



**DEPARTAMENTO DE**  
**ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES**

Integração de Energias Renováveis na  
Produção Descentralizada de Electricidade  
Utilizando SIG

Cláudio Domingos Martins Monteiro

**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**UNIVERSIDADE DO PORTO**

Rua dos Bragas, 4099 Porto Codex – PORTUGAL



## RESUMO

Nesta dissertação descreve-se a metodologia desenvolvida e utilizada no projecto SOLARGIS - projecto Joule para a integração de energias renováveis na produção dispersa de electricidade. A metodologia pretende demonstrar a eficiência dos SIG (Sistemas de Informação Geográfica) como ferramenta de apoio à elaboração de planos de integração de energias renováveis. No segundo capítulo serão referidos aspectos relacionados com a construção da base de dados do SIG e aspectos relacionados com o mapeamento dos recursos energéticos da região. Ainda neste capítulo será apresentado, pela primeira vez, um novo modelo de radiação solar. No terceiro capítulo serão apresentados os métodos baseados em SIG usados na detecção de zonas de elevado potencial para a instalação de parques eólicos. No quarto capítulo serão apresentadas as metodologias, também baseadas em SIG, para avaliar a eficiência de sistemas isolados de produção dispersa renovável. Nesta metodologia os sistemas isolados de energia renovável serão comparados entre si e comparados com outras soluções de electrificação rural. Por fim, utilizando as metodologias descritas, serão apresentados alguns resultados de estudos regionais de integração de energias renováveis na ilha de Santiago em Cabo Verde.

## ABSTRACT

This thesis describes the methodology developed for the SOLARGIS project - a Joule project for the integration of renewable forms of energy for dispersed electricity production. The aim is to demonstrate the efficiency of GIS (Geographic Information Systems) as a tool for development of integration plans for renewable forms of energy. Chapter 2 presents several aspects related to renewable resources assessment in a given region. This chapter also presents, for the first time, a new model for solar radiation. Chapter 3 presents methods based on GIS for the detection of high potential areas for the installation of wind farms. Chapter 4 presents GIS based methodologies to assess the efficiency of isolated systems for dispersed electricity generation. In this methodology, different isolated systems and other electrification options will be compared. The report also presents a methodology for market study, and for efficiency and competitiveness assessment of different solution for rural electrification. Finally, using the proposed methodologies, the report presents some results of regional studies for integration of renewable energy in the island of Santiago in Cape Verde.

Esta dissertação é baseada nos trabalhos realizados pelo autor ao longo do projecto SOLARGIS (JOU2-CT94-0439) - projecto Joule para a integração de energias renováveis na produção dispersa de electricidade. Durante dois anos, sete institutos de investigação europeus trabalharam em conjunto, conjugando experiências em várias áreas: sistemas de informação geográfica; sistemas de energia eólica; sistemas fotovoltaicos; sistemas híbridos eólico-diesel; mapeamento de recursos energéticos renováveis; redes eléctricas de distribuição; análise económica; sistemas informáticos; etc.. O desenvolvimento da metodologia SOLARGIS foi implementada com o esforço de uma grande equipa de trabalho (apresentada em anexo), à qual o autor gostaria de agradecer pela oportunidade de partilhar o vasto conjunto de conhecimentos abordados durante estes dois anos de trabalho.

A metodologia do SOLARGIS foi aplicada a seis regiões piloto: Tunísia; Sicília; Andaluzia; Creta; Cabo Verde; Índia. Foram elaborados estudos de integração de energias renováveis para cada uma das regiões cabendo ao INESC a tarefa de aplicar a metodologia à ilha de Santiago em Cabo Verde. Este trabalho contou com a cooperação de muitas pessoas e instituições nomeadamente a ELECTRA, o IICT, AT&C e RISØ às quais o autor agradece pela disponibilidade e participação na recolha dos dados.

Ao longo da realização desta dissertação o autor agradece a cooperação e as sugestões do Prof. Álvaro Rodrigues, o Prof. Peças Lopes, o Prof. Manuel Matos e o Prof. Pereira da Silva.

Pela paciência e compreensão demonstrada ao longo deste trabalho o autor agradece a todos os colegas da Unidade Energia do INESC em particular ao Miguel Proença e ao Jorge Pereira pela colaboração na revisão do texto.

O autor agradece ainda à Unidade de Computação Gráfica do INESC pela disponibilização dos seus recursos informáticos. Gostaria de agradecer especialmente ao Aurélio Pires pela sua paciência e disponibilidade para a discussão de assuntos relacionados com SIG.

Por fim, o autor agradece muito em especial ao orientador científico Prof. Vladimiro Miranda, pela capacidade de orientação científica, a confiança, o incentivo, e o acompanhamento que permitiram chegar ao um conjunto de ideias inovadoras apresentadas neste trabalho.

Esta dissertação só foi possível graças à JNICT, Junta Nacional de Investigação Científica e Tecnológica, que concedeu ao autor uma Bolsa de Mestrado (GGPXXI/BM/2233/94) no âmbito do Programa PRAXIS XXI, e ao INESC - Porto, que forneceu todos os meios necessários incluindo o suporte do complemento da Bolsa de Mestrado.

<b>RESUMO</b>	<b>2</b>
<b>PREFÁCIO</b>	<b>3</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
1.1 CAMPO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	9
1.2 OS SIG COMO FERRAMENTA	10
1.3 ESTADO DA ARTE DA METODOLOGIA	10
1.4 METODOLOGIA IMPLEMENTADA NO SOLARGIS	12
1.5 DIFERENÇAS EM RELAÇÃO AO SOLARGIS STANDARD	13
1.5.1 MODELO DE RADIAÇÃO SOLAR	13
1.5.2 METODOLOGIA PARA PARQUES EÓLICOS	13
1.5.3 METODOLOGIA PARA SISTEMAS ISOLADOS	14
<b>2. PRÉ-PROCESSAMENTO</b>	<b>16</b>
2.1 RECOLHA E PREPARAÇÃO DOS DADOS	16
2.1.1 FORMATO <i>RASTER</i> E FORMATO <i>VECTORIAL</i>	17
2.1.2 DIGITALIZAÇÃO	18
2.1.3 GEOCODIFICAÇÃO	18
2.1.4 RESOLUÇÃO	18
2.2 MAPEAMENTO DE RECURSOS	19
2.2.1 MAPEAMENTO DE RECURSOS EÓLICOS	19
2.2.2 MAPEAMENTO DE RECURSOS SOLARES	21
<b>3. METODOLOGIA - PARQUES EÓLICOS</b>	<b>30</b>
3.1 FILTRAGEM GEOGRÁFICA	30
3.2 ANÁLISE ECONÓMICA	33
3.2.1 CUSTOS INTERNOS	33
3.2.2 OS CUSTOS EXTERNOS	34
3.2.3 CUSTOS DA LINHA DE INTERLIGAÇÃO	34
3.2.4 CUSTO DE CONSTRUÇÃO DE ESTRADAS	35
3.2.5 CUSTO DE ALUGUER DOS TERRENOS	36
3.2.6 CUSTOS DE PROJECTOS DE ENGENHARIA E INSTALAÇÃO	36
3.2.7 ENERGIA PRODUZIDA E UTILIZADA	36
3.2.8 ENERGIA PRODUZIDA POR UM AEROGERADOR	36
3.2.9 ENERGIA PRODUZIDA PELO PARQUE	38

<b>4. METODOLOGIA - SISTEMAS ISOLADOS .....</b>	<b>40</b>
4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INDIVIDUAIS.....	40
4.1.1 CÁLCULO DO CNE PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	41
4.2 SISTEMAS EÓLICOS INDIVIDUAIS.....	43
4.2.1 CALCULO DO CNE PARA SISTEMAS EÓLICOS INDIVIDUAIS.....	45
4.3 SISTEMAS DIESEL E GASOLINA INDIVIDUAIS.....	45
4.3.1 CÁLCULO DO CNE PARA UM GERADOR DIESEL INDIVIDUAL.....	46
4.4 SISTEMAS EÓLICOS/DIESEL .....	46
4.4.1 CÁLCULO DO CNE PARA SISTEMAS EÓLICO/DIESEL .....	50
4.5 SISTEMA DIESEL ALIMENTANDO AGLOMERADOS DE CONSUMIDORES.....	52
4.6 LIGAR AGLOMERADOS DE CONSUMIDORES A REDES ELÉCTRICAS EXISTENTES .....	52
<b>5. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM SANTIAGO.....</b>	<b>56</b>
5.1 DESCRIÇÃO DA REGIÃO DE ESTUDO.....	56
5.1.1 CLIMA .....	57
5.1.2 SECTOR ENERGÉTICO.....	57
5.2 RECURSOS EÓLICOS .....	59
5.3 RECURSOS SOLARES .....	61
5.4 METODOLOGIA PARA SISTEMAS LIGADOS À REDE.....	63
5.4.1 CENÁRIO 1 .....	64
5.4.2 CENÁRIO 2 .....	65
5.4.3 CENÁRIO 3 .....	66
5.4.4 CONCLUSÃO .....	67
5.5 SISTEMAS ISOLADOS.....	68
5.5.1 CENÁRIO 1996.....	69
5.5.2 CENÁRIO 2010.....	71
5.5.3 ESTUDO DO MERCADO PARA AS ER.....	73
<b>6. CONCLUSÃO .....</b>	<b>76</b>
6.1 UTILIDADE DA METODOLOGIA.....	76
6.1.1 PARQUES EÓLICOS .....	76
6.1.2 SISTEMAS ISOLADOS.....	77
6.2 ASPECTOS A MELHORAR E IDEIAS PARA O FUTURO.....	78
6.2.1 MODELOS DE PROGNÓSTICO DE VENTO.....	78
6.2.2 OPTIMIZAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO E CONFIGURAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS.....	78
6.2.3 CONSIDERAR INCERTEZAS COM MODELOS IMPRECISOS.....	78
6.2.4 INCLUSÃO DAS METODOLOGIAS EM MODELOS DE PLANEAMENTO.....	79

---

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

---

# 1. INTRODUÇÃO

É o objectivo desta dissertação demonstrar a eficiência de novas tecnologias de análise baseadas em SIG - Sistemas de Informação Geográfica - na elaboração e acompanhamento de planos de integração de Energias Renováveis (ER). De uma forma mais clara, pretende-se desenvolver uma metodologia que aplicada a grandes regiões responda de forma ilustrativa a algumas perguntas, tais como:

- Qual o melhor sistema de ER para cada local?
- Quais os melhores locais para uma dada tecnologia de ER?
- Qual o custo da electricidade produzido por cada sistema?
- Qual o mercado para cada tecnologia?
- Qual o melhor plano de electrificação para uma determinada região?

Esta metodologia foi desenvolvida para ajudar entidades responsáveis pela integração das ER. Estas entidades são por exemplo: empresas de electricidade, autoridades regionais, centros de promoção de ER, produtores independentes, consumidores, etc. O desenvolvimento do trabalho decorreu no âmbito do projecto SOLARGIS, financiado pelo programa JOULE, da união europeia, e que contou com a cooperação das equipas das seguintes instituições:

- Centre d'énergétique, ARMINES (França)
- Conphoebus (Itália)
- IER- CIEMAT (Espanha)
- Centre for Renewable Energy Sources, CRES (Grécia)
- INESC, Unidade Energia (Portugal)
- Rutherford Appleton Laboratory, RAL (Reino Unido)
- National Micro-electronics research Center- NMRC (Irlanda)

Como é natural, o autor desta dissertação trabalhou integrado na equipa do INESC.

Este trabalho tocará assuntos como: técnicas de construção de SIG; mapeamento de recursos eólicos e solares; aspectos técnicos de parques eólicos; localização de zonas de elevado potencial para parques eólicos; análise de custos de produção de energia com parques eólicos; planeamento da rede eléctrica; sistemas isolados baseados em ER, sistemas Diesel e sistemas híbridos; análise económica dos vários sistemas de produção de electricidade e de infra-estruturas como a construção de estradas e linhas aéreas.

Os assuntos tratados nesta dissertação estão distribuídos por quatro secções principais:

- No segundo capítulo será discutido todo o processo de preparação dos dados para a metodologia, estando aqui incluído o processo de mapeamento dos recursos eólicos e solares.
- No terceiro capítulo será apresentada uma metodologia de localização de zonas de elevado potencial para a instalação de parques eólicos.
- No quarto capítulo será apresentada a metodologia de localização de zonas de elevado potencial para sistemas isolados incluindo: sistemas de ER individuais (eólicos, solares), pequenos geradores Diesel e a gasolina; sistemas Diesel de média dimensão; sistemas híbridos Eólico/Diesel (E/D) e expansão da rede eléctrica.
- No quinto capítulo são apresentados alguns resultados da aplicação das metodologias na ilha de Santiago, Cabo Verde.

Estes temas correspondem aos objectivos do projecto SOLARGIS, cumpridos pela equipa portuguesa participante.

## 1.1 CAMPO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A metodologia para sistemas isolados será aplicada em zonas rurais ainda não electrificadas. Por outro lado, a metodologia para parques eólicos será aplicada em zonas delimitadas pela própria metodologia. Os sistemas isolados destinam-se à electrificação de zonas ainda não electrificadas em que existem cargas domésticas ou profissionais (bombagem, dessalinização, sinalização, telecomunicações, etc). Por outro lado, o estudo da instalação de parques eólicos poderá ser feito para qualquer tipo de rede eléctrica e para qualquer tipo de região. Esta metodologia permite que sejam processadas grandes extensões de área. Exemplos de regiões onde a metodologia foi aplicada com sucesso são a Andaluzia, as ilhas Santiago, Sicília e Creta, e em regiões da Tunísia e da Índia. Um dos grandes objectivos do projecto SOLARGIS era, precisamente, o teste em regiões de diferente desenvolvimento económico no planeta.

A metodologia será aplicada para as energia renovável eólica e solar, sendo estes sistemas confrontados com outras soluções de electrificação. Em seguida serão descritos os tipos de sistemas estudados.

### Parques eólicos

Esta metodologia inclui processos para a delimitação de zonas onde é possível a instalação de parques eólicos, tendo em conta todas as restrições geográficas, técnicas e administrativas da região. Por outro lado, permite determinar o custo de produção de electricidade do parque eólico tendo em conta os seguintes factores: *layout* do parque, energia produzida em cada local, custos de equipamento, custos de instalação e projectos de engenharia, custo de manutenção, custo da linha de interligação, custo de novas estradas, etc.

### Sistemas isolados de média dimensão

Neste caso estudam-se soluções para alimentar pequenas aldeias ou vilas isoladas (de 30 a 300kW). A alimentação será feita em Baixa Tensão BT pelo que, a área correspondente a cada sistemas será a correspondente à área alimentada por um posto de transformação de uma rede de distribuição. Os sistemas estudados são os sistemas Diesel e os sistemas híbridos Eólico/Diesel. Para este estudo são considerados os seguintes parâmetros: a energia recebida pelas cargas, o custo dos equipamentos, o custo de instalação e projecto, os custos de operação e manutenção, os custos de combustível, os custos de poluição, custos da rede de BT, etc.

### Sistemas isolados de pequena dimensão

Estes sistemas destinam-se a alimentar cargas isoladas e individuais, tais como casas ou outros sistemas profissionais, com valores de carga até 10 kW. Nesta metodologia vários sistemas podem ser comparados para toda a região, sendo os sistemas estudados: sistemas eólicos com baterias; sistemas fotovoltaicos com baterias; pequenos sistemas Diesel e a gasolina. A metodologia utiliza s seguintes parâmetros de entrada para o cálculo do custo da electricidade: energia produzida no local, índice de performance dos sistemas, custo do equipamento, custo de instalação, custo de operação e manutenção, custo de transporte, custo de combustível, custo de poluição, etc.

### Expansão da rede de distribuição

Foi considerada também a possibilidade de ligar à rede novos aglomerados de consumidores através de uma linha média tensão (MT) que por sua vez alimentará um posto de transformação (PT) e a correspondente rede de baixa tensão (BT). Para este estudo tivemos em conta: o custo da energia na antiga rede, custo de reforço da produção, custo de reforço da rede, custo devidos à construção da nova linha, custos do PT, custo da rede de BT.

## 1.2 Os SIG COMO FERRAMENTA

Um SIG não é apenas um sistema informático para fabricar mapas, o SIG é uma poderosa ferramenta de análise geográfica. O conceito de um SIG é a de um conjunto de integrado de *hardware*, *software*, dados, princípios e procedimentos que se destina à recolha, processamento, análise, armazenamento, e visualização de dados susceptíveis de serem localizáveis geograficamente. A evolução deste tipo destes sistemas é notória o que se pode constatar na literatura actualmente existente [Aro91] [Ber92] [Bur86] [Kar92]. [Mag91].

Tendo em conta que o problema com que tratamos têm características essencialmente geográficas, é previsível a eficiência deste tipo de sistemas neste tipo de aplicação. Observando as capacidades do SIG, nos três principais níveis da metodologia, poderemos compreender melhor as potencialidades do SIG neste tipo de aplicações.

### Recolha e processamento dos dados

Uma das fases mais importantes do projecto é a recolha e tratamento dos dados. Praticamente todos os dados tem características geográficas. Como veremos no capítulo dois, a chave para o sucesso do SIG consiste em projectar todos os dados do problema numa plataforma geográfica comum. Obviamente, os dados a processar existem sob formas muito diversas que poderão ser: mapas, fotografias, imagens de satélite, tabelas, registos, bases de dados, ficheiros ASCII, etc. Assim, a melhor ferramenta para tratar todos estes tipos de informação, introduzindo-os num formato normalizado, é seguramente um Sistema de Informação Geográfica.

