | 1.705 | Dezembro | 31 | 20:15 |
| | Paúl | | | | | | | |
| S. Vicente | S. Vicente | 10.200 | 10.100 | 10.100 | 10.000 | Agosto | 20 | 21:00 |
| S. Nicolau | Ribeira Brava | 454 | | | | | | |
| | Tarrafal | 972 | 963 | 1.007 | 1.007 | Agosto | 5 | 20:17 |
| Sal | Sal | 5.910 | 6.640 | 6.400 | 6.700 | Agosto | 21 | 19:45 |
| Boavista | Sal-Rai | 692 | 680 | 960 | 1.216 | Dezembro | 24 | 20:00 |
| | Rabil | | | | | | | |
| | Norte | 72 | 75 | 74 | 75 | Dezembro | 24 | 20:10 |
| Maió | Maió | 453 | 445 | 518 | 520 | Dezembro | 24 | 20:00 |
| Santiago | Cidade da Praia | 17.267 | 18.700 | 20.550 | 21.700 | Setembro | 29 | 10:00 |
| | Porto Maqueto | | | | | | | |
| | Assomada (Sta. Catarina) | 1.450 | 1.712 | 1.830 | 1.972 | Dezembro | 24 | 20:00 |
| | Ribª da Barca (Sta. Catarina) | 70 | 96 | 98 | 142 | Maió | 30 | 21:07 |
| | Tarrafal Santiago | 910 | 1.015 | 995 | 1.243 | Setembro | 17 | 19:30 |
| | Calbena de S. Miguel | 338 | 360 | 300 | | | | |
| | S. Cruz | 825 | 919 | 1.250 | 1.492 | Dezembro | 24 | 19:22 |
| | Orgãos | | | | | | | |
| Fogo | S. Filipe | 1.095 | 1.128 | 1.325 | 1.462 | Dezembro | 24 | 19:45 |
| | Cova Figueira | 60 | 67 | 53 | | | | |
| | Morteiros | 380 | 360 | 381 | 410 | Dezembro | 24 | 19:20 |
| Brava | Faetal | 505 | 470 | 508 | 580 | Dezembro | 31 | 19:20 |
| Ponta Assíncrona Total | | 43.901 | 46.081 | 48.899 | 51.179 | | | |

3.3.3 Qualidade de serviços

Os sistemas do Porto Novo, Ribeira Grande, Tarrafal de São Nicolau, Sal, Cidade da Praia e Santa Cruz, registaram tempos de interrupção superiores aos verificados em 2007. Este fenómeno deveu-se a falhas e avarias sistemáticas nos grupos da base do sistema electroprodutor (Tabela 3.4).

Tabela 3.4. *Blackouts* (quantidade e duração) do ano 2007 e 2008 (extraído de [15]).

| Ilha | Sistemas | 2008 | | 2007 | | Var. 2008-2007 | |
|-------------|-------------------------------|------|-----------|------|-----------|----------------|-----------|
| | | Qtd | Dur.(min) | Qtd | Dur.(min) | Qtd | Dur.(min) |
| Santo Antão | Porto Novo | 62 | 6.502 | 8 | 568 | 54 | 5.934 |
| | Ribeira Grande | 9 | 1.620 | 2 | 145 | 7 | 1.475 |
| | Praia | | | | | 0 | 0 |
| S. Vicente | S. Vicente | 18 | 377 | 17 | 773 | 1 | -396 |
| S. Nicolau | Ribeira Brava | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Tarrafal | 16 | 424 | 9 | 566 | 7 | -142 |
| Sal | Sal | 14 | 1.541 | 6 | 493 | 8 | 1.048 |
| Boavista | Sal-Rei | 12 | 808 | 8 | 360 | 4 | 448 |
| | Rabil | | | | | 0 | 0 |
| | Norte | 5 | 640 | 8 | 940 | -3 | -300 |
| Maio | Maio | 19 | 887 | 43 | 2.697 | -24 | -1.810 |
| Santiago | Cidade da Praia | 31 | 1.290 | 18 | 1.063 | 13 | 227 |
| | Porto Mosquito | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Assomada (Sta. Catarina) | 77 | 23.605 | 79 | 15.698 | -2 | 7.907 |
| | Rib' da Brava (Sta. Catarina) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Tarrafal Santiago | 37 | 13.295 | 84 | 21.486 | -47 | -8.191 |
| | Calbota de S. Miguel | 0 | 0 | 1 | 60 | -1 | -60 |
| | S. Cruz | 208 | 89.414 | 125 | 18.568 | 83 | 70.846 |
| Fogo | Órgãos | | | | | | |
| | S. Filipe | 12 | 453 | 30 | 1.110 | -18 | -658 |
| | Casa Figueira | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Mourais | 23 | 3.492 | 30 | 1.631 | -7 | 1.861 |
| Brava | Foetal | 52 | 5.844 | 57 | 2.869 | -5 | 2.975 |

3.3.4 Distribuição da energia eléctrica

Da energia produzida total no ano de 2008 (285.794.719 kWh) foi distribuída para a rede pública 252.911.636 kWh (88,5%). A energia consumida na dessalinização e bombagem de água no valor de 21.940.975 kWh diminuiu de 8,9% em 2007 para 7,7% em 2008. Os consumos internos, 10.942.108 kWh registaram um aumento no total de energia produzida de 3,1% em 2007 para 3,8% em 2008 (Tabela 3.5).

Produção da Energia Eléctrica em Cabo Verde

Tabela 3.5. Consumos referidos à produção (*gross electrical consumption*) 2008, em kWh (extraído de [15]).

| Ilha | Central | Produção | Consumos afectos à produção nas centrais | | | Fornecimentos à rede distribuição | | | |
|-------------|-------------------------------------|--------------------|--|-------------------|---------------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| | | | Dessalinização | Consumo Interno | Consumo Bombagem água produzida | Total dos consumos da produção | 2008 | 2007 | 2008-2007 |
| Santo Antão | <i>Povo Novo</i> | 3.945.542 | | 9.755 | | 9.755 | 3.935.787 | 3.799.925 | |
| | <i>Ribeira Grande</i> | 7.547.257 | | 7.093 | | 7.093 | 7.540.164 | 7.156.453 | |
| | <i>Paúl</i> | 0 | | 0 | | 0 | 0 | 0 | |
| | | 11.492.799 | | 16.848 | | 16.848 | 11.475.951 | 10.956.378 | 519.573 |
| S. Vicente | <i>Martina</i> | 21.055.058 | 5.567.938 | 819.950 | 1.347.852 | 7.735.740 | 13.319.318 | 11.574.702 | |
| | <i>Lazareto</i> | 39.192.500 | | 1.852.125 | | 1.852.125 | 37.340.455 | 37.282.755 | |
| | | 60.247.638 | 5.567.938 | 2.672.075 | 1.347.852 | 9.587.865 | 50.659.773 | 48.857.457 | 1.802.316 |
| S. Nicolau | <i>Ribeira Brava</i> | 0 | | 0 | | 0 | 0 | 0 | |
| | <i>Tarrafal</i> | 4.743.813 | | 13.266 | | 13.266 | 4.730.547 | 4.375.286 | |
| | | 4.743.813 | | 13.266 | | 13.266 | 4.730.547 | 4.375.286 | 355.261 |
| Sal | Palmeira | 38.867.702 | 3.951.686 | 2.720.228 | 705.152 | 7.377.066 | 31.490.636 | 29.783.666 | 1.706.970 |
| | <i>Sai-Rel</i> | 5.953.466 | 1.122.342 | 100.530 | 9.405 | 1.232.277 | 4.721.189 | 3.454.449 | |
| | <i>Rabil</i> | 0 | | 0 | | 0 | 0 | 0 | |
| Boavista | <i>Norte</i> | 194.382 | | 882 | | 882 | 193.500 | 186.302 | |
| | | 6.147.848 | 1.122.342 | 101.412 | 9.405 | 1.233.159 | 4.914.689 | 3.640.751 | 1.273.938 |
| | Maio | 2.318.881 | | 10.291 | | 10.291 | 2.308.590 | 2.187.069 | 121.521 |
| Maio | <i>Cidade da Praia</i> | 12.833.917 | | 1.333.914 | | 1.333.914 | 11.500.003 | 35.917.607 | |
| | <i>Palmaréjo</i> | 118.998.128 | 8.469.200 | 4.014.650 | 767.400 | 13.251.250 | 105.746.878 | 72.811.907 | |
| | <i>Povo Mosquito</i> | 26.554 | | 0 | | 0 | 26.554 | 46.153 | |
| | <i>S. Cruz</i> | 5.397.670 | | 9.023 | | 9.023 | 5.388.647 | 4.535.095 | |
| | Total Praia | 137.256.269 | 8.469.200 | 5.357.586 | 767.400 | 14.594.186 | 122.662.082 | 113.310.762 | 9.351.320 |
| | <i>Assomada (Sta Catarina)</i> | 8.719.637 | | 15.586 | | 15.586 | 8.704.051 | 7.761.102 | |
| | <i>Rib. da Barra (Sta Catarina)</i> | 277.085 | | 119 | | 119 | 276.966 | 173.951 | |
| | <i>Tarrafal Santiago</i> | 5.004.894 | | 8.277 | | 8.277 | 4.996.617 | 4.596.489 | |
| | <i>Calbota de S. Miguel</i> | 0 | | 0 | | 0 | 0 | 456.881 | |
| | <i>Órgãos</i> | 0 | | 0 | | 0 | 0 | 0 | |
| | Total Interior Santiago | 14.001.616 | 0 | 23.982 | 0 | 23.982 | 13.977.634 | 12.988.423 | 989.211 |
| Santiago | | 151.257.885 | 8.469.200 | 5.381.568 | 767.400 | 14.618.168 | 136.639.716 | 126.299.185 | 10.340.531 |
| | <i>S. Filipe</i> | 7.186.141 | | 5.747 | | 5.747 | 7.180.394 | 6.665.731 | |
| | <i>Cova Figueira</i> | 0 | | 0 | | 0 | 0 | 137.200 | |
| Fogo | <i>Mosteiros</i> | 1.442.378 | | 8.899 | | 8.899 | 1.433.479 | 1.308.110 | |
| | | 8.628.519 | | 14.646 | | 14.646 | 8.613.873 | 8.111.041 | 502.832 |
| Brava | <i>Favatal</i> | 2.089.634 | | 11.774 | | 11.774 | 2.077.860 | 2.021.617 | 56.243 |
| | Total Electra | 285.794.719 | 19.111.166 | 10.942.108 | 2.829.809 | 32.883.083 | 252.911.636 | 236.232.450 | 16.679.186 |

As perdas de Energia Eléctrica, soma das perdas “técnicas” e “comerciais”, passaram de 25,2% no ano 2007 para 26,8% no ano 2008. Relativamente a Santiago a ELECTRA continua atenta aos valores das perdas, que no ano de 2008 atingiram quase 36,5% e vêm desenvolvendo acções para as poder controlar, quer ao nível das perdas comerciais quer ao nível das perdas técnicas (Tabela 3.6).