### Processamento da metodologia e módulos de cálculo

O SIG é uma ferramenta aberta e modular, com linguagem de programação própria e com capacidade de fazer chamada a módulos programados noutras linguagens. Estes sistemas são constituídos por módulos de cálculo, internos ou criados pelo operador, tornando-se transparente a sua utilização.

Os SIG são capazes de operar com grelhas geográficas e com camadas temáticas em que, a cada elemento gráfico corresponde uma entidade geográfica. A flexibilidade permitida para as operações com grelhas e a capacidade de combinar e converter informação, entre as grelhas e as camadas temáticas, facilitam a formulação e implementação das metodologias.

### Apresentação de resultados

Sendo o SIG uma ferramenta que teve a sua origem na elaboração de cartografia, é compreensível a sua aptidão para a apresentação de resultados sob a forma de mapas. A apresentação de resultados em mapas é a forma mais clara de expor aos utilizadores os pontos mais importantes dentro da globalidade dos resultados. Assim, por simples inspecção dos mapas é muito simples para o utilizador retirar as suas conclusões e mesmo, detectar pormenores importantes que passariam despercebidos numa simples tabela de resultados.

## 1.3 ESTADO DA ARTE DA METODOLOGIA

Actualmente, já existem programas computacionais que a partir dos recursos energéticos renováveis disponíveis permitem efectuar o dimensionamento de qualquer sistema de aproveitamento desses recursos para um local específico, tendo em linha de conta as condições e características do local [Dun86] [Fre90] [McV83]. O desenvolvimento deste tipo de programas tem incidido fundamentalmente sobre o aperfeiçoamento dos modelos de viabilidade económica e técnica. A utilização de SIG na elaboração de Planos de Integração de ER raramente foi considerada

como uma metodologia global de análise. O SIG tem sido utilizado como ferramenta de apoio, preparando dados e elaborando mapas, no entanto, poucos são os trabalhos que utilizam o SIG como ferramenta de análise global do problema [Pir94] [Pau94].

Devido às suas características, os SIG estão a conquistar as várias áreas da investigação em que estão envolvidas características geográficas [Bur86]. Algumas destas áreas são: as redes eléctricas, redes de água e saneamento, gestão municipal, planeamento urbano, ordenamento do território, estudos ambientais, estudos de áreas agrícolas, etc.

O SIG foi utilizado pela primeira vez para o mapeamento de recursos eólicos em [Rut88] num projecto financiado pela CE. Este trabalho consistia na interpolação de valores de vento a uma altitude de 30 m tendo em conta a rugosidade do terreno. Posteriormente, foram realizados inúmeros trabalhos de mapeamento de recursos eólicos baseados em vários modelos implementados em programas com interfaces próprias dos quais o WA<sup>SP</sup> [Mor93] é um exemplo. Infelizmente, até ao momento não existe nenhum modelo de prognóstico de vento implementado num SIG, embora grande parte da informação usada nos programas de prognóstico de vento seja tratada por sistemas de informação geográfica. No nosso projecto desenvolvemos um processo de importação e exportação de informação entre o WA<sup>SP</sup> e o SIG. Com este processo todos os dados são previamente tratados no SIG, em seguida são exportados para o WA<sup>SP</sup> e posteriormente são importados os resultados do WA<sup>SP</sup> para o SIG.

No mapeamento de recursos solares o SIG tem sido utilizado para interpolar valores pontuais e para fazer projecções de imagens de satélite [Dia93]. Neste projecto apresentamos um modelo de radiação solar inédito, implementado numa plataforma de SIG. Este modelo permite interpolar valores de radiação global tendo em conta o efeito das sombras, a inclinação do terreno e a inclinação do painel. Neste modelo o SIG é utilizado para simular o trajecto solar sobre a superfície em estudo permitindo resultados com grande detalhe geográfico.

Apesar dos recursos hídricos não serem tratados neste projecto é de referir que grande parte deste tipo de aproveitamentos é estudado com os SIG [Mon84]. Alguns SIG tem módulos de análise hidrográfica extremamente completos, facilitando o trabalho dos projectistas [ESR91a].

Nos últimos anos têm-se verificado um crescente interesse pelos SIG utilizados na detecção de locais para a instalação de parques eólicos. Este interesse deve-se à potencialidade do SIG para o cruzamento de informação, delimitando áreas onde é possível instalar o parque, reduzindo assim o trabalho no terreno dos peritos. No nosso projecto também serão usadas estas técnicas de cruzamento de informação que denominaremos por filtragem geográfica.

O SIG tem sido largamente utilizado na análise de mercado e análise de custos [Mar91]. Alguns SIG tem módulos de análise de custos e traçado de caminhos de custo mínimo [ESR91b], tornando-se extremamente útil para uma vasta quantidade de aplicações. Estes modelos também serão utilizados no nosso projecto para a estimativa de custos de estradas e redes eléctricas.

Tendo em conta a globalidade do projecto SOLARGIS apenas encontramos um trabalho que pode ser comparável. Em 1993 a "Union of Concerned Scientists" realizou um trabalho [Bro93] em que avaliava, numa perspectiva económica e ambiental, a integração de energias renováveis. Este trabalho utilizava os SIG para o mapeamento dos recursos eólicos, interpolando valores pontuais da velocidade do vento tendo em conta a rugosidade do terreno. Considerando os custos de ligação à rede eléctrica, eram avaliados locais de elevado potencial para a instalação de parques eólicos. A

metodologia foi aplicada aos estados de Illinois, Iowa, Michigan, Minnesota, Missouri, Ohio e Wisconsin.

### 1.4 METODOLOGIA IMPLEMENTADA NO SOLARGIS

A metodologia do SOLARGIS [SOL96] inclui diversos passos que descreveremos em seguida de forma resumida:

- A elevada quantidade de dados que descrevem de forma geográfica as características da região são introduzidos, com formatos uniformizados, dentro de uma base de dados geográfica.
- O mapeamento dos recursos energéticos da região, solares e eólicos, é feito com a melhor resolução possível e baseados nas séries de dados meteorológicos recolhidos durante os últimos anos. A metodologia para o mapeamento destes recursos poderá ser aplicada de duas formas: através de modelos programados directamente no SIG; ou através de programas exteriores apoiados por técnicas de importação e exportação entre o SIG e o exterior.
- A informação, devidamente referenciada e uniformizada, é cruzada segundo regras ditadas pelos limites geográficos, técnicos, sociais e administrativos. Este cruzamento de informação pode ser encarado como uma filtragem geográfica, sendo delimitadas as áreas em que é possível aplicar cada uma das tecnologias.
- O estudo dos custos para as diferentes soluções de electrificação é feito baseado no Custo Nivelado de Electricidade (CNE) expresso em (\$/kWh). O CNE representa o custo da electricidade, produzida pelo sistema e cedida à carga, tendo em conta os diversos custos ao longo do tempo de vida do equipamento.
- Por fim, é feita a comparação entre os diversos sistemas localizando os melhores locais, delimitando áreas de elevado potencial para cada sistema e efectuando estudos de viabilidade para as diversas tecnologias.

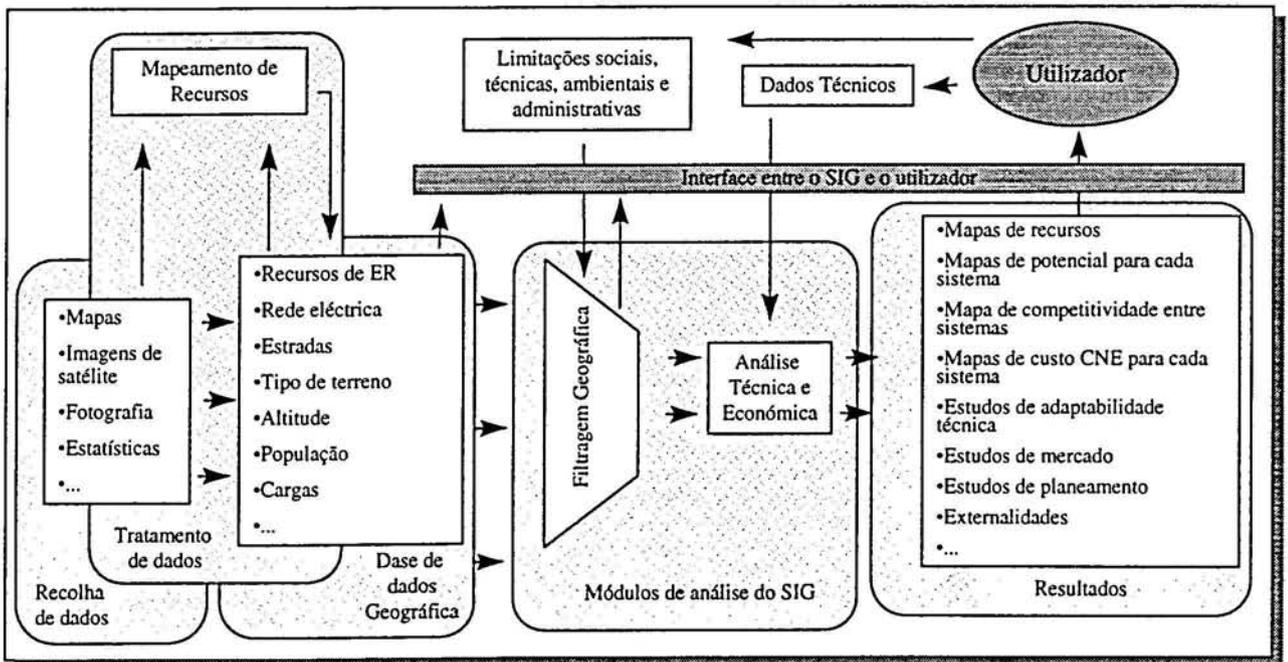


Figura 1.1 Processo metodológico do SOLARGIS

## 1.5 DIFERENÇAS EM RELAÇÃO AO SOLARGIS STANDARD

Tal como já foi referido, esta dissertação é baseada no projecto SOLARGIS que é um projecto Joule em que participam sete laboratórios de países europeus aplicando a metodologia a seis regiões com características diferentes entre si.

A metodologia *standard* do SOLARGIS envolvia duas fases de análise: uma fase de análise com resoluções entre 5 km e 1 km (Nível 1) e uma fase de análise de elevada resolução (Nível 2). Esta última fase consiste em ampliar a resolução, de algumas zonas de interesse, para valores da ordem dos 250 m. Para a região de Cabo Verde só fazia sentido uma análise de “Nível 2”, devido à pequena área de estudo (1000 km<sup>2</sup>), razão pela qual o INESC ficou mais orientado para a implementação e aplicação destes modelos.

Esta dissertação constitui uma oportunidade para o autor apresentar, em detalhe, as metodologias implementadas e usadas no SOLARGIS para análises de *nível 2*. Estas metodologias incluem todos os aspectos da metodologia *standard* do SOLARGIS completando-se com alguns aspectos específicos necessários para modelos de elevada resolução.

### 1.5.1 Modelo de radiação solar

O modelo base de radiação Solar do SOLARGIS foi apresentado pelo autor em Madrid numa das reuniões de trabalho do SOLARGIS [SOL95b]. Com algumas correcções feitas em conjunto com a ARMINE, a metodologia foi aplicada nas diversas regiões de estudo. Este modelo é baseada na simulação da trajectória solar, considerando o efeito das sombras e da inclinação do painel.

O modelo descrito nesta tese, apresentado aqui pela primeira vez, tem algumas melhorias significativas em relação ao modelo do SOLARGIS. Este modelo calcula a radiação global para um dia claro simulando a trajectória solar e considerando a inclinação do terreno, a inclinação do painel, as sombras, a altitude, a visibilidade, e valores médios mensais de radiação global medidos nas estações meteorológicas.

### 1.5.2 Metodologia para parques eólicos

A metodologia *standard* do SOLARGIS não inclui aspectos relacionados com o *layout* do parque eólico. Esse modelo considera que o parque deverá estar instalado dentro de uma área correspondente à área de um elemento de grelha (1 km<sup>2</sup>). Este elemento de grelha poderá conter uma potência instalada até 4 MW. A linha de interligação é dimensionada para alimentar apenas um elemento de grelha.

Obviamente, esta metodologia não é minimamente adequada para análises de elevada resolução. Assim, foi implementada pelo autor a metodologia descrita nesta tese sendo apresentada na última reunião do SOLARGIS [SOL95d]. Esta metodologia utiliza técnicas de filtragem e processos de cálculo mais detalhados. Com este método é introduzido o conceito de análise focal para a consideração do *layout* do parque, permitindo assim a avaliação independente da energia produzida por cada aerogerador do parque. A metodologia foi aplicada com sucesso em algumas regiões de estudo, sendo esta a metodologia adaptada no projecto SOLARGIS para análises de elevada resolução.

### 1.5.3 Metodologia para sistemas isolados

Para os sistemas isolados, a metodologia *standard* do SOLARGIS parte do princípio que os sistemas isolados, não individuais, alimentarão a área de uma rede de BT correspondente a um elemento de grelha (1 km<sup>2</sup>). Esta abordagem traz alguns problemas pois o elemento de grelha pode não coincidir com os centros de massa dos aglomerados. Por outro lado, a metodologia é inaplicável a resoluções superiores. Assim, foi elaborada e aplicada uma metodologia específica para modelos de elevada resolução. Esta metodologia foi apresentada pelo autor em Atenas [SOL95c] e está descrita detalhadamente nesta tese.

---

Capítulo 2

PRÉ-PROCESSAMENTO

---



### 2.1.1 Formato *raster* e formato *vectorial*

O SIG opera e manipula dados em formato digital. Assim é necessário capturar os dados e digitalizá-los para os formatos mais apropriados ao SIG. O SIG utiliza dois tipos de suporte digital: o formato *raster* e o formato *vectorial* [Sou92].

O formato *raster* consiste em grelhas devidamente georreferenciadas em que cada elemento de grelha possui um determinado valor e posição geográfica. O formato do tipo *raster* é utilizado para efectuar operações aritméticas entre células da mesma grelha, células de grelhas diferentes ou entre células com a mesma posição em grelhas diferentes [ESR91c]. De uma forma geral, os SIG possuem módulos de análise geográfica que tornam transparente a realização de análises de nível mais elevado, tais como: análise de superfícies [ESR91a], análises de redes [ESR91b], análises de visibilidade, análises hidrográficas, análises de caminhos de custo mínimo; etc..

Para além do formato *raster* existe o formato *vectorial* [ESR91d], sendo este utilizado para armazenamento e manipulação de elementos gráficos bem definidos. Os elementos gráficos têm topologias bem definidas, que poderão ser pontos, linhas, polígonos, etc. Os atributos destas topologias estão armazenados numa base de dados, à qual o utilizador poderá associar outros atributos complementares [ESR91e]. Este tipo de dados possibilita um conjunto de operações lógicas semelhantes às realizadas com bases de dados não geográficas.

Chamaremos às camadas *vectoriais* *Coberturas* e às camadas *raster* *Grelhas*. A metodologia desenvolvida utiliza os dois tipos de dados convertendo um no outro dependendo da adequação ao processo.

Vejamos de seguida alguns exemplos de dados utilizados:

- cobertura de linhas representando as linhas de nível do relevo.
- cobertura de pontos representando pontos cotados do terreno.
- cobertura de linhas representando as estradas.
- cobertura de linha representando a rede eléctrica
- cobertura de linhas representando a rede hidrográfica
- cobertura de polígonos representando as características do terreno
- cobertura de polígonos representando as casas
- grelha representando ao modelo digital de terreno
- grelha representando as velocidade de vento
- grelhas representando a radiação global
- grelha representando a densidade populacional
- grelha representando distâncias a estradas ou à rede eléctrica
- grelha representando custo de construção de estradas ou linhas eléctricas

Como podemos ver, pelo exemplo de grelhas e coberturas, qualquer elemento ou propriedade susceptível de ser localizável no espaço pode ser representada num SIG. Os SIG permitem-nos, assim, implementar as nossas metodologias sobre uma plataforma de realismo geográfico facilitando a análise e a visualização de resultados. É importante observar que os resultados de uma análise geográfica estão directamente relacionados com a realidade geográfica que o SIG é capaz de registar.

### 2.1.2 Digitalização

A digitalização é o método mais comum para introduzir dados em formato vectorial dentro do SIG. Consiste no traçado de características gráficas a partir de uma mesa digitalizadora. Cada característica do mapa é registada armazenando as coordenadas  $x,y$  de cada ponto. É também possível construir os ficheiros de dados vectoriais por transformação de outros tipos de ficheiros (ASCII, outros formatos de CAD ou outros formatos de diferentes SIG) [ESR91f].

Os ficheiros *raster* podem ser construídos a partir da utilização de *scanners*. Estes ficheiros também poderão ser construídos a partir da reformatação de outros tipos de imagens recolhidos através de modelos digitais de terreno (DTM) ou de imagens de detecção remota (imagens de satélite).

O processo de digitalização poderá ser manual, semi-automático, ou totalmente automático. Os Dados poderão ser organizados em camadas temáticas podendo ser fragmentada, composta ou processada de forma a obter novas coberturas e grelhas.

### 2.1.3 Geocodificação

Para que seja possível efectuar análises com muitas camadas temáticas (para ambos os formatos: *vectorial* e *raster*), originárias de diversas fontes, todos os dados devem usar o mesmo sistema de coordenadas. A atribuição de coordenadas geográficas a cada elemento geográfico armazenado no SIG dá-se o nome de *Geocodificação* [ESR91g].