O roubo/fraude de energia eléctrica, que atinge particularmente a ilha de Santiago, alcançou níveis muito preocupantes, levando já a ELECTRA, juntamente com as entidades governamentais competentes, a uma acção para a resolução do problema.

Tabela 3.6. Produção vs. Venda da energia eléctrica (extraído de [15]).

| Ilha | Central | Produção | Total dos consumos da produção | Vendas | Perdas | | |
|-------------|---|-------------|--------------------------------|-------------|------------|-------|-------|
| | | | | | 2008 | 2007 | |
| Santo Antão | <i>Porto Novo</i> | 3.945.542 | 9.755 | 2.930.184 | 1.005.603 | 25,5% | 21,0% |
| | <i>Ribeira Grande</i> | 7.547.257 | 7.093 | 5.341.492 | 2.198.672 | 29,1% | 27,8% |
| | <i>Paúl</i> | | | | | | |
| | | 11.492.799 | 16.848 | 8.271.676 | 3.204.275 | 27,9% | 25,4% |
| S. Vicente | <i>Matiota</i> | 21.055.058 | 7.735.740 | | | | |
| | <i>Lazareto</i> | 39.192.580 | 1.852.125 | | | | |
| | | 60.247.638 | 9.587.865 | 39.346.865 | 11.312.909 | 18,8% | 19,2% |
| S. Nicolau | <i>Ribeira Brava</i> | 0 | 0 | | | | |
| | <i>Tarrafal</i> | 4.743.813 | 13.266 | | | | |
| | | 4.743.813 | 13.266 | 4.022.590 | 707.957 | 14,9% | 14,5% |
| Sal | <i>Palmeira</i> | 38.867.702 | 7.377.066 | 29.916.251 | 1.574.385 | 4,1% | 4,4% |
| | <i>Sal-Rei</i> | 5.953.466 | 1.232.277 | | | | |
| | <i>Rabil</i> | 0 | 0 | | | | |
| | <i>Norte</i> | 194.382 | 882 | | | | |
| Boavista | | 6.147.848 | 1.233.159 | 4.107.659 | 807.030 | 13,1% | 8,2% |
| Maio | <i>Maio</i> | 2.318.881 | 10.291 | 1.730.097 | 578.493 | 24,9% | 27,1% |
| | <i>Cidade da Praia</i> | 12.833.917 | 1.333.914 | | | | |
| | <i>Palmarejo</i> | 118.998.128 | 13.251.250 | | | | |
| | <i>Porto Mosquito</i> | 26.554 | 0 | | | | |
| | <i>Calbeta de S. Miguel</i> | 0 | 0 | | | | |
| | <i>S.Cruz</i> | 5.397.670 | 9.023 | | | | |
| | <i>Total Praia</i> | 137.256.269 | 14.594.186 | 73.426.738 | 49.235.345 | 35,9% | 34,4% |
| | <i>Assomada (Sta Catarina)</i> | 8.719.637 | 15.586 | 5.248.594 | 3.732.423 | 41,5% | 32,4% |
| | <i>Rib^o da Barca (Sta. Catarina)</i> | 277.085 | 119 | | | | |
| | <i>Tarrafal Santiago</i> | 5.004.894 | 8.277 | 2.740.489 | 2.256.128 | 45,1% | 38,3% |
| | <i>Órgãos</i> | 0 | 0 | | | | |
| | <i>Total Interior Santiago</i> | 14.001.616 | 23.982 | 7.989.083 | 5.988.551 | 42,8% | 34,6% |
| Santiago | | 151.257.885 | 14.618.168 | 81.415.821 | 55.223.896 | 36,5% | 34,4% |
| | <i>S.Filipe</i> | 7.186.141 | 5.747 | 4.934.488 | 2.245.906 | 31,3% | 28,6% |
| | <i>Cova Figueira</i> | 0 | 0 | | | | |
| | <i>Mosteiros</i> | 1.442.378 | 8.899 | 1.062.281 | 371.198 | 25,7% | 15,3% |
| Fogo | | 8.628.519 | 14.646 | 5.996.769 | 2.617.104 | 30,3% | 26,4% |
| Brava | <i>Favetal</i> | 2.089.634 | 11.774 | 1.544.994 | 532.866 | 25,5% | 21,3% |
| | Total Electra | 285.794.719 | 32.883.083 | 176.352.721 | 76.558.915 | 26,8% | 25,2% |

3.4 Actividade comercial

Ano após ano os objectivos principais da empresa produtora de electricidade é a recuperação de créditos de clientes e a redução de perdas comerciais, a par da melhoria dos níveis de serviço e de satisfação dos clientes. A empresa tem apostado na consultadoria como um método para ajudar a combater esses problemas, com a ajuda dos consultores nas áreas de Produção, Distribuição e Comercial, desenvolveu um programa de apoio no planeamento das actividades dos gestores e de melhoria contínua de procedimentos, a todos os níveis operacionais, com vista à recuperação dos resultados da empresa de produção de electricidade.

No que respeita à área comercial, foram introduzidos vários procedimentos e algumas ferramentas de controlo que, uma vez implementados, poderão ajudar no futuro, a uma mudança de atitude dos colaboradores e gradualmente à diminuição da dívida de clientes e recuperação da imagem da empresa.

Igualmente merece referência o início do projecto MECOFIS, em finais de 2008, de inspecção dos locais de consumo, que já se fazia tardar, e certamente, irá trazer benefícios directos e imediatos na recuperação da facturação e cobranças.

3.4.1 Venda de electricidade

Em 2008 a ELECTRA comercializou 176.352.721 kWh. O crescimento face ao ano 2007 foi moderado, apenas um aumento de 5%, ligeiramente superior ao do ano de 2007 (Tabela 3.7).

Tabela 3.7. Facturação de electricidade referente ao ano 2008 (extraído de [15]).

| | 2007 | 2008 | Var. |
|----------------------|--------------------|--------------------|-----------|
| Estado | 9.678.089 | 10.216.311 | 6% |
| Autarquias | 8.567.822 | 8.331.846 | -3% |
| Inst/ Org Sociais | 3.075.622 | 3.255.539 | 6% |
| Com/Indust / Agr | 65.852.465 | 69.315.007 | 5% |
| Domesticos | 81.297.593 | 85.234.018 | 5% |
| TOTAL ELECTRA | 168.471.592 | 176.352.721 | 5% |

Relativamente ao ano de 2007, destaca-se o enorme aumento do consumo de energia na ilha da Boa Vista, em cerca de 27%, enquanto em S.Vicente e Praia houve um ligeiro aumento de 5%. No interior de Santiago houve uma diminuição de 4%, excepto em S.Domingos que houve um aumento de 7%.

As vendas de electricidade têm tido um crescimento médio nos últimos anos em cerca de 6% (Figura 3.3).

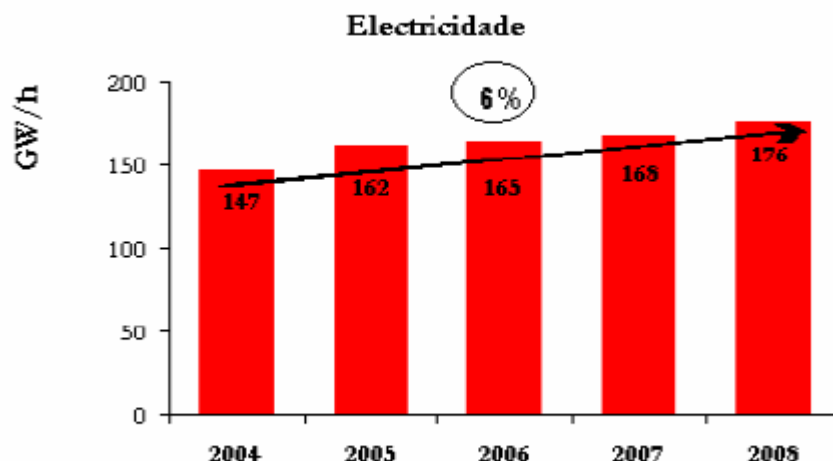


Figura 3.3. Crescimento médio anual das vendas de electricidade (extraído de [15]).

3.4.2 Tarifas e preços médios de venda

As tarifas de venda foram actualizadas a 27 de Junho de 2008, reflectindo-se num aumento do preço médio de venda de 14,7% para a electricidade. Verificaram-se também aumentos das taxas de potência e outras taxas de serviços. Simultaneamente houve alteração no sistema de facturação de electricidade que passou do preenchimento de escalões para sistema de escalão atingido.

Estas alterações contribuíram para o crescimento do valor da facturação, evidenciado a partir de Julho de 2008, registando-se um aumento de 22% na facturação média mensal no segundo semestre, em relação ao primeiro semestre do ano de 2008. Registou-se um preço médio de venda do kWh de electricidade de 24.17 CVE.

CAPÍTULO
4

Energia Eólica em Cabo Verde

4.1 Introdução

Devido a localização geográfica, Cabo Verde dispõe de recursos eólicos extremamente favoráveis, podendo estes serem utilizados para a produção de energia eléctrica e assim obter-se uma redução na importação de combustíveis.

A avaliação da questão energética em Cabo Verde é complexa, atendendo aos condicionalismos inerentes a um país em desenvolvimento. A experiência de utilização da energia eólica em Cabo Verde não é recente. Vários sistemas de bombagem de água dos furos de fabrico artesanal vêm funcionando há muito tempo.

Ciente da complexidade do sector e da importância do mesmo para o desenvolvimento sustentado do país, tendo ainda sempre presente o papel das energias renováveis, nomeadamente a energia eólica, torna-se muito importante implementar um programa eólico nos principais centros populacionais do país.

A energia eléctrica vem sendo produzida em Cabo Verde quase exclusivamente a partir de centrais diesel. Tal situação modificou-se radicalmente a partir de 1994, com a entrada em funcionamento dos parques eólicos de S. Vicente, Praia e Sal, com uma capacidade instalada de 2.4 MW. O Projecto dos Novos Parques Eólicos de Cabo Verde financiado pela Cooperação Dinamarquesa vem assim permitir o arranque de uma nova fase na história da produção de energia eléctrica em Cabo Verde.

As medidas e análise sobre o potencial eólico do Arquipélago de Cabo Verde foram efectuados pela empresa ELECTRA S.A. e pelo Programa Energia, Água e Saneamento – PEAS através da Actividade 1 do *Grid-connected Wind Farm Extension Project*.

A análise e a avaliação dos potenciais de vento foram localizados em quatro diferentes sítios topográficos em três ilhas, a saber:

Ilha de Santiago

- Ilhéu de S.Filipe

Ilha de São Vicente

- Selada de São Pedro
- Selada do Flamengo

Ilha do Sal

- Palmeira

Estão instaladas oito turbinas eólicas Nordtank de 300 kW cada, sendo três em Santiago, outras três em São Vicente e mais duas no Sal. As características destas turbinas estão evidenciadas na Figura 4.1.

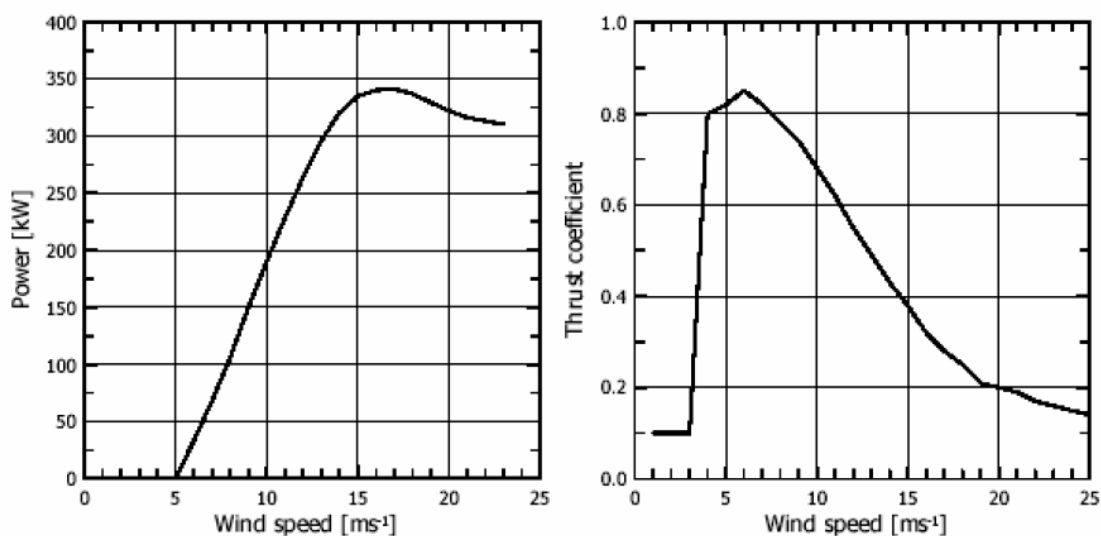


Figura 4.1- Curva característica das turbinas Nordtank (extraído de [16]).

4.2 Potencial eólico de São Vicente

A ilha de São Vicente possui dois parques eólicos, separados aproximadamente por 1,5 km e situados ao sudoeste da cidade do Mindelo (Figura 4.2).

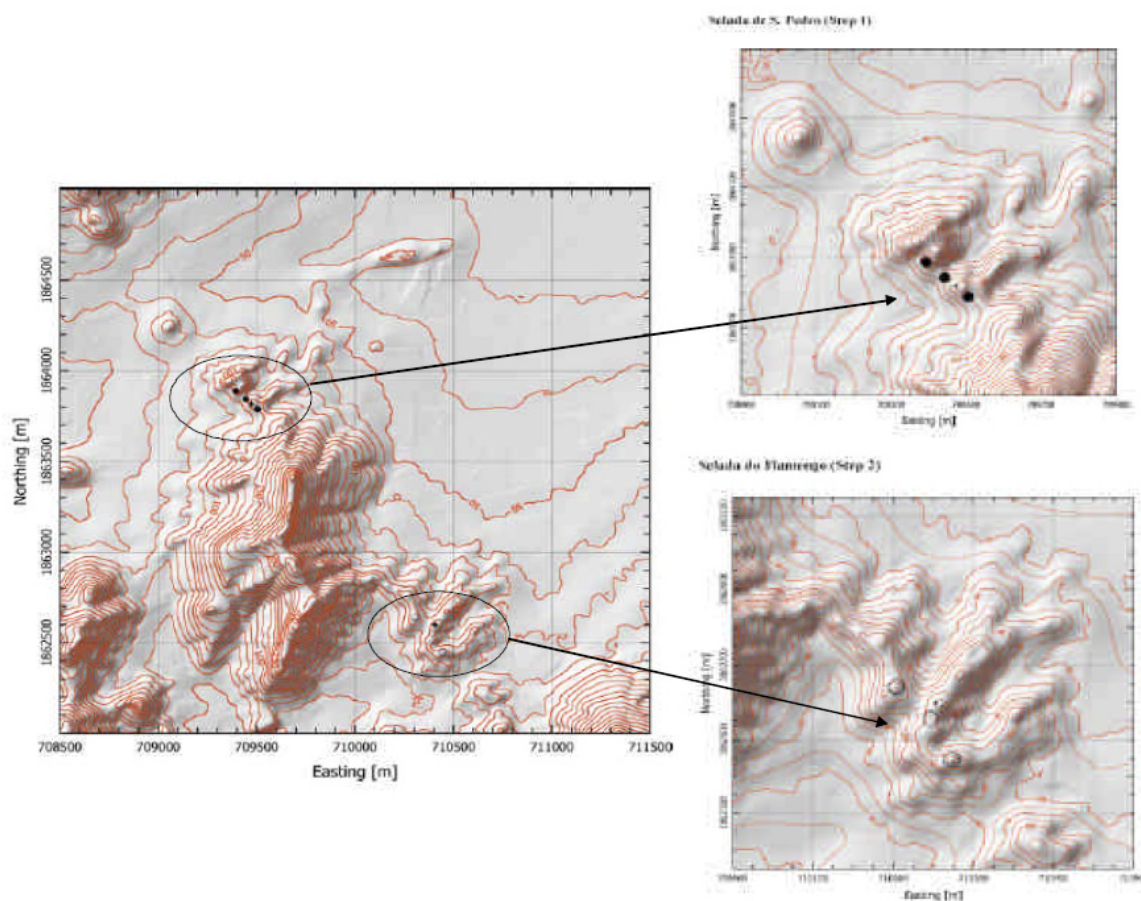


Figura 4.2. Localização dos parques eólicos na ilha de São Vicente (extraído de [16]).

Considerando a Figura 4.2, o mapa cobre uma área de três por três quilómetros quadrados, com curvas de nível de 10 metros. As turbinas existentes são mostradas como pontos negros.

Os mapas da direita explicitam em maiores detalhes na escala de um por um quilómetro quadrado e curvas de nível também de 10 em 10 metros. Foram interpolados contornos de 5 em 5 metros.

Realça-se que o modelo de elevação do terreno detalhado não é uma representação exacta da conformação actual do terreno. Estas foram obtidas através da digitalização de plantas topográficas na escala de 1:25.000 de 1970. Durante a construção o cume foi modificado para adequar a instalação das torres.

A produção anual do parque da Selada de São Pedro, conforme a Tabela 4.1, foi obtida com base numa turbina de 300 kW e altura de 30,5 m; estes dados foram projectados para uma média de longo prazo.

Tabela 4.1. Produção anual do parque da selada de São Pedro (extraído de [16]).

| Selada de S. Pedro | x [m] | y [m] | A [ms ⁻¹] | k | U [ms ⁻¹] | P [Wm ⁻²] | AEP [GWh] |
|--------------------|------------|------------|----------------------------|------|----------------------------|----------------------------|--------------|
| WTG 1 | 709505 | 1863787 | 11.70 | 3.38 | 10.51 | 939 | 1.719 |
| WTG 2 | 709444 | 1863842 | 11.75 | 3.40 | 10.56 | 951 | 1.732 |
| WTG 3 | 709393 | 1863887 | 11.84 | 3.41 | 10.64 | 970 | 1.749 |
| Total | | | | | 10.57 | 953 | 5.200 |

A produção anual do parque Selada do Flamengo foi obtida com base numa turbina de 600 kW e altura de 40 m (Tabela 4.2); estes dados foram projectados para uma média de longo prazo.