Para dados vectoriais a geocodificação é feita durante a digitalização. Também poderá fazer-se depois da digitalização usando métodos de transformação de coordenadas a partir de pontos de referência (“marcas”). Os formatos *raster* só poderão ser geocodificados pelo segundo processo, sendo usado um ficheiro especial que contém as “marcas” e as respectivas coordenadas. As coordenadas usadas para a digitalização são transformadas em coordenadas terrestres através de ferramentas de projecção do SIG.

### 2.1.4 Resolução

A escolha da resolução a utilizar depende de vários factores:

1. A resolução depende da escala e resolução dos dados disponíveis. Só será possível chegar a resultados com elevada resolução se o SIG tiver informação da região com precisão proporcional aos dados pretendidos.
2. Existem limites para os módulos de *software* do SIG obrigando a um compromisso entre resolução e dimensão da região a estudar.
3. Por último, a resolução a utilizar depende dos objectivos finais da metodologia. Por exemplo, se pretendemos encontrar a configuração de uma rede de BT, teremos que utilizar resoluções da ordem da dezena de metros. Por outro lado, se pretendemos encontrar as melhores posições para localizar um aerogerador, deveremos utilizar resoluções da ordem da centena de metros. Ou ainda, se pretendemos encontrar possíveis locais para a instalação de um parque de grande dimensão, bastará usar resoluções da ordem de quilómetros.

## 2.2 MAPEAMENTO DE RECURSOS

O mapeamento de recursos consiste em trazer para a plataforma geográfica informação dos recursos energéticos de cada ponto da área em estudo. Estes mapeamentos consistem na interpolação ou extrapolação dos dados existentes que normalmente são séries de medidas feitas em estações meteorológicas. Naturalmente, existem características geográficas locais que afectam os recursos e que serão utilizadas nos modelos.

### 2.2.1 Mapeamento de recursos eólicos

Existe uma grande quantidade de modelos de vento baseados em métodos reconhecidos e bem documentados [Bar88]. Infelizmente nenhum deles utiliza o SIG como plataforma de cálculo.

Está fora do âmbito desta dissertação o estudo de modelos de prognóstico de vento. No entanto, apresentaremos de seguida uma tabela para descrever as características dos vários modelos.

<i>Modelo</i>	<i>Metodologia</i>
MSFD-PC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equação tridimensional de Navier-Stokes</li> <li>• Baseado na teoria de Jackson-Hunt [Jac75]</li> <li>• FFT (Fast Fourier Transformer) na direcção horizontal</li> <li>• Métodos diferenciais finitos na direcção vertical</li> </ul>
NOABL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equação tridimensional de conservação de massa [She78]</li> <li>• Métodos diferenciais finitos</li> </ul>
BZ-WA <sup>SP</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expansão em séries de Fourier-Bessel</li> <li>• Baseado na teoria de Jackson-Hunt</li> </ul>
AIOLOS-T	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equação tridimensional de conservação de massa</li> <li>• Métodos diferenciais finitos</li> </ul>
N-S	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equação tridimensional de Navier-Stokes</li> <li>• Métodos diferenciais finitos</li> </ul>

Os modelos de ventos utilizado para o cálculo das grelhas de vento foi o WA<sup>SP</sup> [Mor93] [Tro89]. Os dados de entrada para o modelo foram:

- Orografia - linhas de nível construídas com modelo digital de terreno do SIG.
- Mapas de rugosidade de terreno - construídos com o SIG a partir de mapas de vegetação e utilização do terreno.
- Séries de dados de velocidade e direcção do vento medidos nas estações meteorológicas.
- Obstáculos junto às estações meteorológicas

Os resultados obtidos são:

- Uma grelha de ventos para a ilha de Santiago, numa área de estudo de 1000 km<sup>2</sup> com uma resolução de 250m o que equivale a 16000 pontos.
- Os resultados foram calculados para uma altura acima do solo  $h=10m$ .
- Cada ponto está classificado pelos parâmetros de Weibull  $A_s$  e  $k_s$  segundo cada sector  $s$ .

As limitações dimensionais do WA<sup>SP</sup> obrigaram a técnicas de fragmentação e montagem dos dados. As coberturas do Modelo Digital de Terreno (MDT) foram fragmentadas em pequenas áreas separadas para que pudessem ser utilizadas no WA<sup>SP</sup>. Seguidamente, os ficheiros de resultados do

WASP, em formato ASCII, eram processados e importados para o SIG sob a forma de uma cobertura de pontos.

A ausência de informação nos extremos da cobertura leva a que o WASP cometa erros graves de má interpretação da orografia. Para evitar estes erros são ignorados os resultados da margem da cobertura, sendo importados para o SIG apenas os resultados correspondentes à parte central. Para calcular os pontos das margens foi necessário uma segunda fragmentação do MDT. Esta fragmentação realizou-se com um deslocamento em relação à primeira de forma a que o centro das grelhas da segunda fragmentação coincidissem com a margem das primeiras.

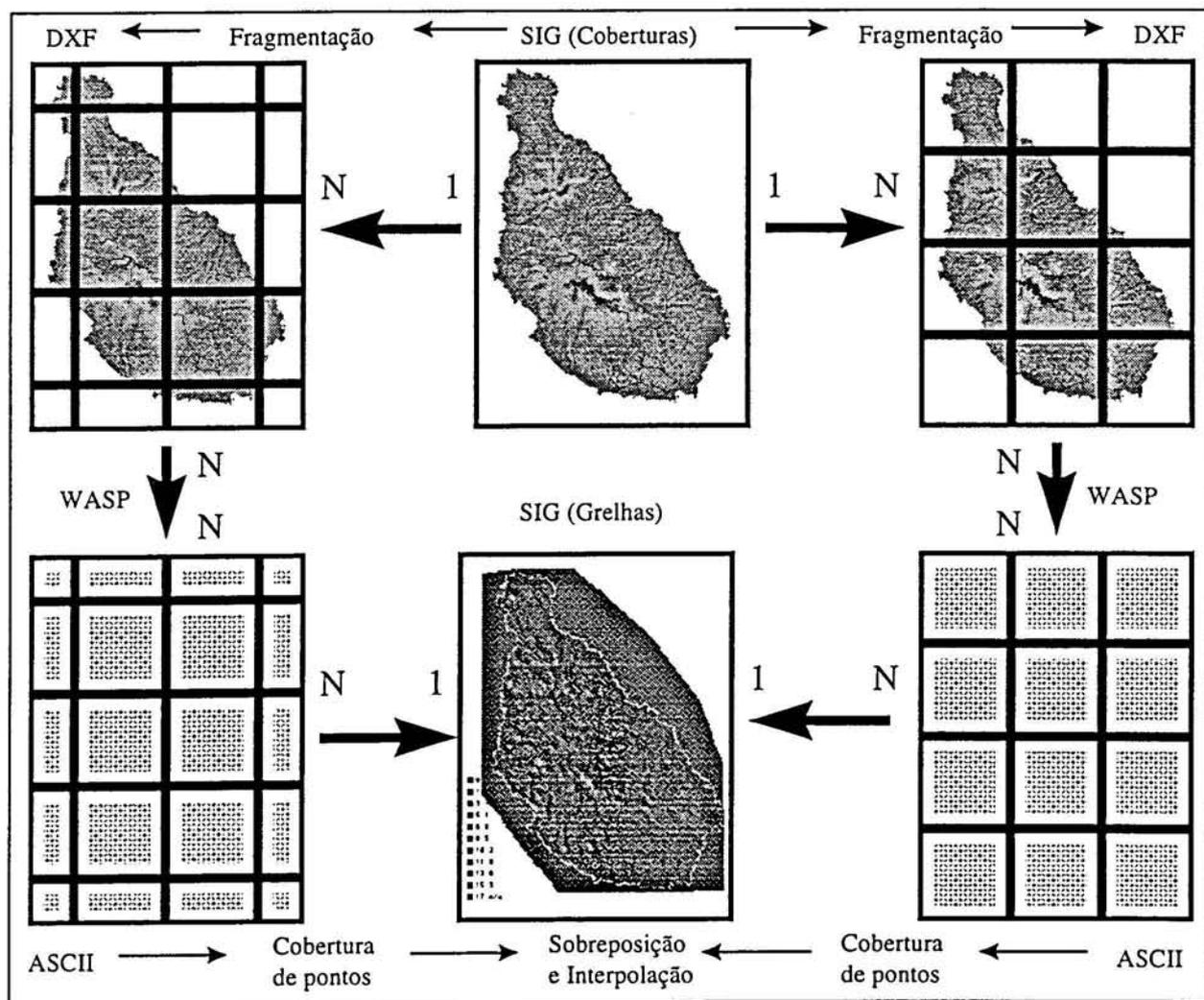


Figura 2.2 Figura ilustrativa do processo de importação e exportação entre o SIG e o WASP

Por fim, os resultados válidos de todos os fragmentos são recolhidos no SIG sob a forma de uma cobertura de pontos. A cobertura de pontos é interpolada de forma a obtermos grelhas com a resolução requerida.

## 2.2.2 Mapeamento de Recursos Solares

A insuficiência de dados medidos leva a que sejam necessários modelos de radiação solar. O tipo de modelos depende do tipo de dados existentes e do tipo de dados necessários. Existe uma vasta quantidade de modelos os quais podem ser subdivididos em várias categorias [Rab85] [Muh88]:

### (i) Modelos baseados na nebulosidade ou no número de horas de sol

Estes modelos calculam a radiação solar apenas com valores de *nebulosidade* ou com medidas de *horas de sol*. O exemplo mais simples é a correlação linear entre o índice de claridade  $K_T$  e a *nebulosidade* ou as *horas de sol* [Duf80]. Existem modelos sofisticados que utilizam valores horários de humidade, nebulosidade, tipo de nuvens e reflectância do terreno (albedo) [Atw78]. Estes modelos podem ser de grande utilidade quando a nebulosidade é recolhida por imagens de satélite [Dia93]. Para a estimativa de valores mensais poderá usar-se um simples modelo que utiliza apenas as *horas de sol* e o *albedo* da superfície do solo [Hay79].

### (ii) Modelos baseados na transmitividade da atmosfera

Estes modelos calculam a radiação solar apenas para atmosferas claras (sem nuvens) [Hot76]. Estes tipos de atmosferas são relativamente fáceis de caracterizar. A sua relação com atmosferas com nuvens pode ser conseguida com a ajuda dos métodos de (i).

### (iii) Modelos que calculam a radiação directa e difusa função da radiação global

Estes modelos são usados para calcular a radiação em planos inclinados quando apenas a radiação global é conhecida [Erb80] [Erb82] [Kle77].

O processo usual para o mapeamento dos recursos solares é uma simples interpolação dos valores, medidos nas estações meteorológicas, da radiação global diária ( $H_h$ ). Metodologias mais sofisticadas utilizam imagens de satélite para caracterizar a cobertura de nuvens (resolução de 5 km). Estes métodos são eficientes se pretendermos uma resolução aproximadamente igual à distância média entre os pontos de medida (10 km ou mais). No entanto, quando descemos para um nível de resolução de 250m verificamos que os efeitos da orografia nos valores da radiação (diferenças de radiação em apenas 1 km<sup>2</sup>) podem ser mais elevados que os efeitos climáticos considerados pela interpolação dos valores das estações meteorológicas (diferenças de radiação em 100 km<sup>2</sup>).

Decidimos implementar no SIG uma metodologia de interpolação que considere os vários aspectos geográficos intervenientes:

- Orografia do terreno, considerando a inclinação média do terreno em 250 m e detectando para cada hora as zonas de sombra.
- Grelha com a variação geográfica do albedo do terreno<sup>1</sup>.
- Grelha com valores da altitude acima do nível médio do mar.
- Cobertura de pontos com valores de radiação global diária para cada mês.
- Inclinação do painel, orientado para o equador.

A ideia principal do modelo é encontrar uma grelha com um índice de claridade  $K_{Tc}$  que relacione o valor de  $H$  (radiação média diária em dias típicos) com o valor de  $H_c$ , (radiação média diária em dias claros).

<sup>1</sup> O albedo é o índice de reflectância do terreno, os seus valores variam entre 0,2 e 0,6.[Rab85]

Nas próximas páginas discutiremos a metodologia, passo a passo, baseando-nos no esquema da figura 2.3. Ao longo desta descrição serão feitas abordagens aos modelos utilizados e à forma como a metodologia foi implementada no SIG.

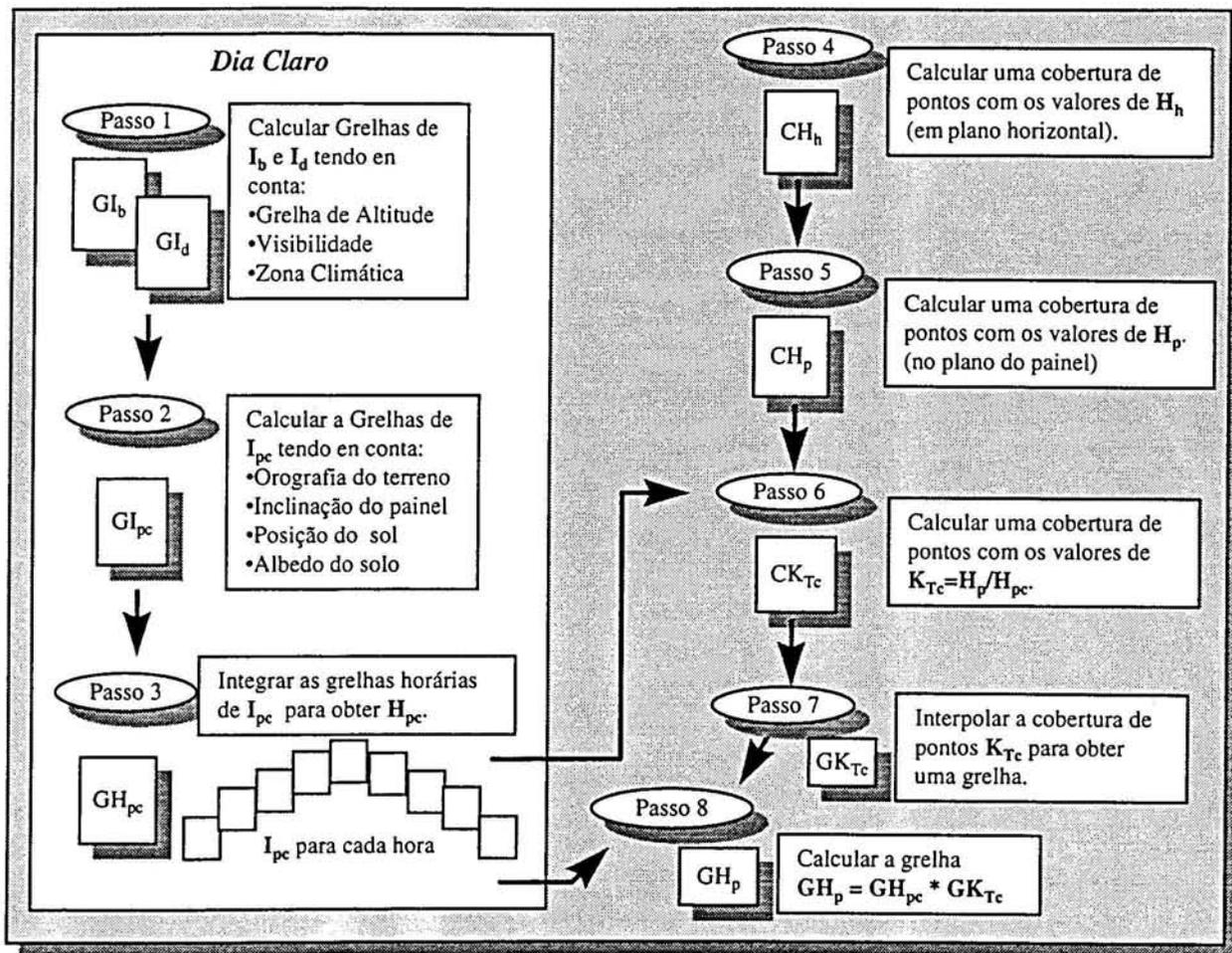


Figura 2.3 Modelo de interpolação de radiação solar implementado

### Passo 1

A radiação solar, medida num plano horizontal durante uma hora, é denominada *radiância global*  $I_h$ . A radiância global tem duas componentes: a *radiância directa*  $I_b$  (aquela que chega directamente do disco solar) e a *radiância difusa*  $I_d$  (a diferença entre a radiação global e a radiação directa incidente no plano).

$$(2.1) \quad I_h = (I_b * \cos \theta_z + I_d)$$

$$\begin{aligned} I_b &\rightarrow \text{Radiância directa (W/m}^2\text{)} \\ I_d &\rightarrow \text{Radiância difusa (W/m}^2\text{)} \\ I_h &\rightarrow \text{Radiância global em plano horizontal (W/m}^2\text{)} \\ \theta_z &\rightarrow \text{Ângulo de zénite (2.3) (radianos)} \end{aligned}$$

O cálculo de  $I_b$ , na horizontal e para um dia claro, pode ser estimada segundo a metodologia apresentada por Hottel [Hot76] sendo considerada a visibilidade atmosférica e a altitude acima do nível do mar.

A radiância directa na superfície terrestre será dada por:

$$(2.2) \quad I_b = I_{oef} * \left( a_0 + a_1 * \exp\left(-\frac{k}{\cos\theta_z}\right) \right)$$

$I_b \rightarrow$  Radiância directa (W/m<sup>2</sup>)  
 $I_{oef} \rightarrow$  Constante solar efectiva (W/m<sup>2</sup>)  
 $a_0, a_1, k \rightarrow$  Coeficientes (adimensionais)  
 $\theta_z \rightarrow$  Ângulo de zénite (radianos)

Se o  $\theta_z$  for maior ou igual a 90° ou se o local estiver numa zona de sombra então  $I_b$  será zero. A detecção de zonas de sombra é feita pelo SIG função da orografia e da posição solar.

O ângulo entre o raio de incidência do Sol e a normal a um plano horizontal  $\theta_z$  é denominado por *ângulo de zénite* e o seu complemento (90- $\theta_z$ ) será a *altitude solar*  $\alpha$ . Este ângulo varia para cada hora do dia sendo a altitude solar, máxima para o meio-dia. O ângulo de zénite é dado por:

$$(2.3) \quad \theta_z = 90 - \alpha = \text{sen}\delta * \sin\phi + \cos\delta * \cos\phi * \cos\omega$$

$\delta \rightarrow$  Declinação, é calculada por  $\delta = 23.45 * \text{sen}\left(\frac{360}{365} * (n + 248)\right)$  sendo  $n$  o dia do ano.

$\phi \rightarrow$  Latitude em graus, sendo o norte positivo

$\omega \rightarrow$  Ângulo horário. É zero para o meio-dia e positivo para a manhã variando 15° por hora. A hora do nascer do Sol será  $\omega_s = \arccos(-\tan\phi * \tan\delta)$ .

A constante solar efectiva  $I_{oef}$  é função do dia do ano  $n$ , correspondendo para  $n=1$  o primeiro de Janeiro.

$$(2.4) \quad I_{oef} = \left( 1 + 0.033 * \cos\left(\frac{360 * n}{365.25}\right) \right) * 1373$$

Os coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$ , e  $k$  são dados pelas expressões função da altitude  $A$  (km) e da visibilidade atmosférica. A altitude será representada no SIG por uma grelha com a resolução necessária.

Para uma visibilidade de 23 km	Para uma visibilidade de 5 km
$a_0 = r_0 * (0.4237 - 0.00821 * (6 - A)^2)$	$a_0 = r_0 * (0.2538 - 0.0063 * (6 - A)^2)$
$a_1 = r_1 * (0.5055 + 0.00595 * (6.5 - A)^2)$	$a_1 = r_1 * (0.7678 + 0.0010 * (6.5 - A)^2)$
$k = r_k * (0.2711 + 0.01858 * (2.5 - A)^2)$	$k = r_k * (0.249 + 0.081 * (6.5 - A)^2)$

Os coeficientes  $r_0$ ,  $r_1$  e  $r_k$  são diferentes para cada clima sendo fornecidos na seguinte tabela.

Tipo de Clima	$r_0$	$r_1$	$r_k$
	visib. de 23 km	visib. de 5 km	
Tropical	0.95	0.92	0.98
Verão de meia latitude	0.97	0.96	0.99
Varão sub-ártico	0.99	0.98	0.99
Inverno de meia latitude	1.03	1.04	1.01

**Tabela 2.1** Factores de correcção para tipos de clima utilizados no modelo de Hottel [1976]

Assim, para cada hora é calculada uma grelha de  $I_b$  em que já é considerado o efeito das sombras, a altitude e a visibilidade atmosférica.

Com a grelha de  $I_b$  é possível estimar o valor da radiação difusa. A radiação difusa  $I_d$  (na horizontal), para um dia claro, pode ser estimada pela relação de Liu e Jordan [Liu60]:

$$(2.5) \quad I_d = (0.2710 * I_{oef} - 0.2939 * I_b) * \cos \theta_z$$

Se o  $\theta_z$  for maior ou igual a  $90^\circ$  então será considerado que  $\cos \theta_z$  é igual a zero o que torna nulo o  $I_d$ . Repare-se que  $I_d$  é afectada pelas sombras apenas através do valor de  $I_b$ .

Passo 2

Neste ponto do processo temos valores de  $I_d$  e  $I_b$  sobre uma superfície horizontal (baseado em [Rab85]). O próximo passo será estimar a radiação sobre um painel, com uma inclinação  $\beta$  em relação ao equador, e localizado num plano de terreno (250x250m) com uma inclinação arbitrária e com valores de reflectância dados por uma grelha de albedo. Assim, o valor da radiância no painel  $I_{pc}$  será:

$$(2.6) \quad I_{pc} = I_b * \cos \theta_p + I_d * \frac{(1 + \cos \theta_z)}{2} + (I_b * \cos \theta_s + I_d) * \rho_s * \frac{(1 - \cos \theta_{ps})}{2}$$

- $I_{pc}$  → Radiância para um painel inclinado em terreno inclinado ( $W/m^2$ )
- $I_b$  → Radiância directa ( $W/m^2$ )
- $I_d$  → Radiância difusa ( $W/m^2$ )
- $\theta_p$  → Ângulo entre o raio de incidência do sol e a normal ao painel. Se  $\cos \theta_p < 0$  então passará a ser 0.
- $\theta_z$  → Ângulo entre o raio de incidência do sol e a normal ao plano horizontal (ângulo de zénite). Se  $\cos \theta_z < 0$  então passará a ser 0.
- $\theta_s$  → Ângulo entre o raio de incidência do sol e a normal ao plano do terreno (a inclinação do plano do terreno é o valor médio para uma quadrícula de terreno de 250m). Se  $\cos \theta_s < 0$  então estaremos numa zona de sombra
- $\theta_{ps}$  → Ângulo entre a normal ao painel e a normal ao plano do terreno. Se  $\cos \theta_{ps} < 0$  então passará a ser 0.
- $\rho_s$  → Albedo do solo (reflectância do solo) (adimensional)
- $I_b * \cos \theta_p$  → Fracção de  $I$  que representa a componente da radiação directa incidente sobre o painel
- $I_d * \frac{(1 + \cos \theta_z)}{2}$  → Fracção isotrópica de  $I$  que representa a radiação difusa devida à atmosfera
- $(I_b * \cos \theta_s + I_d) * \rho_s * \frac{(1 + \cos \theta_{ps})}{2}$  → Fracção isotrópica de  $I$  que representa a radiação difusa reflectida pelo solo e incidente no painel.
- $(I_b * \cos \theta_s + I_d) * \rho_s$  → Radiância reflectida pelo solo com inclinação  $\theta_s$  e albedo  $\rho_s$ .

A trajectória solar poderá ser definida pela altitude solar  $\alpha$  (2.3) e pelo *azimute*  $\psi$  (2.7). O azimute é o ângulo formado entre a direcção da projecção do sol no horizonte e a direcção sul, a rotação do sol de Este para Oeste originará um ângulo entre  $-90^\circ$  e  $90^\circ$  respectivamente. O azimute é dado pela seguinte fórmula:

$$(2.7) \quad \psi = \arccos \left( \frac{\sin \alpha * \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha * \cos \phi} \right)$$

O ângulo  $\theta_s$ , entre o raio de incidência do sol e a normal ao plano do terreno, com inclinação arbitrária, pode ser calculado considerando a inclinação do terreno  $\gamma$  face ao meridiano, a inclinação do terreno  $\beta$  face ao equador, o ângulo de azimute  $\psi$  e o ângulo de zénite  $\theta_z$ .

$$(2.8) \quad \theta_s = \arccos(\cos \beta * \text{sen} \theta_z + \text{sen} \beta * \text{sen} \theta_z * \cos(\psi - \gamma))$$

O ângulo  $\theta_s$  é calculado com o SIG, bastando fornecer o Modelo Digital de Terreno (orografia), a altitude solar  $\alpha$  e o azimute  $\psi$ . Na Figura 2.4 podemos ver o exemplo de uma grelha do  $\cos \theta_s$ , para as 9 horas do dia 15 de Janeiro (altitude de  $32.26^\circ$  e azimute  $-30^\circ$ ).

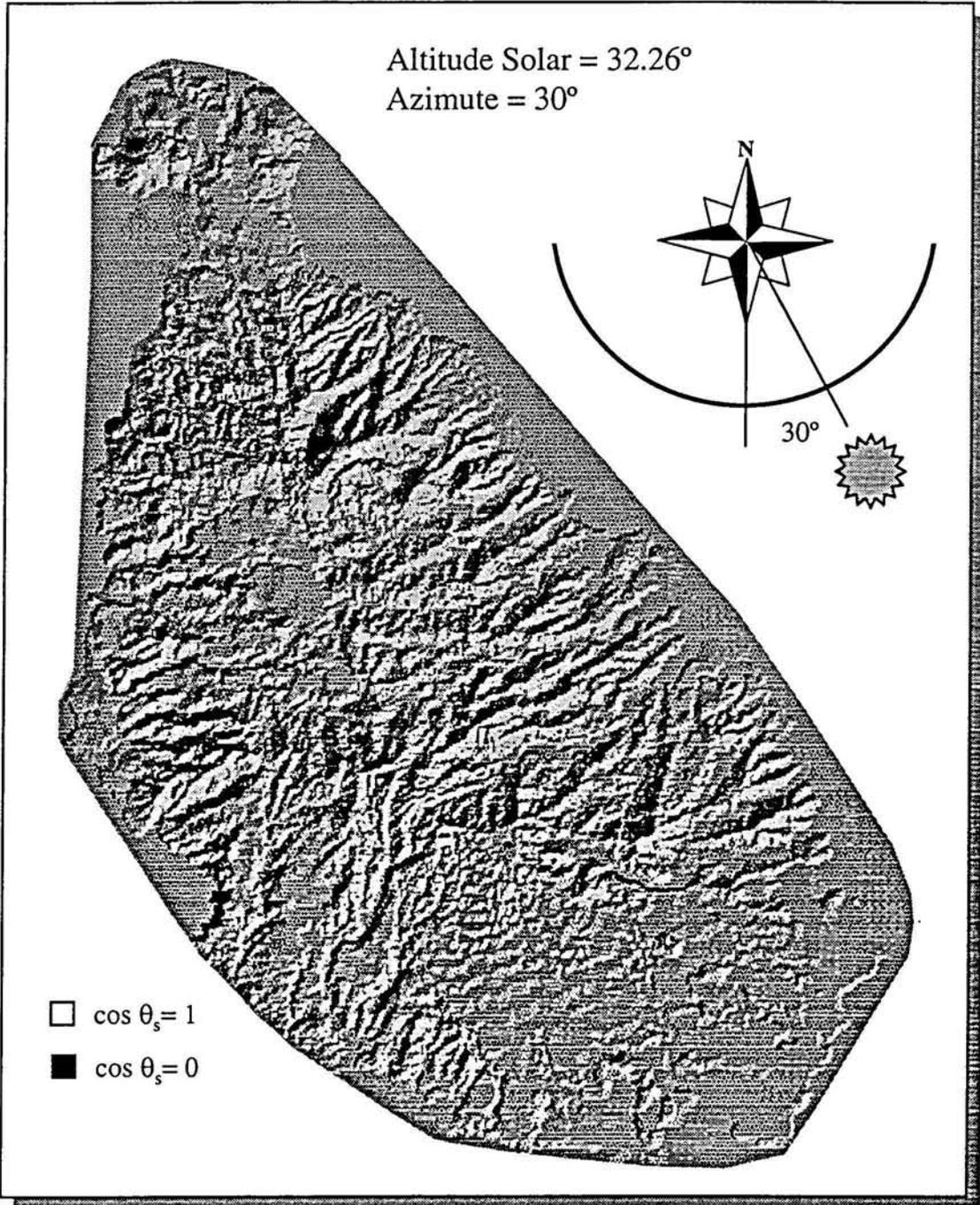


Figura 2.4 Grelha do  $\cos \theta_s$  para as 9 horas do dia 15 de Janeiro.

Supondo que o painel tem uma inclinação  $\beta$  face ao equador e em relação à horizontal então o ângulo entre o raio de incidência do sol e a normal ao painel  $\theta_p$  será calculado pela formula:

$$(2.9) \quad \theta_p = \arccos(\sin\delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos\delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos\omega)$$

O ângulo entre a normal ao painel e a normal ao plano do terreno  $\theta_{ps}$  será o valor de  $\theta_s$  quando  $\psi = 0$  e  $\theta_z = 90 - \beta$ . Assim temos:

$$(2.10) \quad \theta_s = \arccos(\cos\beta \cdot \sin\beta \cdot (1 + \cos\gamma))$$

Este ângulo também é calculado com o SIG, sendo a altitude igual à inclinação do painel e o azimute igual a zero.

### Passo 3

O terceiro passo consiste em integrar todas as coberturas com valores horários de  $I_p$  entre o índice horário para o nascer do sol e o índice horário para o por do sol. O índice horário para o nascer do sol será:

$$(2.11) \quad \omega_s = \arccos(-\tan\phi \cdot \tan\delta)$$

Deve ser calculada uma grelha de  $I_p$  para intervalos de  $\omega$  de  $15^\circ$  começando em  $-\omega_s$  e acabando em  $\omega_s$ . Os cálculos são efectuados para o dia 15 de cada mês.

Com esta integração obtemos a grelha da radiação global diária  $H_{pc}$  para um dia claro sobre um painel inclinado. Nos passos seguintes procederemos à determinação de índices de correlação entre radiação para dias claros e radiação para dias típicos.

### Passo 4

O quarto passo consiste em determinar os valores pontuais da radiação global diária  $H_h$  para um plano horizontal. Estes valores serão calculados com o método mais conveniente, dependendo do tipo de dados disponíveis. Com a localização geográfica dos pontos de medida procedemos à construção de uma cobertura de pontos  $CH_h$ .

### Passo 5

A fase seguinte será calcular para cada ponto de  $CH_h$  o valor correspondente sobre um painel inclinado. O procedimento assume que a radiação difusa e a radiação reflectida no solo são isotrópicas.

Em primeiro lugar é utilizada a correlação de Erbs [Erb80] para o cálculo da fracção difusa da radiação diária.

A radiação extraterrestre será dada por:

$$(2.12) \quad H_o = I_{of} * \frac{24}{\pi} * \left[ \frac{\pi}{180} * \omega_s * \text{sen} \delta * \text{sen} \phi + \cos \delta * \cos \phi * \text{sen} \omega_s \right]$$

O índice de claridade será  $K_T = \frac{H_h}{H_o}$  permitindo calcular  $K_d = \frac{H_d}{H_h}$  através das expressões:

$$(2.13) \quad \begin{cases} \text{se } \omega_s < 81.4 & K_d = 1.391 - 3.56 * K_T + 4.189 * K_T^2 - 2.137 * K_T^3 \\ \text{em contrario} & K_d = 1.311 - 3.022 * K_T + 3.427 * K_T^2 - 1.821 * K_T^3 \end{cases}$$

O valor médio de radiação numa superfície inclinada (inclinação  $\beta$  face ao equador) poderá ser calculado pelo método de Klein e Theilacker (descrito em [Duf91]):

$$(2.14) \quad R_{Klein} = \frac{\cos(\phi - \beta)}{d_{Klein} * \cos \phi} * \left( (a_{Klein} - K_d) * \left( \text{sen} \omega_s - \pi * \frac{\omega_s}{180} * \cos \omega_s + \frac{b_{Klein}}{2} * \left( \pi * \frac{\omega_s}{180} - \text{sen} \omega_s * \cos \omega_s \right) \right) \right) + \frac{K_d}{2} * (1 + \cos \beta) + \frac{\rho_s}{2} * (1 + \cos \beta)$$

Os parâmetros  $d_{Klein}$ ,  $a_{Klein}$  e  $b_{Klein}$  são dados por:

$$(2.15) \quad \begin{cases} d_{Klein} = \text{sen} \omega_s - \frac{\pi * \omega_s}{180} * \cos \omega_s \\ a_{Klein} = 0.409 + 0.5016 * \text{sen}(\omega_s - 60) \\ b_{Klein} = 0.6609 - 0.4767 * \text{sen}(\omega_s - 60) \end{cases}$$

Por fim é possível calcular a média mensal da radiação global diária  $H_p$  em cada ponto e para um painel inclinado.

$$(2.16) \quad H_p = R_{Klein} * H_h$$

### Passo 6

Com os valores de  $H_p$  nas estações meteorológicas e  $H_{pc}$  nas coordenadas correspondentes poderemos determinar os valores de um índice de claridade  $K_{Tc} = H_p / H_{pc}$ . Este índice relaciona os valores de radiação diária para dias claros com valores de radiação diária para dias típicos.

### Passo 7

Os valores pontuais de  $K_{Tc}$  são interpolados, criando assim uma grelha de que caracteriza para cada mês a cobertura nublosa da região.

Passo 8

Calcula-se o valor de  $H_p$  para toda a região com uma resolução de 250 m.

$$(2.17) \quad GH_p = GH_{pc} * K_{Tc}$$

Será calculada uma grelha  $GH_p$  para cada mês, sendo a grelha anual a média dos valores de  $GH_p$  mensais.

---

# METODOLOGIA - PARQUES EÓLICOS

---

### 3. METODOLOGIA - PARQUES EÓLICOS

Pretende-se com esta metodologia obter mapas que localizem, técnica e economicamente, os melhores locais para a instalação de parques eólicos. Esta metodologia é composta por uma análise técnica em que os mapas delimitaram as áreas em que é tecnicamente possível instalar um parque eólico. Por outro lado, existe uma análise económica em que a avaliação dos locais será feita segundo uma escala de Custo Nivelado de Electricidade (CNE)<sup>2</sup>, a definir posteriormente. Por outras palavras, é objectivo desta metodologia responder às seguintes perguntas:

1. Quais os locais onde é possível instalar um parque?

R: São utilizados mapas que delimitam as zonas onde é possível a instalação do parque.