Tabela 4.2. Produção anual do parque selada de Flamengo (extraído de [16]).

| Selada do Flamengo | x [m] | y [m] | A [ms ⁻¹] | k | U [ms ⁻¹] | P [Wm ⁻²] | AEP [GWh] |
|--------------------|------------|------------|----------------------------|------|----------------------------|----------------------------|--------------|
| WTG 1 | 710307 | 1862641 | 11.74 | 3.53 | 10.57 | 937 | 3.198 |
| WTG 2 | 710393 | 1862555 | 11.33 | 3.55 | 10.20 | 841 | 3.028 |
| WTG 3 | 710447 | 1862446 | 11.44 | 3.55 | 10.30 | 866 | 3.074 |
| Total | | | | | 10.36 | 881 | 9.299 |

A Figura 4.3 mostra graficamente o potencial da selada do Flamengo. Esta figura mostra a intensidade de produção anual de energia, em GWh, para uma turbina de 600 kW. Os resultados são dados para uma altura acima do solo de 40 m com uma resolução de 20 m. Não foram contabilizadas as perdas por efeito esteira e eléctricas.

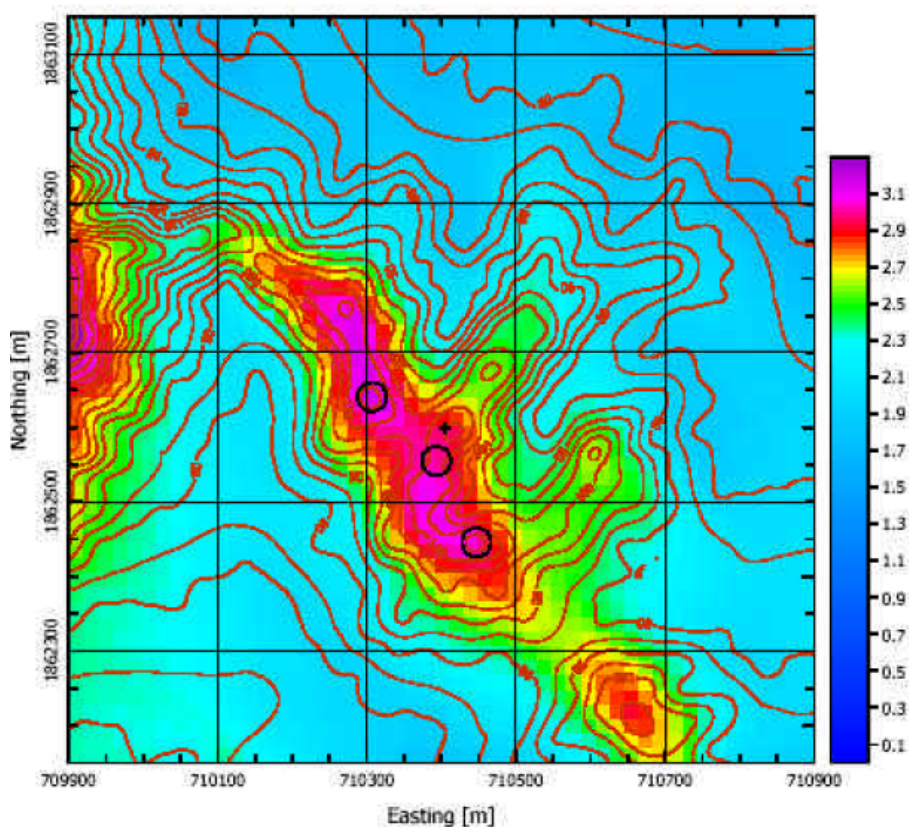


Figura 4.3. Mapa do potencial eólico da selada do Flamengo (extraído de [16]).

A Tabela 4.3 resume as previsões médias de velocidade do vento para dois níveis em cada zona. As linhas contêm a velocidade média prevista e as colunas os níveis previstos para os mesmos parques. As velocidades médias do vento observadas são assinaladas na coluna da direita, e os valores em evidência são os níveis previsíveis propriamente ditos.

Tabela 4.3. Previsão média da velocidade do vento nas zonas de selada de São Pedro e Flamengo (extraído de [16]).

| | Level | S. de S. Pedro | | S. do Flamengo | | Obs. [ms ⁻¹] |
|--------------------|-------|----------------|-------------|----------------|-------------|-----------------------------|
| | [m] | 31 | 10 | 31 | 10 | |
| Selada de S. Pedro | 31 | 9.56 | 9.54 | 9.56 | 10.6 | 9.62 |
| | 10 | 9.67 | 9.54 | 9.63 | 10.8 | 9.60 |
| Selada do Flamengo | 31 | 8.78 | 8.76 | 8.99 | 9.95 | 9.09 |
| | 10 | 8.36 | 8.27 | 8.72 | 9.73 | 9.93 |

A previsão para cada nível (anemómetro) é muito próxima do valor actual medido. Aquelas medições previstas para 31 m de altura são ligeiramente inferiores às previsíveis. No entanto, as médias assumidas a 10 metros de altura estão fortemente subestimadas. Isto deve-se, em princípio, à natureza dos micro-relevos de cada sítio que influenciam as medições mais próximas do solo.

4.2.1 Perfil de velocidade

A Tabela 4.4 mostra o perfil vertical da velocidade média analisada em quatro zonas em três ilhas. Estas foram definidas para alturas de 10, 20, 30, 40, 50 e 60 metros acima do solo. A referência foi constituída pelos dados obtidos a 30 metros de altura.

Tabela 4.4. Perfil vertical da velocidade média do vento (extraído de [16]).

| Height [m a.g.l.]: | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 |
|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | [ms ⁻¹] | [ms ⁻¹] | [ms ⁻¹] | [ms ⁻¹] | [ms ⁻¹] | [ms ⁻¹] |
| Monte S. Filipe | 6.9 | 7.5 | 8.0 | 8.4 | 8.7 | 9.1 |
| Selada de S. Pedro | 10.8 | 10.7 | 10.6 | 10.8 | 11.0 | 11.3 |
| Selada do Flamengo | 9.3 | 9.5 | 9.7 | 10.1 | 10.3 | 10.7 |
| Palmeira | 5.8 | 6.6 | 7.2 | 7.7 | 8.1 | 8.5 |

O nível de 40 metros corresponde à altura da torre da turbina de 600 kW. Os níveis de 20 e 60 metros correspondem à base e ao topo da área varrida pelas pás. As alturas de 30 e 50 metros são as alturas intermediárias da área varrida.

4.2.2 Efeito da turbulência

A medida de turbulência para seis sítios está sumarizada na Tabela 4.5 e na Figura 4.4.

Tabela 4.5. Intensidade da turbulência em função da velocidade do vento a 31 metros de altura em relação ao solo (extraído de [16]).

| | h [m] | I [pct] | $I @ 5 \text{ ms}^{-1}$ [pct] | $I @ 10 \text{ ms}^{-1}$ [pct] | $I @ 15 \text{ ms}^{-1}$ [pct] |
|--------------------|------------|--------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Monte S. Filipe | 31.5 | 15.0 | 15.4 | 12.1 | 14.8 |
| Selada de S. Pedro | 31.0 | 9.4 | 11.0 | 9.3 | 9.5 |
| Selada do Flamengo | 31.0 | 10.7 | 11.3 | 10.6 | 10.8 |
| Palmeira | 30.8 | 11.6 | 11.4 | 12.8 | 11.3 |

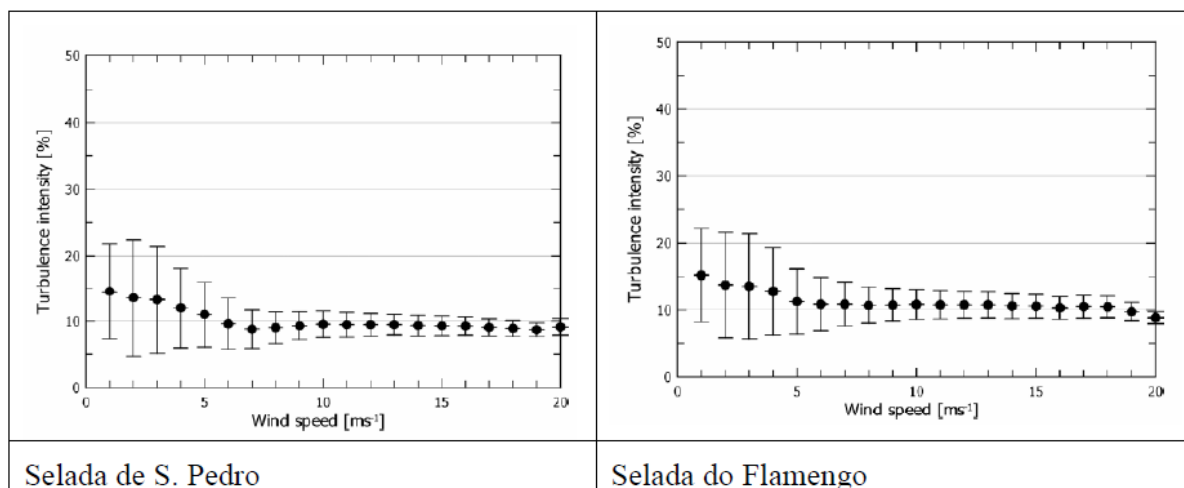


Figura 4.4. Intensidade da turbulência em função da velocidade do vento (extraído de [16]).

CAPÍTULO
5

Avaliação Económica de Investimentos

5.1 Análise de investimento

Os critérios de avaliação de projectos são medidas ou indicadores de rentabilidade dos projectos de investimento que servem de suporte à tomada de decisão de implementar, ou não implementar, o projecto [17].

Todos os processos de tomada de decisão são estabelecidos em termos relativos, i.e., num contexto de alternativas; no âmbito da avaliação de projectos as alternativas designam-se por variantes.

Existem dois procedimentos alternativos para a tomada de decisão no contexto da avaliação de projectos: a tomada de decisão em termos de *cash-flows* absolutos, e em termos de *cash-flows* relativos.

Quando a tomada de decisão se faz em termos de implementar o projecto vs. não implementar o projecto, compara-se o *cash-flow* do projecto com um *cash-flow* nulo, pelo que, o *cash-flow* do projecto é considerado em termos absolutos.

Quando se comparam os *cash-flows* de dois projectos de investimento alternativos, podemos determinar o *cash-flow* absoluto actualizado de cada um dos projectos, à mesma taxa de actualização. Os dois projectos podem então ser comparados pelo facto de utilizarem a mesma taxa de actualização.

Alternativamente, determina-se o *cash-flow* relativo, i.e., o *cash flow* da diferença entre projectos.

Quando o *cash-flow* relativo é positivo, o *cash-flow* absoluto do primeiro projecto é superior ao do segundo, pelo que os dois procedimentos dão o mesmo resultado.

5.2 Critérios de avaliação baseados no cash-flow

Os critérios de avaliação baseados no cash-flow são critérios por excelência da rentabilidade dos projectos de investimento.

Existem vários critérios alternativos, a saber:

- Valor líquido actual (VLA)
- Taxa interna de rentabilidade (TIR)
- Período de recuperação (Payback)

5.2.1 Valor líquido actual

O critério do valor líquido actual (VLA) é o critério de avaliação favorecido por quase todos os manuais de avaliação financeira de projectos, principalmente por ser o critério mais consistente no contexto da selecção de projectos mutuamente exclusivos.

O critério do VLA define por

$$VLA = \sum_{t=0}^n \frac{R_e - d}{(1+i)^t} - I \quad (1)$$

sendo R_e (Receitas) e d (despesas) do exercício do projecto, e I (despesa do investimento no período inicial).

Quando o investimento se verifica em mais do que um ano, a fórmula acima vem

$$VLA = \sum_{t=0}^n \frac{R_e - d}{(1+i)^t} - \sum_{k=0}^m \frac{I}{(1+i)^k} \quad (2)$$

Um projecto é rentável quando o valor líquido actual é positivo à taxa de actualização escolhida. Todos os projectos com $VLA > 0$ são implementáveis, enquanto que todos os projectos com $VLA < 0$ são rejeitados.

5.2.2 Taxa interna de rentabilidade

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é a taxa de actualização do projecto que dá o VLA nulo.

Define-se portanto por

$$r = \sum_t \frac{R_e - d}{(1+i)^t} - I = 0 \quad (3)$$

Com efeito, a decisão sobre a selecção de investimentos com base na TIR só faz sentido quando existe uma base de comparação, ou seja, o custo de oportunidade do capital.

A regra de aceitação de um investimento segundo este modelo implica que a TIR seja superior ao custo de capital i , exigido pelo investidor. Uma TIR inferior levará à recusa do investimento; uma TIR nula será sinónima de indiferença.

5.2.3 Período de recuperação

O período de recuperação é um critério de avaliação de projectos que atende apenas ao período de tempo que o projecto leva a recuperar o capital investido.

Qualquer projecto de investimento possui de início um período de despesas (em investimento) a que se segue um período de receitas líquidas (líquidas dos custos do exercício). As receitas recuperam o capital investido. O período de tempo necessário para as receitas recuperarem a despesa em investimento é o período de recuperação.

CAPÍTULO
6

Plataforma de Simulação e Modelos

6.1 Software de simulação

O software escolhido para a realização deste estudo foi o Homer® (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) versão 2.68 beta, que é gratuitamente disponibilizado pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory).

O software Homer® foi desenvolvido para auxiliar na concepção e optimização de sistemas de produção distribuída, bem como para possibilitar a comparação entre diferentes tecnologias de produção de energia, permitindo modelizar e simular o seu comportamento físico e económico.

O Homer® tem a capacidade de modelizar sistemas conectados à rede ou isolados, servindo cargas eléctricas e cargas do tipo térmico, podendo ser constituído por qualquer combinação de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, micro-hídricas, biomassa, micro-turbinas, pilhas de combustível, baterias e tanques de armazenamento de hidrogénio.

As três principais tarefas realizadas pelo Homer® são a simulação, a optimização, e a análise de sensibilidade de sistemas de produção de energia.

No processo de optimização, são simuladas diferentes configurações dos sistemas em estudo, na procura da solução que satisfaça as condições técnicas exigidas ao menor custo.

No processo de análise de sensibilidades, efectua-se múltiplas optimizações para um variado leque de valores de entrada, de forma a avaliar o grau de variação dos resultados de um determinado projecto face a alterações nas variáveis mais relevantes, permitindo assim lidar com cenários de incerteza.

6.2 Cenário de estudo

O cenário de estudo adoptado para esta simulação foi baseado no cenário da Ilha de São Vicente em Cabo Verde, com o intuito de determinar qual é a contribuição que a energia eólica terá no sistema eléctrico Cabo-verdiano. O cenário é o seguinte: para um central a diesel existente, pretende-se incluir uma turbina eólica (Vesta V-52) de modo a criar um sistema híbrido de produção de energia eléctrica (Figura 6.1). É com base neste pressuposto que se vai fazer uma simulação para se poder analisar a relação custo/benefício, o efeito do preço dos combustíveis, e a velocidade do vento têm na implementação, ou não, deste projecto. Com este cenário pretende-se diminuir a uma parte da dependência do sistema eléctrico Cabo-verdiano dos combustíveis fósseis.

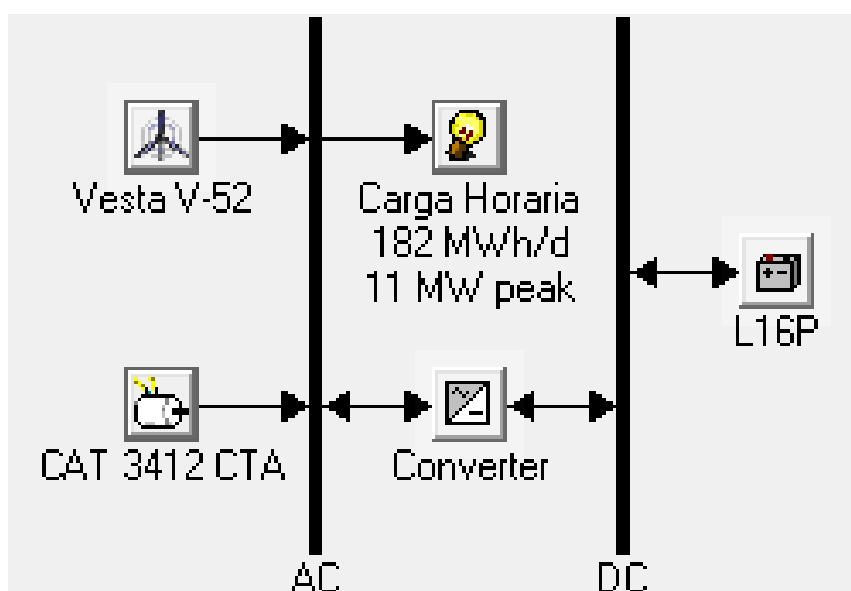


Figura 6.1. Configuração do cenário de estudo no Homer.

Os componentes do sistema a considerar são:

- Turbina eólica Vesta V-52;
- Grupo de gerador Cat 3412 CTA;
- Banco de baterias trojan L16P;
- Conversor.

6.3 Modelização do cenário de estudo

6.3.1 Modelização do recurso eólico

O recurso eólico foi modelizado a partir de dados reais da velocidade do vento. Os valores considerados partiram de valores medidos na ilha de São Vicente (Figura 6.2).

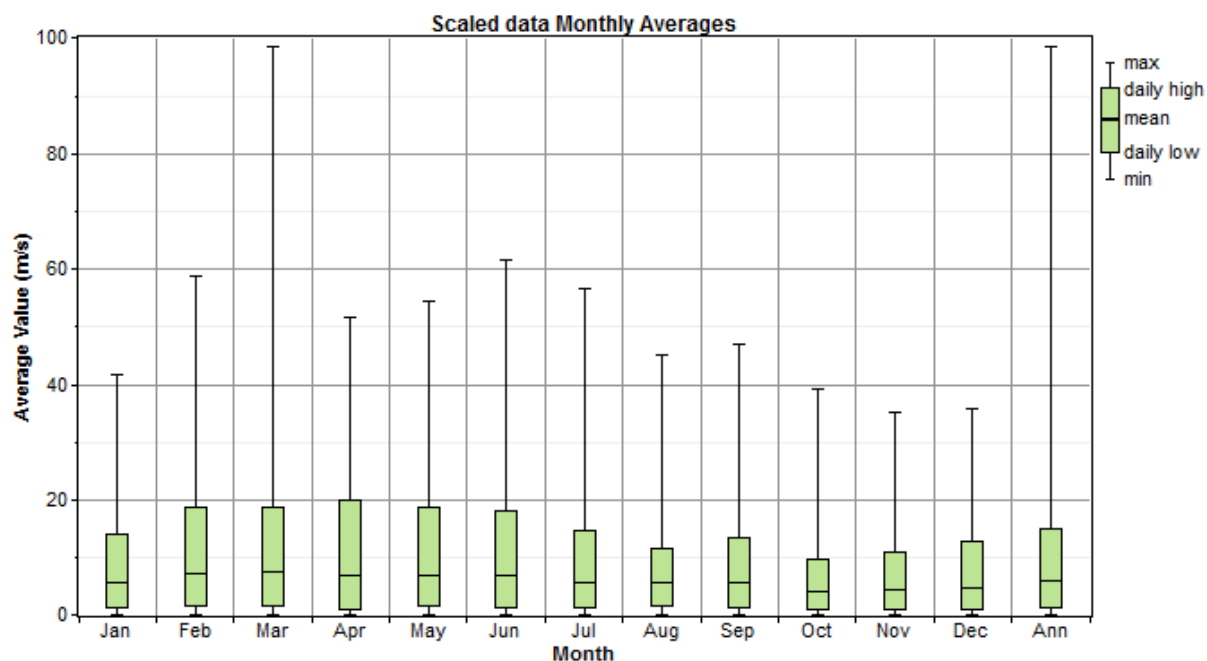


Figura 6.2. Valores da velocidade do Vento na Ilha de São Vicente.