2. Seleccionados os locais possíveis quais os custos de produção em cada local?

R: Os mapas de CNE fornecem uma escala de eficiência permitindo a detecção de zonas de elevado potencial.

3. Qual o layout do parque que é mais aconselhável ao local?

R: As melhores soluções serão o resultado de uma análise comparativa dos resultados correspondentes a vários cenários em que, é especificada a potência e tipo de aerogerador bem como o número e disposição dos aerogeradores no parque.

4. Qual o melhor traçado para estradas de acesso e linhas eléctricas de interligação do parque?

R: Utilizaremos modelos de optimização do caminho para o traçado das linhas e estradas.

#### 3.1 FILTRAGEM GEOGRÁFICA

Devido a aspectos relacionados com o parque eólico e com o local candidato chegamos a um conjunto de limitações que acabam por se reflectir em restrições geográficas.

A localização de um parque eólico está sujeito a limitações geográficas que por sua vez estão dependentes das características técnicas do parque e dos seus componentes. Serão referidas de seguida algumas destas restrições.

Baseados em mapas de recursos eólicos discutidos em 2.2.1. são construídas “máscaras de aceitabilidade” para a instalação do parque eólico. Assim, consideramos que o local será excluído se a velocidade média anual de vento for inferior a 5 m/s para a altura do rotor. Este valor está relacionado com a velocidade de arranque do aerogerador.

Com a disponibilidade do Modelo Digital de Terreno (MDT) e dos módulos de análise de superfícies do SIG é possível filtrar os elementos de grelha em que:

- a altitude é superior ao valor máximo aceitável (por exemplo 1300m)
- a inclinação do terreno é superior ao valor máximo aceitável (por exemplo 10%)

Devem ser excluídos todos os locais em que não seja permitida a instalação de parques, tais como:

- zona de florestas
- reservas naturais

<sup>2</sup> Levelised Electric Cost (LEC), nos documentos em inglês do projecto SOLARGIS

- zonas de lazer
- zonas arqueológicas
- áreas de interferência electromagnética nas proximidades de aeroportos, repetidores de sinal de rádio e televisão, zonas militares, etc.
- áreas perigosas devido a derrocadas, inundações, descargas atmosféricas, etc.

A linha de interligação (LI), que interligará o parque com um ponto de interligação com a rede (PI), deverá respeitar os limites de queda de tensão. Durante a definição do cenário de estudo são considerados os seguintes dados: a potência nominal do parque  $S$  (MVA), resistência do cabo (ou linha)  $R_0$  ( $\Omega$ ), a reactância  $X_0$  ( $\Omega$ ) e o factor de potência ( $\cos\varphi$ ) no parque. O valor do comprimento da linha é calculado por módulos LCP - *Lower Cost Path* - do SIG. Baseados neste dados é calculada a queda de tensão percentual  $e\%$  :

$$(3.1) \quad e\% = \frac{S * L * (R_0 * \cos\varphi + X_0 * \sin\varphi)}{10 * U^2}$$

$e\%$ → queda de tensão percentual (%) $S$ → potência nominal do parque (MVA) $L$ → distância entre o PI e o parque (km) $R_0$ → resistência da linha de interligação ( $\Omega/\text{km}$ ) $X_0$ → reactância da linha de interligação ( $\Omega/\text{km}$ ) $\cos\varphi$ → factor de potência no parque $U$ → nível de tensão da linha de interligação (kV)
--

Calculada a grelha das quedas de tensão relativas é calculada uma “mascara” em que são excluídos os locais em que  $e\%$  é superior a um dado limite (em regra, 5%).

Devido ao ruído causado pelos aerogeradores e também por razões de segurança é recomendável respeitar uma determinada distância em relação à habitações. Assim, é feita uma filtragem que exclui todos os locais que distam de alguma habitação menos de 150m.

Baseados nesta primeira filtragem obtemos uma grelha de aceitabilidade  $GA_1$  que delimitará os locais em que pretendemos calcular os CNE. Admitindo que a resolução utilizada corresponde à área ocupada por um aerogerador então,  $GA_1$  apenas delimita locais em que é possível instalar um aerogerador. Sendo assim, é necessário proceder a uma metodologia de cálculo que opere com vários elementos de grelha vizinhos integrando informação sobre a globalidade dos aerogeradores que constituem o parque eólico.

Para que esta metodologia seja aplicável é necessário que a resolução das grelhas seja igual ao espaço ocupado por um aerogerador. Desta forma a cada elemento de grelha corresponderá uma possível localização para o aerogerador. Uma regra simples para estimar a resolução necessária será considerar resoluções iguais a cinco vezes o diâmetro da área varrida pelas pás do aerogerador.

Tal como podemos ver na Figura 3.1 a grelha de aceitabilidade  $GA_1$  é constituída por bolsas onde será possível instalar o parque. Obviamente estas bolsas não aceitarão qualquer *layout*, sendo portanto necessário proceder a uma segunda filtragem que garanta a adaptabilidade do *layout* proposto.

O processo desenvolvido consiste na utilização de módulos de análise focal disponíveis nos SIG. Para tal, define-se um Bloco de Análise Focal (BAF), que representará um padrão de cálculo que opera sobre cada elemento da grelha de  $GA_1$  e que representam o *layout* do parque.

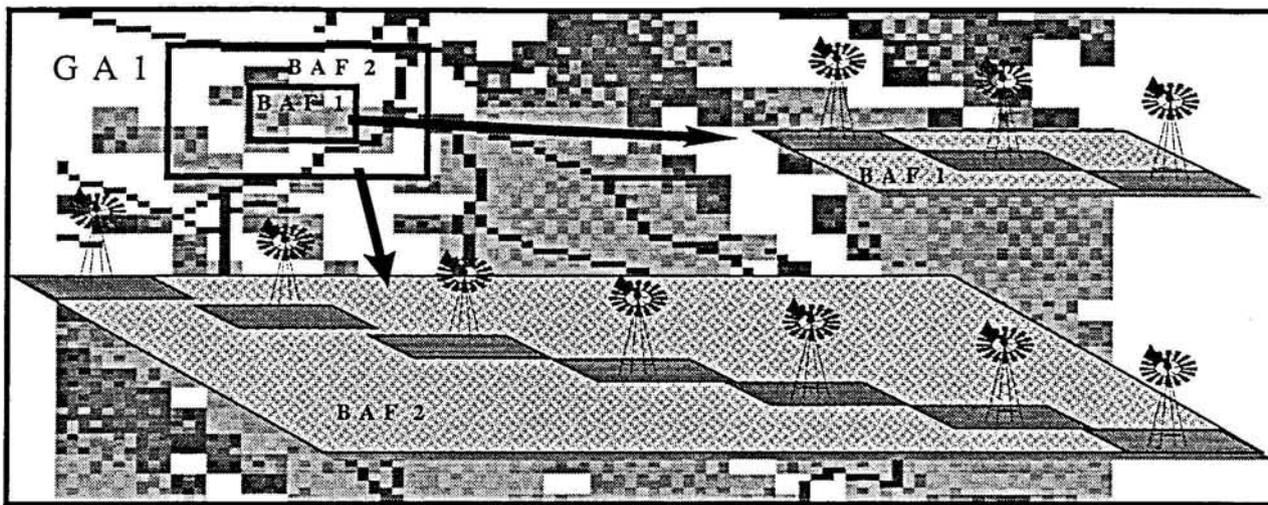


Figura 3.1 Esquema ilustrativo da adaptabilidade do layout à grelha de aceitabilidade  $GA_1$

São várias as operações que se podem realizar com este tipo de análise, no entanto, aquela que nos interessa é a seguinte:

$$(3.2) \quad \begin{cases} GA_1 = 1 & \text{se } soma\_focal(BAF_1, GA_1) = 3 \\ GA_1 = 0 & \text{se } soma\_focal(BAF_1, GA_1) < 3 \end{cases}$$

Vejamus um exemplo de cálculo para a área da grelha  $GA_1$  (ver a Figura 3.1), delimitada por  $BAF_1$ . A  $soma\_focal(BAF_1, GA_1)$  é a soma da multiplicação ponto a ponto dos elementos de  $BAF_1$  e  $GA_1$ , sendo o resultado atribuído ao correspondente elemento central do bloco de análise numa grelha resultado  $GA_2'$ .

$$(3.3) \quad \sum \left( \begin{matrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ BAF_1 \end{matrix} * \begin{matrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ GA_1 \end{matrix} \right) = \begin{matrix} \begin{bmatrix} ? & ? & ? \\ ? & 3 & ? \\ ? & ? & ? \end{bmatrix} \\ GA_2' \end{matrix} \rightarrow \text{deslocamento do BAF} \rightarrow \begin{matrix} \begin{bmatrix} 2 & 3 & 1 \\ 2 & 3 & 3 \\ 1 & 1 & 2 \end{bmatrix} \\ GA_2' \end{matrix}$$

Através da repetição do processo por deslocamento do BAF sobre  $GA_1$  obtemos  $GA_2'$ . O processo de filtragem consiste em encontrar os locais que tem condições para a instalação da totalidade dos aerogeradores.

$$(3.4) \quad \begin{matrix} \begin{bmatrix} 2 & 3 & 1 \\ 2 & 3 & 3 \\ 1 & 1 & 2 \end{bmatrix} \\ GA_2' \end{matrix} \rightarrow \text{filtragem} \rightarrow \begin{matrix} \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ GA_2 \end{matrix}$$

Desta forma, obtemos  $GA_2$  que é a grelha de aceitabilidade de instalação do parque eólico. Repare-se que se em vez de usarmos o layout  $BAF_1$  usássemos o layout  $BAF_2$  então toda aquela zona seria excluída levando-nos a concluir que não existe aceitabilidade para a instalação do layout  $BAF_2$ .

### 3.2 ANÁLISE ECONÓMICA

Depois da fase de filtragem procedemos ao cálculo do Custo Nivelado de Electricidade (CNE). O CNE é um indicador da viabilidade do investimento, permitindo a comparação entre os diversos sistemas de conversão de energia. A metodologia apresentada em seguida é baseada nos métodos descritos em [SOL96] [IEA94] [Gru95] [Fra95].

Para poder avaliar o custo de produção procede-se ao nivelamento dos diversos custos ao longo do tempo de vida dos equipamentos. Para além dos custos de investimento são considerados os custos de projecto, instalação, infra-estruturas, etc. A energia produzida será a energia anual que o sistema consegue injectar na rede tendo em conta aspectos de produção transporte e capacidade de recepção da rede. Financeiramente, o CNE corresponde a uma renda anual, ou anualização.

O CNE é calculado da seguinte forma:

$$(3.5) \quad CNE = \frac{C_{int} + C_{ext} + C_{lig} + C_{est} + C_{ter} + C_{inst}}{EAU}$$

$CNE$  → custo nivelado de electricidade (\$/kWh)  
 $C_{int}$  → custos internos (\$/ano)  
 $C_{ext}$  → custos externos (\$/ano)  
 $C_{lig}$  → custos da linha de interligação (\$/ano)  
 $C_{est}$  → custos da construção de estradas (\$/ano)  
 $C_{ter}$  → custo do terreno (\$/ano)  
 $C_{inst}$  → custos de projecto e instalação (\$/ano)  
 $EAU$  → Energia Anual Utilizada (kWh/ano)

#### 3.2.1 Custos Internos

O  $C_{int}$  está relacionado com o custo de todo o equipamento interno do parque. Este parâmetro não depende de características geográficas mas depende dos custos unitários do equipamento, do seu tempo de vida, das condições de financiamento, etc. Os equipamentos que constituem os custos internos são os seguintes:

- custo da turbina e equipamento auxiliar à saída do fabricante
- custos do equipamento de controlo e telecomando
- custos da rede eléctrica interna do parque (< 1000 V)
- custos dos transformadores e subestação elevadora do parque.
- custo de transporte de todo o equipamento desde o fabricante até ao local de instalação do parque.

$$(3.6) \quad C_{int} = \frac{t*(1+t)^n}{(1+t)^n - 1} * (I - VR*(1+t)^{-n}) + OM$$

$OM$  → operação e manutenção (\$/ano)  
 $t$  → taxa de anualização  
 $n$  → tempo de vida do equipamento (ano)  
 $I$  → investimento (\$)  
 $VR$  → valor recuperável (\$)

O  $VR$  é o valor do equipamento ao fim do número  $n$  de anos. Repare-se que parte do equipamento utilizado tem um tempo de vida superior ao tempo de vida dos aerogeradores.

A taxa de anualização  $t$  reflecte a forma como a taxa nominal  $i$ , excede a taxa de inflação  $v$ , tal como se pode ver na fórmula:

$$(3.7) \quad 1+t = \frac{1+i}{1+v}$$

O investimento  $I$  é o investimento total equivalente no ano do início do projecto. Caso o investimento seja financiado através de um empréstimo então poderá ser calculado da seguinte forma:

$$(3.8) \quad I = \sum_{i=1}^j I_i * (1+t)^{-n_i}$$

$j \rightarrow$  número de prestações

$I_i \rightarrow$  montante da prestação  $i$

$t \rightarrow$  taxa de anualização

$n_i \rightarrow$  numero de anos até à prestação  $i$

### 3.2.2 Os custos externos

O  $C_{ext}$  é o custo do equipamento que será necessário adicionar na rede receptora para poder interligar o parque. Este parâmetro também não depende de características geográficas do local mas depende das características técnicas do parque e da rede receptora. Estes tipos de custos referem-se ao seguinte:

- custos de equipamentos no PI, (subestação elevadora, transformadores, protecções, etc.)
- custos de remoção, instalação e outros trabalhos na rede  $RI(\$)$ .
- custos de auditoria  $AR(\$)$  para estudar o impacto da instalação do parque.

$$(3.9) \quad C_{ext} = \frac{t * (1+t)^n}{(1+t)^n - 1} * (I + RI + AR - VR * (1+t)^{-n}) + OM$$

### 3.2.3 Custos da linha de interligação

O custo da linha de interligação  $C_{lig}$  é calculado através de um modelo de optimização, disponível no SIG. Este modelo minimiza o somatório dos custos de travessia de cada elemento de grelha<sup>3</sup>, encontrando assim o caminho de custo mínimo. Tal como todas as componentes de cálculo do CNE o  $C_{lig}$  é calculado para cada posição geográfica, sendo cada elemento da grelha calculado da seguinte forma:

$$(3.10) \quad C_{lig} = \min \sum_{p=PI}^{PE} GC_{lig(p)}$$

$p \rightarrow$  elemento do caminho

$PI \rightarrow$  posição do ponto de interligação

$PE \rightarrow$  posição do parque eólico

$GC_{lig} \rightarrow$  grelha de custo de ligação

Este módulo do SIG utiliza como entrada uma grelha de custos  $GC_{lig}$  que contém o custo anual correspondente ao investimento e à manutenção da linha. Cada elemento de grelha contém o custo (\$/ano) correspondentes ao esforço de travessia do terreno correspondente a cada elemento de grelha.

$$(3.11) \quad GC_{lig} = \frac{t * (1+t)^n}{(1+t)^n - 1} * GI_{lig} + OM_{lig}$$

A grelha de investimento ( $GI_{lig}$ ) pretende representar os custos de projecto de engenharia, preparação de terreno e instalação da linha de interligação (aérea ou cabo subterrâneo).  $GI_{lig}$  será uma grelha em que cada elemento contém o custo de travessia do terreno que lhe corresponde.

<sup>3</sup> Célula elementar de uma grelha do SIG. Numa grelha todas as células tem a mesma dimensão correspondendo à resolução usada no processo de cálculo.

Naturalmente, este custo tem uma grande dependência das características geográficas que deverão ser consideradas no cálculo.

$$(3.12) \quad GI_{lig} = f(G_{inc\_terreno}, G_{tipo\_terreno}, G_{obst.}, G_{estradas})$$

- $G_{inc\_terreno}$  corresponde a uma grelha de inclinação de terreno condicionando o custo de instalação segundo o tarifário da empresa instaladora. Este é um dos factores predominantes no cálculo de  $GI_{lig}$ , pois, as tarifas tem um crescimento exponencial com a inclinação do terreno.
- $G_{tipo\_terreno}$  corresponde a uma grelha descrevendo a textura do terreno (arenoso, argiloso rochoso, etc.). O tipo de terreno também poderá influenciar em grande medida a grelha de custo, pois, em terrenos rochosos os tarifários poderão chegar a ser 10 vezes superiores. Estes factores multiplicativos são mais baixos para linhas aéreas que para os cabos subterrâneos
- $G_{obst.}$  corresponde a uma grelha de factores multiplicativos devidos à necessidade de ultrapassar obstáculos (corpos de água, zonas urbanas, edifícios, etc.). A obstáculos difíceis de transpor correspondem factores multiplicativos mais elevados.
- $G_{estradas}$  corresponde a uma grelha de factores multiplicativos que assumem valores tanto maiores quanto maior a distância à estrada mais próxima. Assim, é possível avaliar o esforço adicional devido à dificuldade de acesso para a instalação da linha de interligação.