6.3.2 Modelização do sistema eólico

Para a modelização do sistema eólico foi escolhido uma turbina existente no mercado:

- Turbina Vesta V-52

A turbina Vesta V-52 (Figura 6.3) é uma turbina com as seguintes características:

Rotor

Diameter: 52 m

Area swept: 2,124 m²

Nominal revolutions: 26 rpm

Operational interval: 14.0-31.4 rpm

Number of blades: 3

Power regulation: Pitch/OptiSpeed®

Air brake: Full blade pitch

Dados operacionais

Cut-in wind speed: 4 m/s

Nominal wind speed: 16 m/s

Cut-out wind speed: 25 m/s

Gerador

Type: Asynchronous with OptiSpeed®

Nominal output: 850 kW

Operational data: 50 Hz/60 Hz 690 V

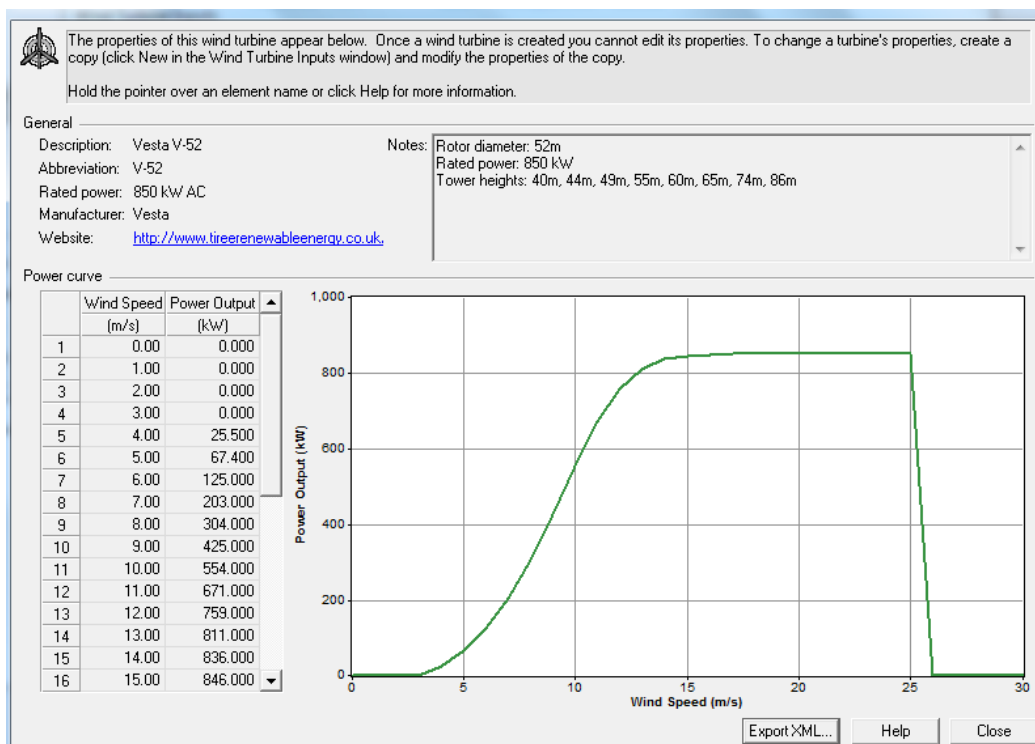


Figura 6.3. Vesta V-52.

A escolha desta turbina foi motivada pela pesquisa de artigos sobre Cabo Verde, visto que, Cabo Verde fez recentemente novos investimentos nesse tipo de turbinas com o intuito de aumentar a capacidade dos parques eólicos existentes.

- Inversor (Figura 6.4) para Conexão à Rede

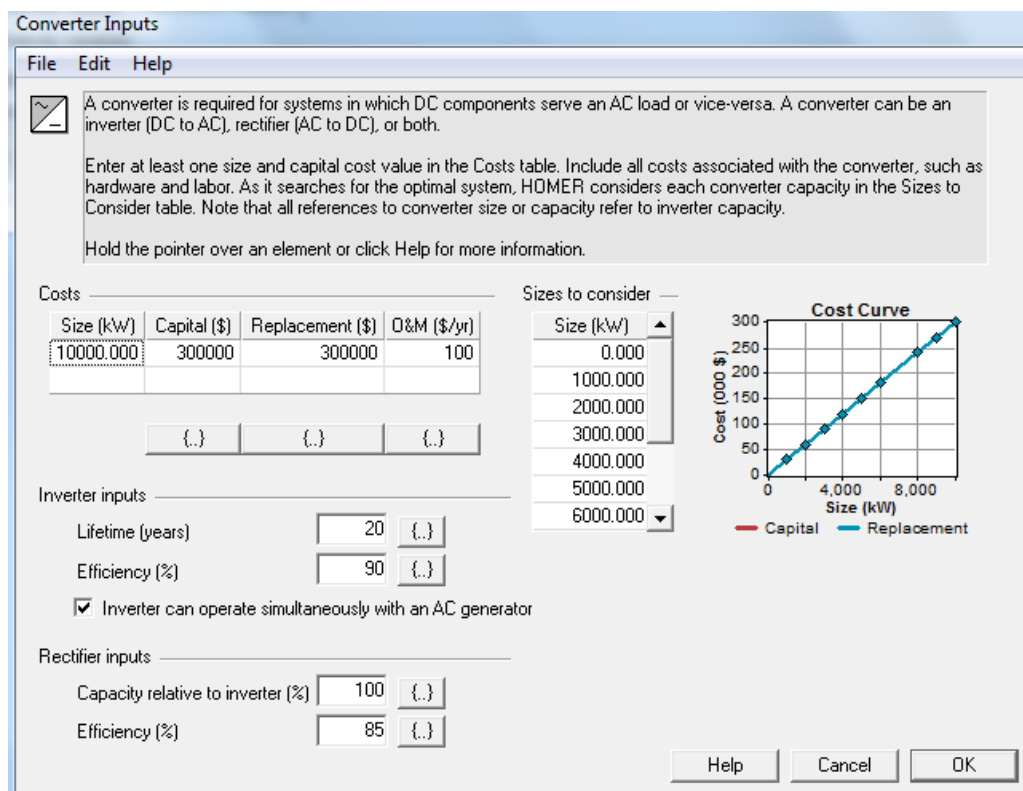


Figura 6.4. Inversor

Nota: É de realçar que o preço considerado neste inversor foi criado com base na pesquisa de alguns artigos, meramente para o efeito das simulações.

- Baterias (Figura 6.5)

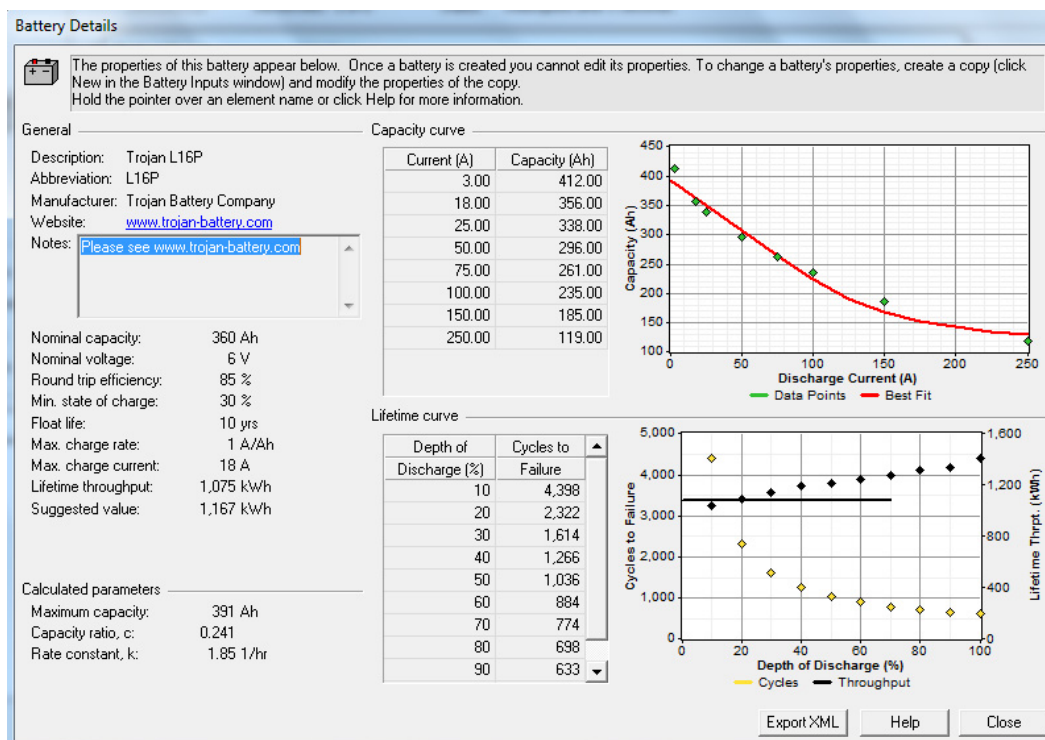


Figura 6.5. Bateria Trojan L16P

6.3.3 Modelização do sistema diesel

Para a modelização do sistema diesel foi escolhido um gerador existente no mercado (Figura 6.6).



Image shown may not reflect actual package.