### 3.2.4 Custo de construção de estradas

Da mesma forma que o custo da linha de interligação o custo da construção de uma nova estrada é feito através de um modelo de optimização. Este modelo minimiza o somatório dos custos de travessia de cada elemento de grelha, encontrando assim o caminho de custo mínimo para a construção de uma nova estrada entre a estrada mais próxima e o potencial local (cada elemento de grelha dentro da máscara de aceitabilidade).

$$(3.13) \quad C_{est} = \min \sum_{p=RE}^{PE} GC_{est}(p)$$

$p$  → elemento do caminho

$RE$  → ponto de ligação com a rede de estradas

$PE$  → posição do parque eólico

$GC_{est}$  → grelha de custo da estrada

Neste caso, para cada possível local de instalação do parque, o caminho de custo mínimo é traçado entre o local do parque e a estrada mais próxima representada na cobertura da rede de estradas.

$GC_{est}$  é uma grelha de custos elementares em que intervêm vários elementos geográficos.

$$(3.14) \quad GC_{est} = f(G_{inc\_terreno}, G_{tipo\_terreno}, G_{obst.}, G_{custo\_terreno})$$

Os factores geográficos intervenientes são semelhantes ao caso de  $GI_{lig}$ , existindo no entanto um novo factor correspondente ao custo das indemnizações devidas à travessia dos terrenos  $G_{custo\_terreno}$ . Esta grelha será função do tipo de terreno e da utilidade ou valor que lhe é dados pelos seus proprietários ou pela autarquia.

### 3.2.5 Custo de aluguer dos terrenos

O custo de aluguer de terrenos  $C_{ter}$  depende de aspectos relacionados com o ordenamento do território ou valorização correspondente à utilidade do terreno. É através destes parâmetros que as autarquias podem influenciar a futura localização do parque diminuindo ou aumentando o seu valor.

### 3.2.6 Custos de projectos de engenharia e instalação

Os custos de projecto de engenharia e instalação  $C_{ins}$  são os custos de projecto, consultoria, montagem das torres e instalação do restante equipamento, preparação do terreno, etc. A grande parte destes parâmetros depende do tipo de terreno  $G_{tipo\_terreno}$  e da sua inclinação  $G_{inc\_terreno}$  sendo todos eles função do tipo de aerogerador a instalar e do equipamento auxiliar existente na região.

### 3.2.7 Energia produzida e utilizada

A energia anual de saída do parque será a Energia Anual Produzida pelo Parque (EAPP). No entanto, a energia recebida e utilizada pela rede será a Energia Anual Utilizada (EAU) e é dada por:

$$(3.15) \quad EAU = EAPP * (1 - k_{perdas}) * k_{util}$$

$EAU$ → Energia Anual Utilizada (MWh)
$EAPP$ → Energia Anual Produzida pelo Parque (MWh)
$k_{perdas}$ → factor de perdas da Linha de Interligação LI
$k_{util}$ → factor de utilização da energia injectada no PI

O factor  $k_{util}$  representa a percentagem da energia que é distribuída face á energia que chega ao Ponto de Interligação PI. O valor de  $k_{util}$  poderá ser superior a um para casos em que o PI está próximo de um grupo de consumidores, evitando assim, perdas na antiga linha entre a subestação e os consumidores. Produzir mais próximo das cargas diminuindo as perdas de transporte é uma das vantagens da produção dispersa.

O factor  $k_{perdas}$  é o factor que representa as perdas entre o parque eólico e o PI, supõe-se que entre o parque e o PI não existem cargas significativas. O valor aproximado de  $k_{perdas}$  poderá ser calculado por:

$$(3.16) \quad k_{perdas} = \frac{PP_{med} * L * (R_0 + X_0 * tg\varphi)}{U^2}$$

$L$ → comprimento da LI (km)
$PP_{med}$ → potência média produzida (MWh)
$R_0$ → resistência da LI ( $\Omega/km$ )
$X_0$ → reactância da LI ( $\Omega/km$ )
$cos\varphi$ → factor de potência no parque
$U$ → nível de tensão da LI (kV)

### 3.2.8 Energia produzida por um aerogerador

A velocidade de vento é representada pela função densidade de probabilidade de Weibull.

$$(3.17) \quad f(u) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

$u$ → velocidade do vento
$A$ → parâmetro de escala
$k$ → parâmetro de forma

Tal como vimos na secção 2.2.1 foram construídas grelhas de velocidades de vento com informação sobre os parâmetros  $A$  e  $k$  segundo cada uma das direcções sectoriais  $s$ . O parâmetro de escala deverá ser ajustado para a altura do rotor do aerogerador considerado:

$$(3.18) \quad A_{rotor} = A_{10} * \left( \frac{h_{rotor}}{10} \right)^{0.17}$$

$\left\{ \begin{array}{l} A_{rotor} \rightarrow \text{parâmetro } A \text{ para a altura do rotor} \\ A_{10} \rightarrow \text{parâmetro } A \text{ para a altura de } 10 \text{ m} \\ h_{rotor} \rightarrow \text{altura do rotor (m)} \end{array} \right.$

Por outro lado a eficiência de um determinado aerogerador é dada por uma curva característica  $CP(u)$  denominada por *Curva de Potência*. A curva de potência [IEA90] fornece a Potência produzida pelo aerogerador para condições *std.* (15°C e 1013.3 mBar sem precipitação). A Curva de potência deve ser recalculada para as condições de densidade de ar do local. Para tal é necessário dispor de uma grelha de densidade do ar média anual.

$$(3.19) \quad CP(u) = CP_{std}(u) * \frac{\rho}{1.225}$$

$\left\{ \begin{array}{l} CP(u) \rightarrow \text{Curva de Potência no local} \\ CP_{std}(u) \rightarrow \text{Curva de Potência standard} \\ \rho \rightarrow \text{densidade do ar no local (kg/m}^3\text{)} \end{array} \right.$

A densidade do ar  $\rho$  poderá ser calculada a partir da temperatura  $T$  (°C) e da pressão,  $B$  (mBar).

$$(3.20) \quad \rho = 1.225 * \frac{288.15}{T + 273.15} * \frac{B}{1013.3}$$

Para o cálculo da energia anual produzida começamos por considerar a produção de cada aerogerador. A eficiência do aerogerador é caracterizada pela curva de potência  $CP(u)$ . Por sua vez, a velocidade de vento ( $u$ ) é caracterizada pelos parâmetros  $A_s$ , e  $k_s$  da função densidade de distribuição de Weibull. A função densidade de probabilidade da velocidade de vento  $f_s(u)$  é dada para cada sector de direcção do vento  $s$ , sendo  $P_s$  a probabilidade de termos vento segundo o sector  $s$ .

Cada elemento da grelha de resultados de EAPA é calculado da seguinte forma:

$$EAPA_{EG} = 8760 \cdot \sum_{s=1}^n \left( P_s \cdot \int_0^{25} CP_{std}(u) \cdot \frac{\rho}{1.225} \cdot f_s(u, A_s, k_s) \cdot du \right) * (1 - k_{perf}) * (1 - k_{calm})$$

$EAPA_{EG} \rightarrow$  Energia Anual Produzida pelo Aerogerador para um Elemento de Grelha (kWh).

$P_s \rightarrow$  Probabilidade de existir vento segundo o sector  $s$ .

$CP_{std}(u) \rightarrow$  Curva de Potência *standard* (kW).

$\rho \rightarrow$  Representa a densidade do ar no local (kg/m<sup>3</sup>).

$f_s \rightarrow$  Função densidade de distribuição de Weibull.

$k_{perf} \rightarrow$  Índice de performance do aerogerador diminuindo com a sujidade, poeiras, chuva, gelo, etc. Este factor poderá incluir atenuações devidas a futuras alterações das condições do local (novas construções, crescimento da vegetação, floresta, etc.).

$k_{calm} \rightarrow$  É um factor de atenuação que representa a percentagem de horas de calma.

A potência média anual produzida pelo aerogerador será  $PA_{med}$  (kW):

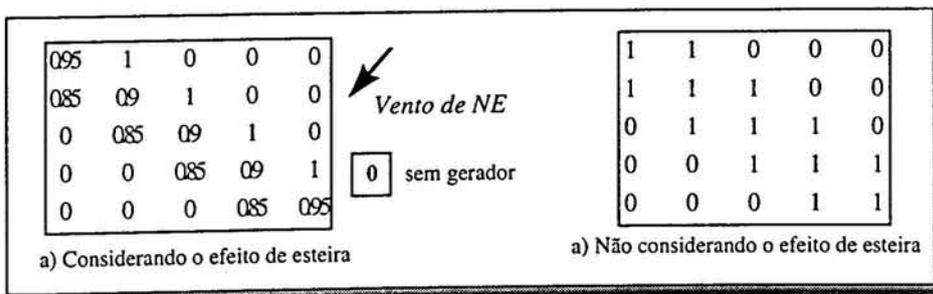
$$(3.21) \quad PA_{med} = \frac{EAPA}{8760 * (1 - k_{calm})}$$

### 3.2.9 Energia produzida pelo parque

Em 3.2.8 foi apenas considerada a produção de um aerogerador. Neste ponto será descrita a metodologia de cálculo da Energia Anual Produzida pelo Parque (EAPP). A estimativa da EAPP deverá considerar a globalidade dos aerogeradores e equipamentos do parque eólico. Assim, foram utilizados Módulos de Análise Focal disponíveis no SIG. A análise focal permite considerar a interdependência dos elementos constituintes, operando segundo um padrão geográfico que será o *layout* do parque.

Este tipo de análise já foi discutido em 3.1. O utilizador define um hipotético layout (Figura 3.1) que será representado por uma matriz, sendo os locais com aerogerador representados por 1 e sem aerogerador representados por 0, esta matriz é denominada Bloco de Análise Focal (BAF) que funcionará como um padrão de pesos para os diversos cálculos focais.

O efeito de esteira entre os aerogeradores do parque poderá ser considerado na construção do BAF. Para tal bastará atribuir um valor de atenuação no BAF, estes valores de atenuação poderão ser calculados por modelos analíticos tendo em conta as distância entre aerogeradores e as direcções de vento. Vejamos em seguida um exemplos de BAF considerando o efeito de esteira e sendo o vento de NE o vento predominante:



A energia produzida pelo parque é dada por:

$$(3.22) \quad EAPP = soma\_focal(BAF, EAPA) * k_{disp}$$

- $EAPP \rightarrow$  Energia Anual Produzida pelo parque
- $BAF \rightarrow$  Bloco de análise focal
- $EAPA \rightarrow$  Energia Anual Produzida por cada aerogerador
- $K_{disp} \rightarrow$  factor de disponibilidade do parque e da rede

A potência anual média produzida pelo parque eólico será  $PP_{med}$  (kW):

$$(3.23) \quad PP_{med} = soma\_focal(BAF, PP_{med}) * k_{disp}$$

Função de  $PP_{med}$ , será calculado um factor de perdas  $k_{perdas}$  (3.16). Por sua vez função de  $k_{perdas}$ , e do  $EAPP$  será calculado o  $EAU$  (3.15) e o  $CNE$  (3.5), tal como é descrito nos pontos anteriores.

METODOLOGIA - SISTEMAS ISOLADOS

---

## 4. METODOLOGIA - SISTEMAS ISOLADOS

Neste capítulo será descrita uma metodologia de avaliação da viabilidade de diversos sistemas isolados. Os objectivos desta metodologia são: criar mapas de Custo Nivelado da Electricidade (CNE) para os diversos sistemas; definir mapas de competitividade entre as várias soluções estimando a distribuição geográfica do mercado dos sistemas em estudo.

O CNE é o valor do custo equivalente da electricidade fornecida à carga e expresso em \$/kWh. Este valor é calculado em função dos diversos custos intervenientes, sendo estes convertidos numa renda anual ao longo do tempo de vida do equipamento.

Os sistemas estudados serão:

- Pequenos Sistemas Fotovoltaicos Individuais alimentando cargas de casas isoladas, estes sistemas integram baterias para armazenamento de energia.
- Pequenos Sistemas Eólicos individuais alimentando cargas de casas isoladas, estes sistemas também integram baterias para armazenamento de energia.
- Pequenos Geradores Diesel ou a Gasolina alimentando cargas de casas isoladas.
- Sistemas Diesel/Eólicos (D/E) para alimentar pequenos aglomerados de consumidores.
- Sistemas Diesel para alimentar pequenos aglomerados de consumidores.

Para além destes sistemas serão estudados os custos de ligação à rede eléctrica mais próxima de forma a podermos comparar com o Custo Nivelado da Electricidade (CNE) dos diversos sistemas isolados.

Faremos em seguida uma descrição do processo de análise económica para o cálculo dos mapas de CNE de cada tipo de sistema.

### 4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INDIVIDUAIS

Neste nosso estudo consideraremos o esquema da Figura 4.1.

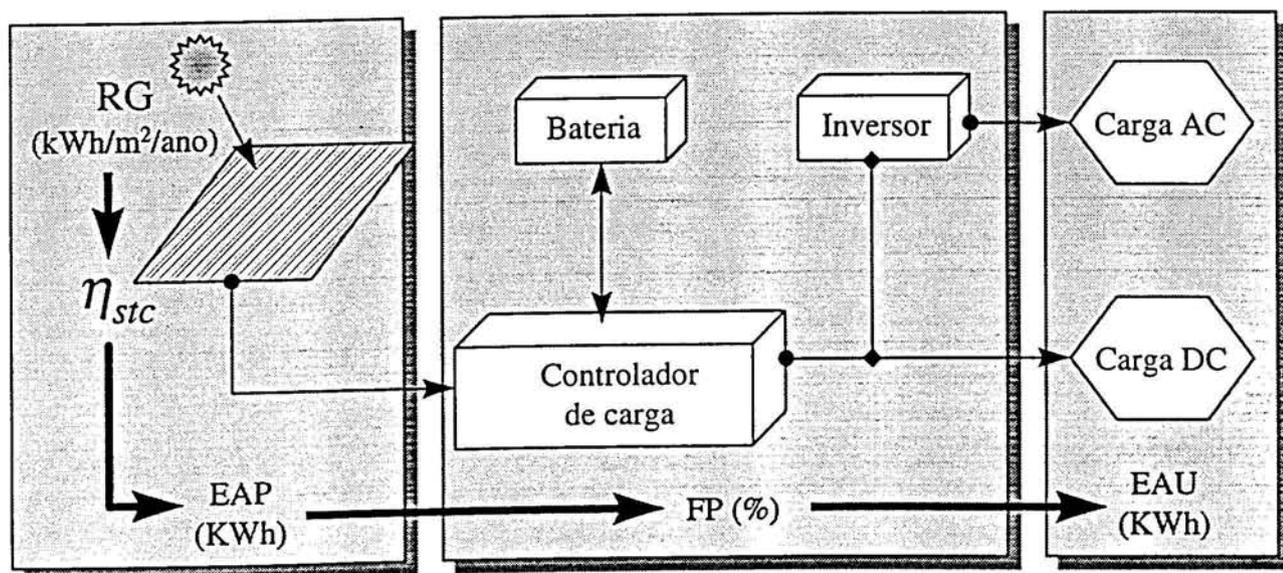


Figura 4.1 Esquema do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico (FV) é constituído por um conjunto de painéis fotovoltaicos, um regulador de carga, uma ou mais baterias e um inversor (se existirem cargas AC). Os reguladores

de carga são os responsáveis pelo controlo da carga das baterias. Por sua vez as baterias garantem o armazenamento de energia [Ima92].

A energia anual utilizada será dada por:

$$(4.1) \quad EAU = EAP * FP = RG * \eta_{stc} * A * FP$$

$RG \rightarrow$  Radiação global (kWh/m<sup>2</sup>/ano)  
 $\eta_{stc} \rightarrow$  rendimento do painel em condições *stc*<sup>4</sup>  
 $R_0 \rightarrow$  resistência da LI ( $\Omega/km$ )  
 $A \rightarrow$  Área do painel (m<sup>2</sup>)  
 $FP \rightarrow$  factor de performance (adimensional)  
 $EAP \rightarrow$  Energia Anual que o sistema pode produzir

O rendimento do painel representa a eficiência do sistema FV admitindo que toda a energia produzida pelo sistema é consumida (sem perdas nas baterias, carregadores, inversores, etc.). Para além do rendimento do gerador existe o factor de performance do sistema (*FP*), sendo este o valor percentual que mede o afastamento em relação às condições óptimas de funcionamento. Este factor é a razão entre a energia consumida pelas cargas e a energia que o sistema é capaz de produzir. O FP depende do sistema, das características dos seus componentes e principalmente das cargas que alimenta. O valor do FP varia de caso para caso, no entanto, estudos realizados [Kau92] [TER95] permitiram conhecer valores típicos para o FP função dos diversas características da aplicação. Vejamos alguns exemplos de valores para aplicações típicas:

- Os sistemas isolados para aplicações domésticas apenas necessitam de fornecer a energia pedida pelas cargas. A melhor ou pior utilização da energia disponível depende do controlo e da monitorização do nível de carga por parte dos utilizadores. Os valores típicos de FP para pequenos sistemas isolados está entre 30% e 60%. Os FP são usualmente baixos para baixos valores de carga, aumentando rapidamente à medida que o utilizador compra mais aparelhos eléctricos.
- Os sistemas isolados para aplicações profissionais tem valores de FP entre 20% e 30%. Estes valores são muito baixos, pois estes sistemas são utilizados para alimentar uma carga fixa, sendo dimensionados para os níveis de radiação mais baixos.
- Os sistemas utilizados para bombagem são sistemas que são dimensionados para utilizar toda a energia disponível, tendo valores de FP entre 80% e 90%.

#### 4.1.1 Cálculo do CNE para Sistemas Fotovoltaicos

O Custo Nivelado de Electricidade (CNE) é a razão entre o somatório dos custos anuais equivalentes e a energia anual utilizada. O CNE é o parâmetro central de toda a análise económica [Rab85] [SOL96] sendo calculado da seguinte forma:

$$(4.2) \quad CNE_{FV} = \frac{(\tau_{FV} * I_{FV} + OM_{FV}) * P_{pv} + (\tau_{bat} * I_{bat} + OM_{bat}) * C_{10} + (\tau_{inv} * I_{inv} + OM_{inv}) * P_{inv}}{EAU}$$

$CNE_{FV} \rightarrow$  Custo Nivelado de Electricidade produzida pelo sistema FV (\$/kWh)  
 $\tau_{FV} \rightarrow$  factor de anualização para o investimento nos sistemas FV  
 $I_{FV} \rightarrow$  Investimento no sistema FV (\$/kW)  
 $OM_{pv} \rightarrow$  Operação e Manutenção do sistema FV (\$/kW/ano)  
 $P_{FV} \rightarrow$  Potência de pico do sistema PV (kW)  
 $\tau_{bat} \rightarrow$  factor de anualização para o investimento nas baterias

<sup>4</sup> *stc* significa "Standard Test Conditions" (temperatura = 25°, irradiação = 1000 W/m<sup>2</sup>)

$I_{bat}$  → Investimento nas baterias (\$/kW)  
 $OM_{bat}$  → Operação e Manutenção das baterias (\$/kW/ano)  
 $C_{10}$  → Capacidade da bateria (kWh)  
 $\tau_{inv}$  → factor de anualização para o investimento no Inversor  
 $I_{inv}$  → Investimento no Inversor (\$/kW)  
 $OM_{inv}$  → Operação e Manutenção do Inversor (\$/kW/ano)  
 $P_{inv}$  → Potência Nominal do Inversor (kW)  
 $EAU$  → Energia Anual Utilizada (kWh/ano)

É importante salientar que  $I_{PV}$  e  $I_{bat}$  são constantes, enquanto que  $I_{inv}$  poderá variar com as características da carga.

O factor de anualização  $\tau_i$  para um equipamento  $i$  no ano do investimento é calculado através da seguinte fórmula:

$$(4.3) \quad \tau_i = \frac{t*(1+t)^{n_i}}{(1+t)^{n_i} - 1}$$

$\tau_i$  → factor de anualização para o equipamento  $i$   
 $t$  → taxa de anualização  
 $n_i$  → tempo de vida do equipamento  $i$  (anos)

O tempo de vida dos painéis e do inversor poderá chegar a 20 anos enquanto que o tempo de vida das baterias é calculado através de:

$$(4.4) \quad n_{bat} = \frac{N_{ciclos} * T_{carga}}{8760}$$

$n_{bat}$  → tempo de vida das baterias (anos)  
 $N_{ciclos}$  → ciclos de carga e descarga das baterias  
 $T_{carga}$  → periodicidade da carga (h)

Pretendemos fazer alterações nas equações de forma que seja considerado o dimensionamento do sistema, para tal, é necessário dimensionar  $P_{FV}$ ,  $C_{10}$  e  $P_{inv}$ . Este dimensionamento será incluído nas fórmulas de CNE, passando a ser calculado automaticamente em função da carga média.

A potência de pico é dada por:

$$(4.5) \quad P_{FV} = E_0 * \eta_{STC} * A \quad \text{com} \quad E_0 = 1000 \text{ W/m}^2$$

De (4.1) e (4.5) deduzimos que:

$$(4.6) \quad P_{FV} (W) = \frac{EAU * E_0}{RG * FP} \quad \text{ou} \quad P_{FV} (kW) = \frac{EAU}{RG * FP}$$

A capacidade da bateria será dada por:

$$(4.7) \quad C_{10} = \frac{EAU * FS * TRR}{8760 * CBU}$$

$C_{10}$  → capacidade da bateria (kWh)  
 $EAU$  → Energia Anual Utilizada  
 $CBU$  → Capacidade da Bateria Utilizável ( $\cong 0.8$ )  
 $FS$  → Factor de Segurança ( $\cong 1.2$ )  
 $TRR$  → Tempo de Reserva Recomendado (h)

A *CBU* é a profundidade de descarga máxima sem que se danifique a bateria; *FS* é um factor de compensação das perdas na bateria; *TRR* é o tempo exigido durante o qual as baterias devem alimentar individualmente a carga, este valor será especificado pelo utilizador.

A potência nominal do inversor  $P_{inv}$  será calculada por:

$$(4.8) \quad P_{inv} = \frac{EAU * FS}{8760 * F_{ponta}} \quad \text{em que} \quad F_{ponta} = \frac{\text{Potencia media da carga}}{\text{Potencia de ponta da carga}}$$

Se a carga for dada por um valor médio  $L_{med}$  e um desvio padrão  $\sigma_L$  então  $F_{ponta}$  será:

$$(4.9) \quad F_{ponta} = \frac{L_{med}}{L_{med} + 3 * \sigma_L}$$

Substituindo  $P_{FV}$ ,  $C_{10}$  e  $P_{inv}$  em (4.2) temos:

$$(4.10) \quad CNE_{FV} = \frac{(\tau_{FV} * I_{FV} + OM_{FV})}{RG * FP} + \frac{(\tau_{bat} * I_{bat} + OM_{bat})}{8760 * \frac{CBU}{FS * TRR}} + \frac{(\tau_{inv} * I_{inv} + OM_{inv})}{8760 * \frac{F_{ponta}}{FS}}$$

A implementação desta metodologia no SIG é extremamente simples, limitando-se a calcular uma grelha de  $CNE_{FV}$  para toda a região em estudo utilizando a formula (4.10). O parâmetro  $RG$  é a grelha de radiação global calculada segundo o método descrito em 2.2.2, sendo esta a característica geográfica mais importante para o cálculo de  $CNE_{PV}$ . Para além da grelha de  $RG$  existem as grelhas de  $I_G$ ,  $I_{bat}$ ,  $I_{inv}$  que traduzem os custos de transporte e de instalação de equipamentos, variando com a acessibilidade do local. Por outro lado, os custos de  $OM_G$ ,  $OM_{bat}$  e  $OM_{inv}$  são representados por uma grelha geográfica em que estes parâmetros variam também com a acessibilidade ao local.

## 4.2 SISTEMAS EÓLICOS INDIVIDUAIS

Os sistemas eólicos individuais baseiam-se no esquema da Figura 4.2. A metodologia é semelhante à dos sistemas FV, distinguindo-se unicamente no cálculo da energia produzida pelo gerador eólico:

$$(4.11) \quad EAP = P_{max} * FC(v) * 8760$$

$P_{max}$  → Potência máxima do gerador (kW)

$FC(v)$  → Factor de carga (%)

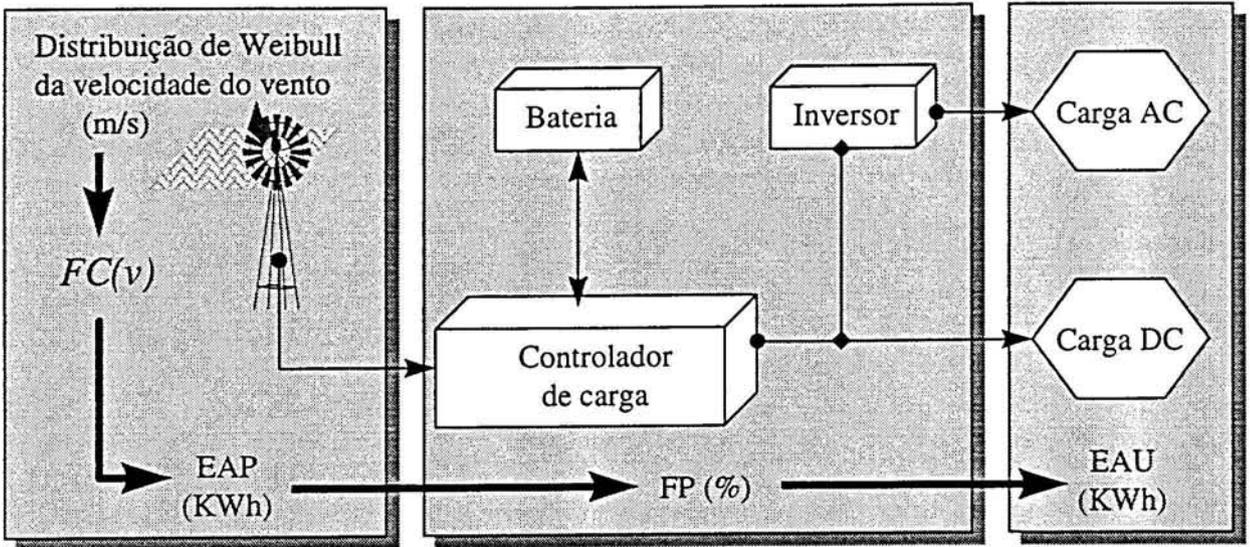


Figura 4.2 Esquema do sistema eólico individual

O factor de carga ( $FC(A)$ ) é a razão entre a potência média gerada e a potência máxima do aerogerador, sendo calculado função de uma curva de potência típica  $CP(v)$  e da velocidade do vento caracterizada pela distribuição de Weibull.

$$(4.12) \quad FC_k(A) = \frac{\int CP(v) * f_{A,k}(v) \cdot dv}{P_{max}}$$

$P_{max}$  → Potência máxima do gerador (kW)  
 $FC_k(A)$  → Factor de carga (%)  
 $CP(v)$  → Curva de Potência típica do gerador  
 $f_{A,k}(v)$  → Distribuição de Weibull

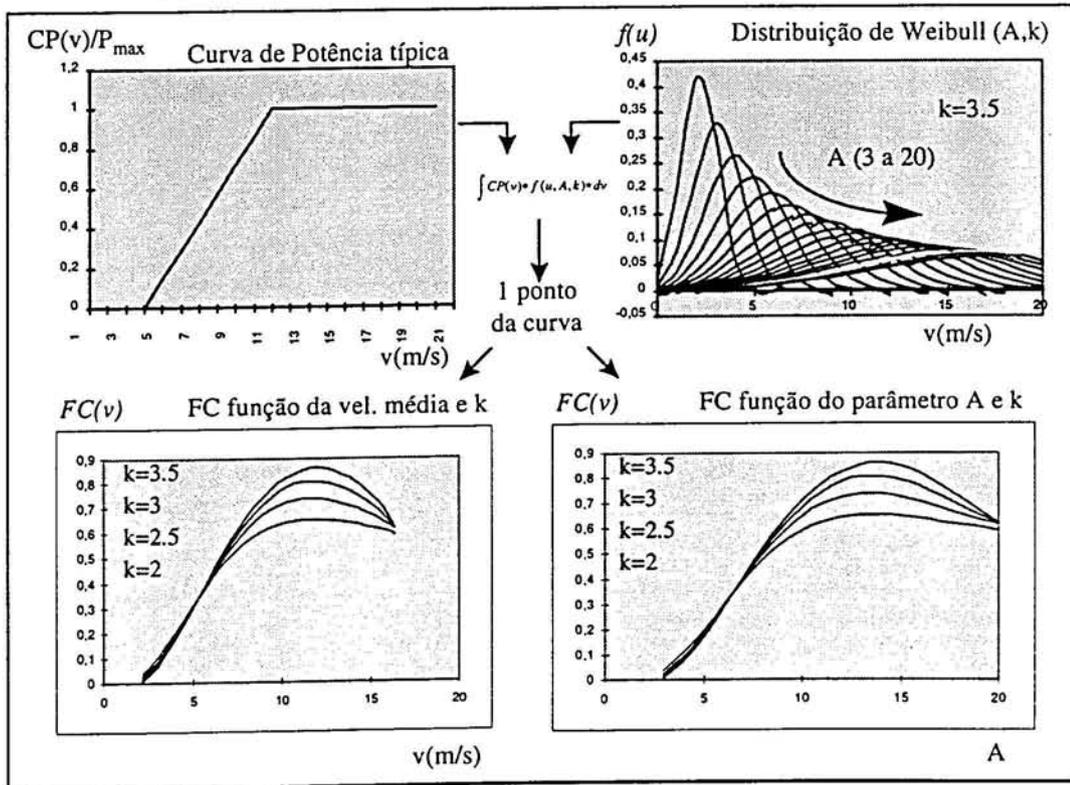


Figura 4.3 Processo para o cálculo do factor de carga do gerador eólico.

Tal como se pode ver na Figura 4.3 a curva do factor de carga é construída com base numa série de valores de  $A$  diferentes, em que cada valor de  $A$  corresponderá a um ponto da curva  $FC(A)$ . Se calcularmos o valor médio da velocidade  $v$  para cada valor de  $A$  então é possível estimar as curvas de factor de carga em função da velocidade média ( $FC(v)$ ).

O factor de performance ( $FP$ ), para além de incluir as perdas do sistema, mede a eficiência com que a energia produzida ( $EAP$ ) é utilizada pelas cargas. Repare-se que se as baterias estiverem carregadas e a energia produzida pelo gerador for superior à carga, então a energia suplementar será desperdiçada diminuindo o factor de performance.

#### 4.2.1 Calculo do CNE para Sistemas Eólicos Individuais

À semelhança dos sistemas FV a expressão para o cálculo de  $CNE$  do sistema eólico individual será dada por:

$$(4.13) \quad CNE_E = \frac{(\tau_E * I_E + OM_E)}{FC(v) * FP * 8760} + \frac{(\tau_{bat} * I_{bat} + OM_{bat})}{8760 * \frac{CBU}{FS * TRR}} + \frac{(\tau_{inv} * I_{inv} + OM_{inv})}{8760 * \frac{F_{ponta}}{FS}}$$

O investimento no aerogerador  $I_E$  (\$/kW) não é constante, tal como  $I_{FV}$ , no entanto, este investimento poderá ser dado por uma curva em que  $I_E$  decresce com o aumento da potência do gerador eólico.

Para a implementação desta metodologia no SIG é assumido um valor de  $k$  médio para toda a região. Desta forma calcula-se a curva  $FC(v)$  e representa-se analiticamente através de uma função polinomial. Baseando-se na grelha de velocidade média anual de vento, corrigida para a altura do aerogerador, e utilizando as expressões para  $FC(v)$ ,  $I_E$  e  $I_{inv}$ , bem como as restantes, constantes procede-se ao calculo de  $CNE_E$ .

Os parâmetros de investimento  $I_E$ ,  $I_{bat}$ ,  $I_{inv}$  devem incluir os custos de instalação e de transporte de equipamentos sendo representados por grelhas geográficas. Os custos de  $OM$  também serão representados por grelhas geográficas, que incluem os custos de acessibilidade ao local.

#### 4.3 SISTEMAS DIESEL E GASOLINA INDIVIDUAIS

Consideremos um sistema em que o gerador carrega um conjunto de baterias. Estas proporcionam autonomia para alimentar as cargas durante um ciclo de paragem e arranque do gerador permitindo que este funcione sempre à plena carga. A potência nominal do gerador será dada por:

$$(4.14) \quad P_n = \frac{EAU * \left(1 + 3 * \frac{\sigma}{L_{med}}\right)}{8760 * FP}$$

$P_n$  → Potência nominal do gerador (kW)  
 $\sigma/L_{med}$  → desvio padrão do diagrama de cargas diário/ valor médio do diagrama da carga diário  
 $EAU$  → Energia Anual Utilizada (kWh)  
 $FP$  → Factor de Performance

Baseados em estudos sobre diagramas de carga para diferentes tipos de consumidores assumimos que  $\sigma/L_{med}$  terá valores entre 5% e 40%, sendo os valores mais altos habituais em cargas pequenas [Gra91]. Repare-se que esta grandeza ( $\sigma/L_{med}$ ) está apenas relacionada com a forma do diagrama de carga.

Supondo que existe capacidade suficiente nas baterias, poderemos admitir que o gerador só funcionará algumas horas por dia, mas sempre à plena carga. Assim, o tempo de vida do gerador será dado por:

$$(4.15) \quad t = t' * \frac{P_n}{EAU} \quad \left| \begin{array}{l} t' \rightarrow \text{tempo de vida dado pelo fabricante (h)} \\ t \rightarrow \text{tempo de vida para a aplicação (h)} \end{array} \right.$$

### 4.3.1 Cálculo do CNE para um gerador Diesel individual

O cálculo do CNE inclui duas novas componentes, sendo avaliado o custo do combustível consumido e o custo associado à taxa de protecção ambiental.

$$(4.16) \quad CNE_G = \frac{(\tau_G * I_G + OM_G) * 2}{FP * 8760} + \frac{(\tau_{bat} * I_{bat} + OM_{bat})}{8760 * \frac{CBU}{FS * TRR}} + \frac{(\tau_{inv} * I_{inv} + OM_{inv})}{8760 * \frac{F_{ponta}}{FS}} + \frac{(PC + CCO * TAX) * CC}{FP}$$

PC → Preço do Combustível (\$/litros)  
 CC → Consumo de Combustível (litros/kWh)  
 CCO → Conteúdo de CO<sub>2</sub> (ton./litro)  
 TAX → Taxa aplicada (\$/ton.)