PRIME
648 ekW 810 kVA
50 Hz 1500 rpm 400 Volts

Caterpillar is leading the power generation marketplace with Power Solutions engineered to deliver unmatched flexibility, expandability, reliability, and cost-effectiveness.

TECHNICAL DATA

| Open Generator Set - - 1500 rpm/50 Hz/400 Volts | DM1908 | |
|--|--|--|
| Package Performance Genset Power rating @ 0.8 pf Genset Power rating with fan | 810 kVA 648 ekW | |
| Fuel Consumption 100% load with fan 75% load with fan 50% load with fan | 171.7 L/hr 130.4 L/hr 90.9 L/hr | 45.4 Gal/hr 34.4 Gal/hr 24.0 Gal/hr |
| Cooling System¹ Air flow restriction (system) Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement) Engine coolant capacity Radiator coolant capacity Engine Coolant capacity with radiator/exp. tank | 0.12 kPa 1176 m ³ /min 57.0 L 90.0 L 147.0 L | 0.48 in. water 41530 cfm 15.1 gal 23.8 gal 38.8 gal |
| Exhaust System Combustion air inlet flow rate Exhaust stack gas temperature Exhaust gas flow rate Exhaust flange size (internal diameter) Exhaust system backpressure (maximum allowable) | 48.8 m ³ /min 539.4 ° C 139.3 m ³ /min 203.2 mm 6.7 kPa | 1723.4 cfm 1002.9 ° F 4919.3 cfm 8.0 in 26.9 in. water |
| Heat rejection Heat rejection to coolant (total) Heat rejection to exhaust (total) Heat rejection to atmosphere from engine Heat rejection to atmosphere from generator | 386 kW 637 kW 108 kW 29.8 kW | 21952 Btu/min 36226 Btu/min 6142 Btu/min 1694.7 Btu/min |
| Alternator² Motor starting capability @ 30% voltage dip Frame Temperature Rise | 1629 skVA 598 105 ° C | 189 ° F |
| Lube System Sump refill with filter | 69.0 L | 18.2 gal |
| Emissions³ NOx mg/nm ³ CO mg/nm ³ HC mg/nm ³ PM ma/nm ³ | 2972.6 mg/nm ³ 193.8 mg/nm ³ 122.7 mg/nm ³ 45.9 ma/nm ³ | |

Figura 6.6. Cat 3412 CTA

➤ Dados para análise económica

Os valores considerados para a análise económica foram obtidos a partir de pesquisa de mercado e pesquisa bibliográfica. Os valores usados não condizem totalmente com a realidade do mercado, visto que, houve muita dificuldade em encontrar esses valores, mas tentou criar-se um cenário de estudo mais próximo possível da realidade.

De seguida apresenta se os dados para cada componente do sistema (Figuras 6.7 e 6.8).

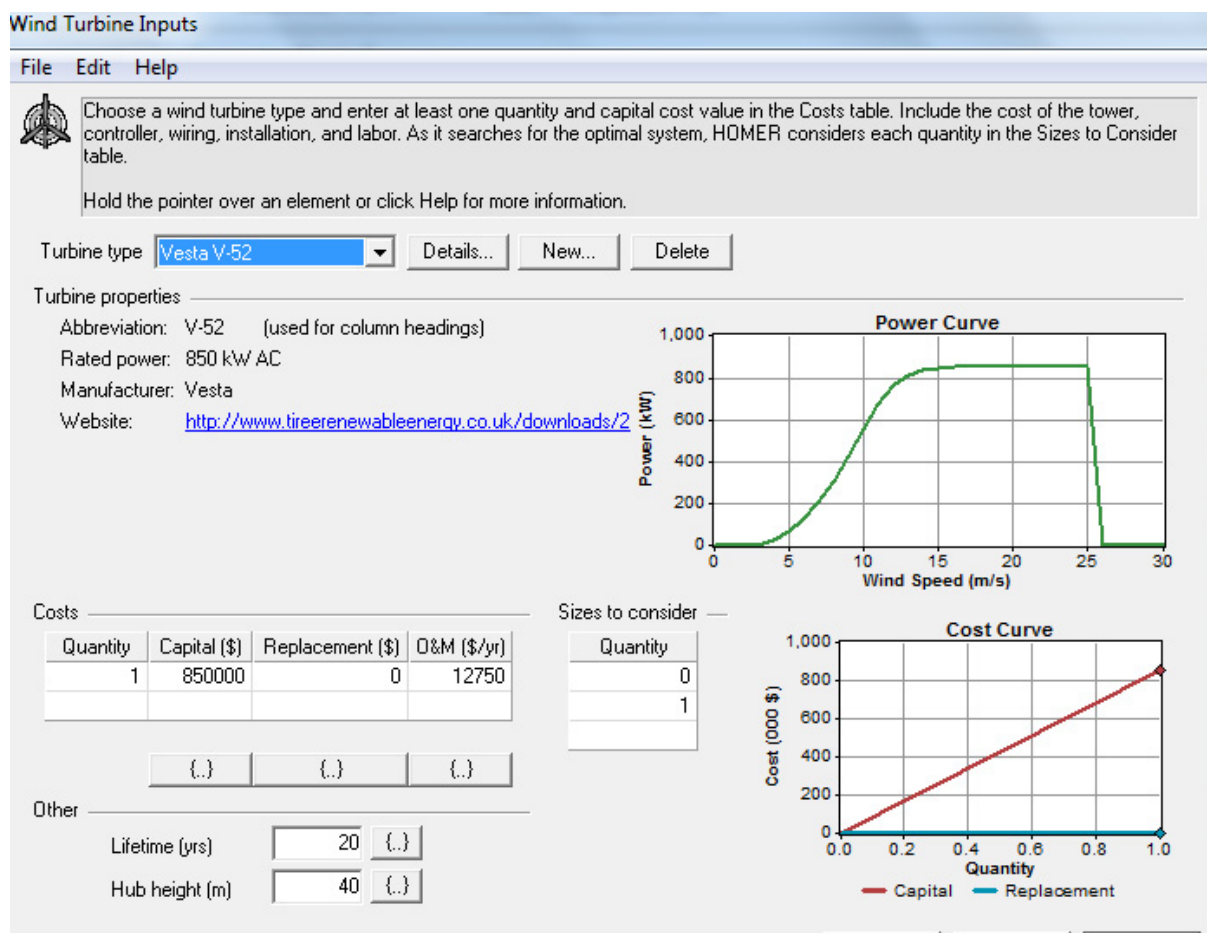


Figura 6.7. Custo da turbina vesta V-52

Battery Inputs

File Edit Help

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: **Trojan L16P** Details... New... Delete

Battery properties

Manufacturer: Trojan Battery Company
 Website: www.trojan-battery.com

Nominal voltage: 6 V
 Nominal capacity: 360 Ah (2.16 kWh)
 Lifetime throughput: 1,075 kWh

Costs

| Quantity | Capital (\$) | Replacement (\$) | O&M (\$/yr) |
|----------|--------------|------------------|-------------|
| 2000 | 480000 | 0 | 640.00 |
| | | | |
| | | | |

{ } { } { }

Sizes to consider

| Batteries |
|-----------|
| 0 |
| 500 |
| 1500 |
| 2000 |

Cost Curve

Cost (000 \$)

Quantity

— Capital — Replacement

Advanced

Batteries per string: 1 (6 V bus)

Minimum battery life (yr): 4 { }

Help Cancel OK

Figura 6.8. Custo da bateria trojan L16P.

CAPÍTULO

7

Apresentação e Análise do Cenário do Estudo Considerado

7.1 Cenário de estudo e resultados

De acordo com as entradas e algumas considerações que foram feitas, o simulador apresentou o melhor resultado (Figura 7.1) com o sistema composto pelo inversor, gerador, baterias, e a turbina Vesta V-52.

Sensitivity Results Optimization Results

Sensitivity variables

Carga Horária (kWh/d) 8,000 Wind Speed (m/s) 7

Double click on a system below for simulation results. Categorized Overall [Export...](#) [Details...](#)

| | V-52 | CAT (kW) | L16P | Conv. (kW) | Initial Capital | Operating Cost (\$/yr) | Total NPC | COE (\$/kWh) | Ren. Frac. | Capacity Shortage | Diesel (L) | CAT (hrs) |
|--|------|----------|------|------------|-----------------|------------------------|--------------|--------------|------------|-------------------|------------|-----------|
| | 1 | 810 | 3000 | 1000 | \$ 1,956,808 | 253,779 | \$ 5,200,954 | 0.139 | 0.55 | 0.00 | 633,580 | 3,010 |
| | 1 | 810 | | | \$ 1,026,808 | 407,014 | \$ 6,229,812 | 0.169 | 0.51 | 0.01 | 992,047 | 7,121 |
| | | 810 | | | \$ 176,808 | 500,810 | \$ 6,578,836 | 0.180 | 0.00 | 0.02 | 1,271,158 | 8,577 |
| | | 810 | 500 | 1000 | \$ 356,808 | 492,907 | \$ 6,657,815 | 0.179 | 0.00 | 0.01 | 1,266,869 | 7,705 |

Figura 7.1. Cenário de estudo: a melhor configuração.

Na Figura 7.2 pode observar-se que cerca de 55% da energia fornecida é devida à turbina eólica, e 45 % ao gerador diesel. Os valores do custo total, custo de energia e custo O&M do sistema são \$5,200,954, \$0,139/kWh, \$253, 779/yr, respectivamente.

Apresentação e Análise do Cenário do Estudo Considerado

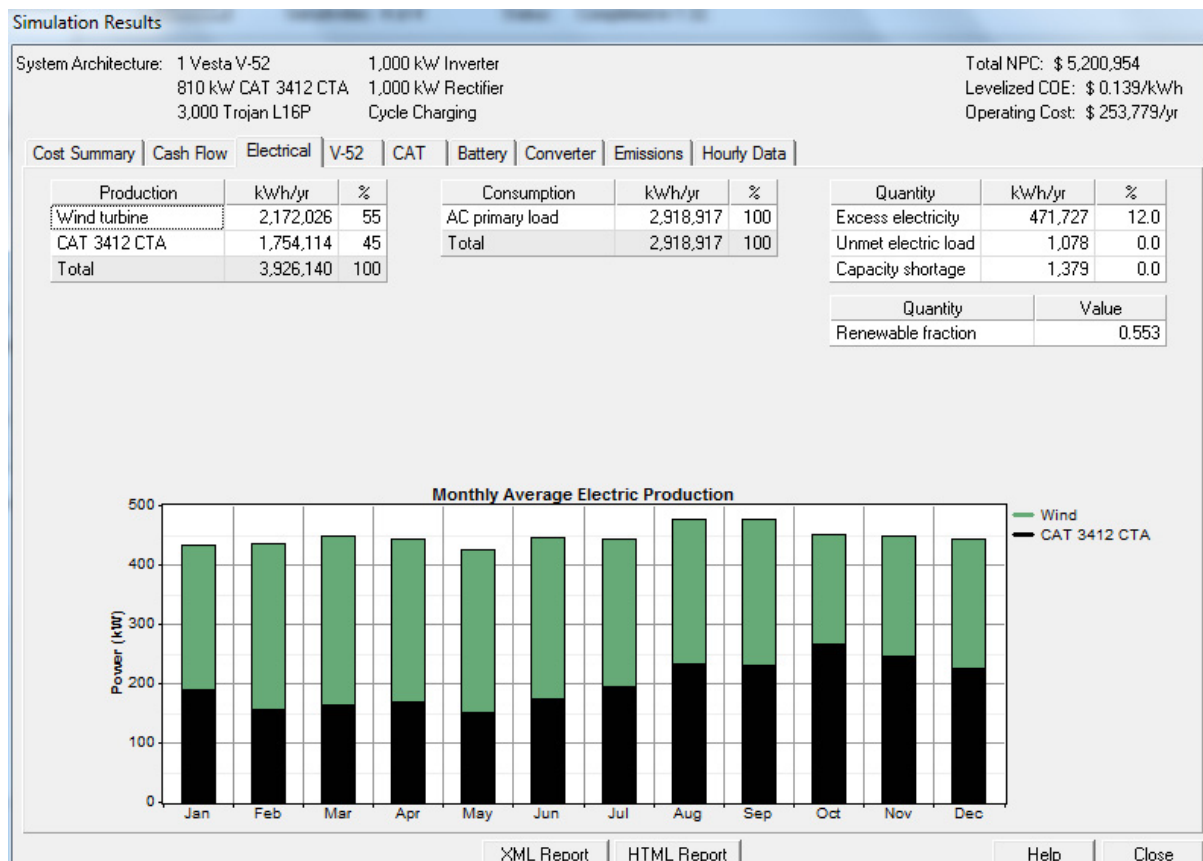


Figura 7.2. Resultados da simulação.

Baseado na Tabela 7.1, e de acordo com o que foi definido no capítulo 5, conclui-se que o projecto é implementável economicamente, visto que, o VLA é superior a zero. Ainda, tem-se que o retorno do investimento será realizado em 1,51 anos, assumindo que a turbina trabalha 5365 horas por ano, e que o preço médio a que a rede receptora paga a energia injectada é 0.139\$/kWh.

Apresentação e Análise do Cenário do Estudo Considerado

Tabela 7.1 Cálculo financeiro

| Ano | Investimento | Receita Bruta | custo O&M | Receita líquida | Fluxo monetário | Fluxo actualizado | Fluxo actualizado acumulado | VLA | TIR | Payback |
|-------|--------------|---------------|-----------|-----------------|-----------------|-------------------|-----------------------------|-------|-----|----------|
| 0 | 850000 | | | | -850000 | -850000 | -850000 | | | |
| 1 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 564659 | -285341,14 | 5E+05 | 57% | |
| 2 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 513326 | 227985,103 | 4E+05 | | |
| 3 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 466660 | 694645,321 | 4E+05 | | |
| 4 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 424237 | 1118881,88 | 3E+05 | | |
| 5 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 385670 | 1504551,48 | 2E+05 | | |
| 6 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 350609 | 1855160,21 | 2E+05 | | |
| 7 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 318735 | 2173895,42 | 2E+05 | | |
| 8 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 289759 | 2463654,7 | 1E+05 | | |
| 9 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 263418 | 2727072,23 | 1E+05 | | |
| 10 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 239470 | 2966542,71 | 92326 | | |
| 11 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 217700 | 3184243,14 | 76303 | | |
| 12 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 197909 | 3382152,63 | 63060 | | |
| 13 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 179918 | 3562070,35 | 52116 | | |
| 14 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 163562 | 3725631,91 | 43071 | | |
| 15 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 148692 | 3874324,23 | 35596 | | |
| 16 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 135175 | 4009499,07 | 29418 | | |
| 17 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 122886 | 4132385,29 | 24312 | | |
| 18 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 111715 | 4244100,04 | 20093 | | |
| 19 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 101559 | 4345658,9 | 16606 | | |
| 20 | | 633875 | 12750 | 621124,75 | 621124,75 | 92326,2 | 4437985,14 | 13724 | | |
| total | | | | | | | | 2E+06 | 57% | 1,511454 |

CAPÍTULO
8

Conclusão e Trabalhos Futuros

8.1 Conclusão

Nesta dissertação realizou-se um estudo da viabilidade técnico-económica de acrescentar turbinas eólicas de grande dimensão a um sistema eléctrico já existente em Cabo Verde, tornando num sistema híbrido.

Através do programa Homer, foi seleccionada a melhor configuração técnica para se implementar o sistema. Os cálculos financeiros provaram que o projecto é viável e o retorno do investimento se dará em poucos anos. Para se tirar esta conclusão analisou-se a evolução do cash-flow do sistema global, e notou-se que até ao final da vida útil o *cash flow* evolui favoravelmente.

Foi, ainda, comprovado pelo programa que o sistema é implementável a nível técnico, visto que, o sistema tem um excedente de energia de apenas 2%.

É de realçar que este projecto foi um projecto de estudo, em que não foram aplicados a todos os componentes os preços de mercado. Tal deveu-se à elevada dificuldade para obter esses valores, tendo por isso de ser considerados outros valores o mais próximo possíveis da realidade.

Efectivamente, um dos grandes desafios do sistema eléctrico não é a dependência dos combustíveis fósseis, mas sim as perdas na rede, que contribuem para um desperdício enorme, e num sistema ainda mais caro.

O caso de estudo considerado não é restrito somente para Cabo Verde; este projecto serve de ponto de partida para análise de sistemas idêntico ao de Cabo Verde.

Com esta dissertação pretendeu-se, assim, criar um ponto de partida para a análise técnico-económica do sistema eléctrico Cabo-Verdiano, ou de sistemas similares.

8.2 Trabalhos futuros

Os resultados obtidos no presente trabalho abrem perspectivas de investigação e desenvolvimento de outros estudos. São apresentadas de seguida algumas sugestões de trabalhos futuro:

- O incremento de outra tecnologia renovável, como o solar, a este sistema híbrido.
- Seria relevante estudar sistemas de microgeração, visto que, o investimento implicaria um custo inferior.

Referências Bibliográficas

- [1] A.F.O. Falcão, Energia Eólica, IST, 2007.
- [2] B. Silva, J. Damião, J. Garcia, Análise e Simulação da Rede de São Vicente, ISEL, 2006.
- [3] ELECTRA, Inception Report: Cape Verde Wind Farm Extension Project, 2001.
- [4] J.A. Peças Lopes, M. Helena Vasconcelos e J.L. Pereira da Silva, Relatório Preliminar dos Estudos de Análise da Rede Eléctrica da Ilha de S. Vicente da República de Cabo Verde, Relatório do projecto de consultoria desenvolvido para a ELECTRA, Março 1997
- [5] O Sector de Energias Renováveis em Cabo Verde, disponível em http://www.africainfomarket.org/aim/AIM/published/DEFAULT/paginas/55242-Portugus/Energias_Renovables.pdf, acesso em Fevereiro de 2010.
- [6] N. Duic, L.M. Alves, F. Chen, M.G. Carvalho, Potential of Kyoto Protocol Clean Development Mechanism in transfer of clean energy technologies to Small Island Developing States: case study of Cape Verde. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2003;7:83–98.
- [7] OSGE and AFRICAN DEVELOPMENT BANK, Additional Budget Loan For the Poverty Reduction Strategy Support Programme – Republic of Cape Verde. 2009.
- [8] P. Norgard, J. Fonseca, Ultra High Wind Penetration simple wind-diesel power systems in Cape Verde, EWEC, 2009.
- [9] R.M.G. Castro, Energia Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução á avaliação económica de investimentos, IST, 2009.

Referências Bibliográficas

[10] F.D. Bianchi, H. de Batista, R.J. Mantz, Wind Turbine Control Systems: Principles Modelling and Gain Scheduling Design, Springer-Verlag, London, 2007.

[11] J.M.F. Jesus, R.M.G. Castro, Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Máquina de Indução Duplamente Alimentada (MIDA) em Aproveitamento de Energia Eólica, IST, 2007.

[12] J.M.F. Jesus, R.M.G. Castro, Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Equipamentos Eléctricos dos Geradores Eléctricos, IST, 2007.

[13] S. Mathew, Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and economics, Springer-Verlag, Berlin, 2006.

[14] S. Krohn, The economics of wind energy: A report by the EWEA, 2009.

[15] Relatório e contas Anual de 2008 da ELECTRA.

[16] H.M.N. Duarte, Utilização de energia eólica em sistemas híbridos de geração de energia visando pequenas comunidades, Brasil, 2004.

[17] C. Barros, Decisões de investimento e financiamento de projectos, 3ª Edição, Edições Sílabos, Lisboa, 2000.