A implementação desta metodologia no SIG limita-se à utilização da fórmula (4.16), reflectindo-se em  $I_G$ ,  $I_{bat}$ , e  $I_{inv}$  os custos de transporte e de instalação de equipamentos, variando com a acessibilidade do local. Por outro lado, os custos de  $OM_G$ ,  $OM_{bat}$  e  $OM_{inv}$  também serão representados por uma grelha geográfica em que estes parâmetros variam com a acessibilidade ao local. O preço de combustível é acrescido de um factor que reflecte os custos de transporte e de combustível. É claro que estes custos devem ter em conta a dificuldade de acessos: tipo de estrada, inclinação, etc. Por último, resta referir que a taxa de protecção ambiental poderá variar de região para região, sendo mais elevada em regiões ecologicamente mais sensíveis.

## 4.4 SISTEMAS EÓLICOS/DIESEL

Os sistemas Eólico/Diesel, considerados neste trabalho, são utilizados para alimentar cargas de média dimensão tais como: pequenas aldeias, vilas isoladas, quintas isoladas, sistemas de rega, sistemas de dessalinização, etc.. Os valores de carga que consideramos estão entre os 10 kW e os 300kW [Hun94].

Tal como podemos ver na Figura 4.4, os sistemas E/D são constituídos por um aerogerador (com gerador síncrono) fornecendo energia às cargas através de um sistema de conversão AC/DC/AC. Ligado ao barramento de saída está um sistema Diesel, que coordenado com o sistema eólico garante a continuidade de serviço às cargas. Existe ainda um conjunto de baterias que garante a conversão AC/DC/AC e que poderá ser carregado através do gerador Diesel.

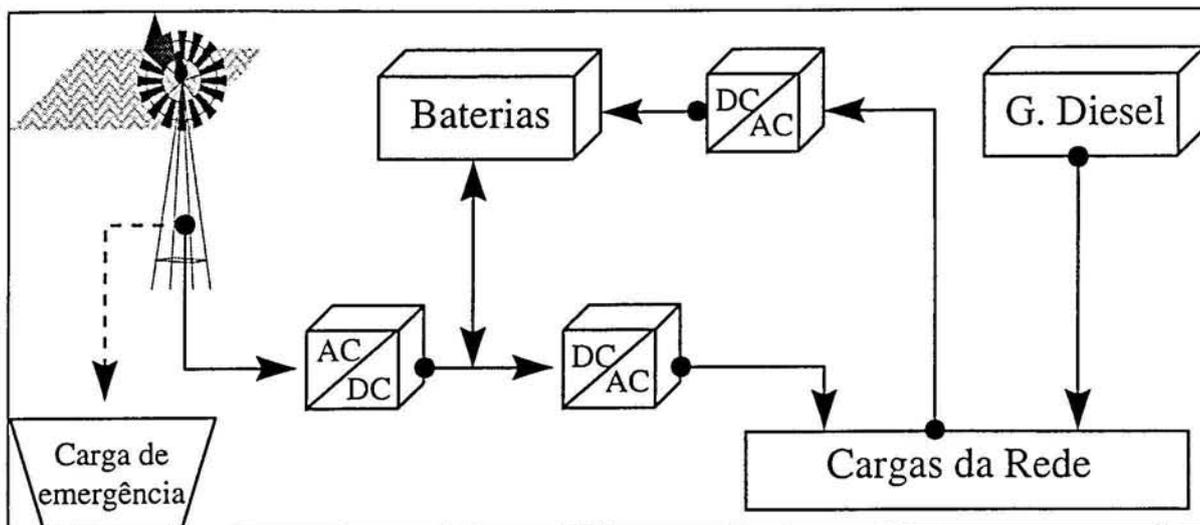


Figura 4.4 Esquema de um sistema Eólico/Diesel

Nestes sistema E/D considera-se que o gerador Diesel e o gerador eólico são dimensionados para fornecerem a potência de ponta das cargas. Neste caso, a carga das baterias é pequena, sendo utilizada apenas para garantir a alimentação das cargas durante o arranque do gerador Diesel (capacidade para alimentar as cargas entre 5 a 30 min.). Um aspecto importante para o nosso estudo é o facto do consumo de combustível do Diesel depender do regime de carga, influenciando a performance do sistema.

Supondo que a potência máxima do gerador eólico será calculada por:

$$(4.17) \quad P_{max} = \frac{EAU * FE}{8760}$$

$P_{max}$  → Potência máxima do gerador (kW)  
 $FE$  → Fracção de eólica  
 $EAU$  → Energia Anual Utilizada

A Fracção de Eólica ( $FE$ ) é a razão entre a potência máxima do aerogerador  $P_{max}$  e a carga média  $L_{med}$ . Este valor deve ser especificado pelo utilizador, podendo ser inferior ou superior a um.

Assumindo que não existe correlação entre a carga e a velocidade do vento, então a potência média anual que o gerador Diesel deve fornecer será:

$$(4.18) \quad \begin{cases} P_{Gmed} = \int_{L=0}^{L=\infty} \int_{P=0}^{P=P_{max}} (L - P_E) \cdot p(P_E) \cdot p(L) \cdot dP \cdot dL \\ \text{Se } (L - P_E) < 0 \text{ entao } (L - P_E) = 0 \end{cases}$$

$P_{Gmed}$  → carga média do gerador Diesel (kW)  
 $(L - P_E)$  → carga do gerador Diesel (kW)  
 $p(P_E)$  → probabilidade de existir uma potência eólica  $P_E$   
 $p(L)$  → probabilidade de existir uma carga  $L$

Esta expressão pode ser aproximada por:

$$(4.19) \quad \begin{cases} P_{Gmed} = \sum_{j=v_{inn}}^{v_{out}} \sum_{L_{min}}^{L_{max}} (L - CP(v_j)) \int_{v_j - \frac{Dv}{2}}^{v_j + \frac{Dv}{2}} f(v) \cdot dv \cdot \int_{v_j - \frac{Dv}{2}}^{v_j + \frac{Dv}{2}} g(L) \cdot dL \\ \text{Se } (L - CP(v_j)) < 0 \text{ entao } (L - CP(v_j)) = 0 \end{cases}$$

- $v_{in}$  → velocidade de arranque do aerogerador “cut-in” (m/s)
- $v_{out}$  → velocidade de paragem do aerogerador “cut-out” (m/s)
- $L_{min}, L_{max}$  → mínimo e máximo da carga (kW)
- $CP(v_j)$  → valor da curva de potência para a velocidade  $v_j$
- $f(v)$  → função densidade de probabilidade para a velocidade do vento (Weibull)
- $g(L)$  → função densidade de probabilidade para a carga (Normal)

A velocidade do vento é descrita por uma distribuição de *Weibull* enquanto que a carga é descrita por uma distribuição Normal, sendo  $L_{med}$  o seu valor médio e  $\sigma_L$  o seu desvio padrão. Como podemos ver pela expressão (4.19), existe uma componente da energia produzida pelo gerador eólico que não é considerada na integração. Esta energia corresponde à energia dissipada na carga de emergência. A potência eólica média recebida pela carga será  $P_{ER} = (L_{med} - P_{Gmed})$ , repare-se que  $P_{ER}$  não inclui a potência dissipada na carga de emergência.

Graças a estas equações foi possível estudar  $P_{ER}/L_{med}$  face às várias variáveis intervenientes.

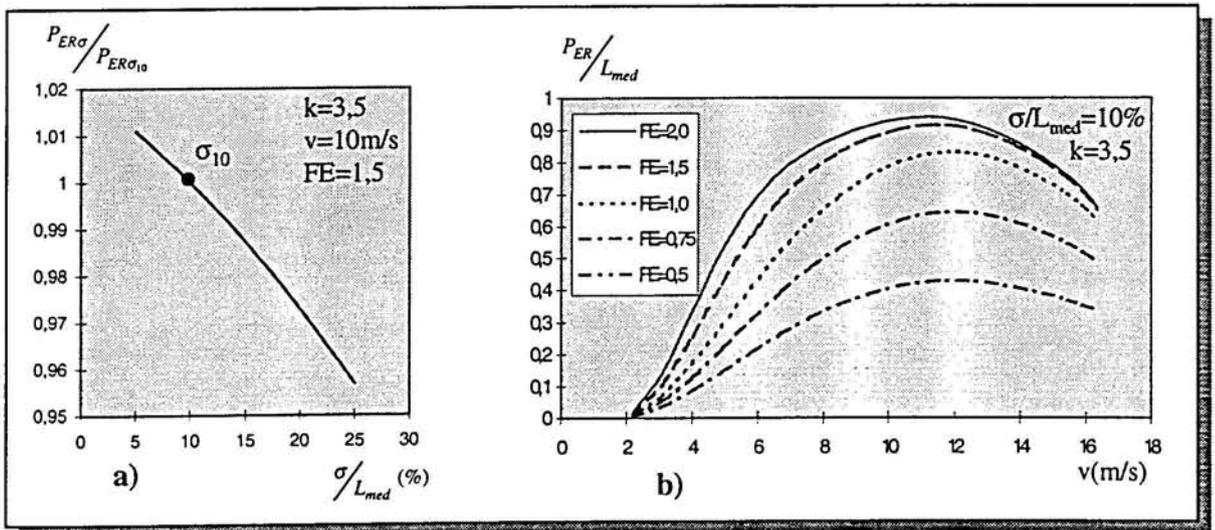


Figura 4.5 Eficiência do aerogerador função das várias variáveis intervenientes.

Verificamos que a eficiência do aerogerador diminui com o aumento do desvio padrão da carga. Apesar da curva variar com  $k$ ,  $v$  e  $FE$  mostramos na Figura 4.5 a) esta variação para um caso bastante desfavorável. Como podemos constatar, as variações não são significativas diminuindo, a eficiência do aerogerador em 5% para um aumento de 15% do desvio padrão.

Por outro lado, observamos que  $P_{ER}/L_{med}$  varia com a velocidade média anual segundo a curva da Figura 4.5 b). As várias curvas referem-se a vários valores da potência do aerogerador face à potência média da carga ( $FE$ ). Podemos ver que quanto maior é o valor de  $FE$  maior será a

potência eólica recebida pela carga, no entanto, o  $P_E$  não cresce proporcionalmente à potência do aerogerador, o que nos leva a concluir que a eficiência do aerogerador diminui com o aumento do  $FE$ . Isto já era de esperar, pois, quanto maior é a potência do gerador face à carga maior será a energia desperdiçada na carga de emergência.

A razão entre a potência de ponta do diagrama de cargas e a potência média chamaremos factor de ponta  $k_{pon}$ , e será dada por (4.20). O factor multiplicativo (3) usado na fórmula garante que exista uma probabilidade da carga ser superior a  $(L_{med} * k_{pon})$  inferior a 0,0013.

$$(4.20) \quad k_{pon} = 1 + 3 * \frac{\sigma}{L_{med}}$$

$k_{pon} \rightarrow$  Factor de ponta  
 $\sigma \rightarrow$  Desvio padrão da carga (kW)  
 $L_{med} \rightarrow$  Valor médio da carga (kW)

O gerador Diesel será dimensionado para alimentar o valor máximo da carga.

$$(4.21) \quad P_n = \frac{EAU * k_{pon} * (1 + K_{per})}{8760}$$

$P_p \rightarrow$  Potência Nominal do gerador Diesel  
 $K_{per} \rightarrow$  Factor de perdas

Admitindo que o consumo do gerador Diesel varia linearmente com a potência gerada então:

$$(4.22) \quad CC(P_{Gmed}) = CC_v + \frac{CC_{pc} - CC_v}{P_n} * (P_{Gmed})$$

$CC \rightarrow$  Consumo de combustível (litros/kWh)  
 $CC_v \rightarrow$  CC em vazio (litros/kWh)  
 $CC_{pc} \rightarrow$  CC à plena carga (litros/kWh)  
 $P_n \rightarrow$  Potência nominal do gerador (kW)  
 $P_{Gmed} \rightarrow$  Potência média do gerador Diesel (kW)

A fracção de Diesel ( $FD$ ) é a razão entre a carga do gerador Diesel e a carga média. Este valor pode ser calculado pela expressão (4.23), variando com a velocidade média do vento no local, sendo a sua variação traçada no gráfico da Figura 4.6 (escala da direita).

$$(4.23) \quad FD = \frac{P_{Gmed}}{L_{med}} = 1 - \frac{P_{ER}}{L_{med}}$$

Da mesma forma  $CC(v)$  poderá ser calculado a partir de  $FD(v)$  considerando as equações (4.21) e (4.22):

$$(4.24) \quad CC(v) = CC_v + \frac{CC_{pc} - CC_v}{P_n} * L_{med} * (1 + K_{per}) * FD(v)$$

A forma da curva será a mesma de  $FD(v)$  diferindo apenas na escala que podemos ver no lado esquerdo da Figura 4.6 .

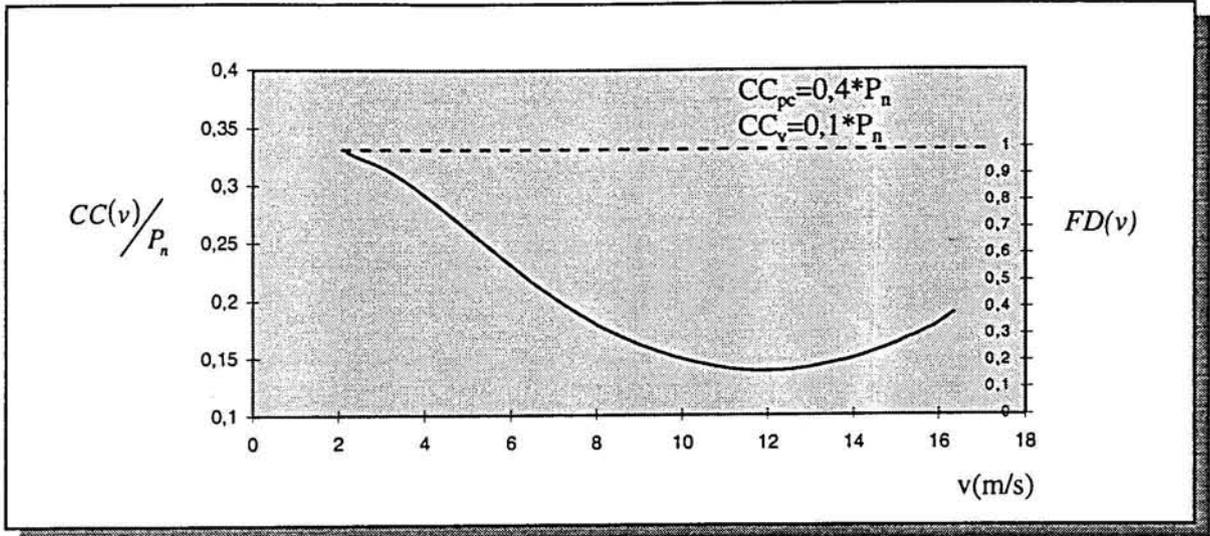


Figura 4.6 Curva de consumo função da velocidade média de vento

#### 4.4.1 Cálculo do CNE para Sistemas Eólico/Diesel

O cálculo do Custo Nivelado de Electricidade será baseado nas seguintes componentes:

$$\begin{aligned}
 (4.25) \quad CNE_{ED} = & \frac{(\tau_E * I_E + OM_E) * FE * (1 + K_{per})}{8760} + \frac{(\tau_D * I_D + OM_D) * k_{pon} * (1 + K_{per})}{8760 * \eta_n} + \\
 & + \frac{(\tau_{bat} * I_{bat} + OM_{bat}) * (1 + K_{per})}{8760 * \frac{CBU}{FS * TRR}} + \frac{(\tau_{inv} * I_{inv} + OM_{inv}) * k_{pon} * (1 + K_{per})}{8760} + \\
 & + (PC + CCO * TAX) * CC(v) + \frac{(\tau_{BT} * I_{BT} + OM_{BT}) * l_{BT}}{EAU}
 \end{aligned}$$

- $\tau_E$  → factor de anualização para o gerador eólico
- $I_E$  → Investimento para o gerador eólico (\$/kW)
- $OM_E$  → Operação e Manutenção para o gerador eólico (\$/kW/ano)
- $FE$  → Fracção de potência Eólica
- $\tau_D$  → factor de anualização para o gerador Diesel
- $I_D$  → Investimento para o gerador Diesel (\$/kW)
- $OM_D$  → Operação e Manutenção para as baterias (\$/kW/ano)
- $\tau_{bat}$  → factor de anualização para as baterias
- $I_{bat}$  → Investimento para as baterias (\$/kW)
- $OM_{bat}$  → Operação e Manutenção para as baterias (\$/kW/ano)
- $CBU$  → Capacidade da bateria Utilizável (0.8)
- $FS$  → Factor de segurança (1.2)
- $TRR$  → Tempo de reserva recomendado (de 5 a 30 min)
- $\tau_{inv}$  → factor de anualização para dos Inversores e Rectificadores
- $I_{inv}$  → Investimento nos Inversores e Rectificadores (\$/kW)
- $OM_{inv}$  → Operação e Manutenção dos Inversores e Rectificadores (\$/kW/ano)
- $PC$  → Preço do Combustível (\$/litros)
- $CC(v)$  → Consumo específico de Combustível (litros/kWh) (fig. 4.5)

$CCO$  → Conteúdo de  $CO_2$  (ton./litro)  
 $TAX$  → Taxa aplicada (\$/ton.)  
 $\tau_{BT}$  → factor de anualização para o investimento na rede de baixa tensão  
 $I_{BT}$  → Investimento na rede de baixa tensão (\$/kW)  
 $OM_{BT}$  → Operação e Manutenção da rede de baixa tensão (\$/kW/ano)  
 $L_{BT}$  → Comprimento da rede de baixa tensão (\$/kW)  
 $EAU$  → Energia Anual Utilizada (kWh)  
 $k_{pon}$  → Factor de ponta do diagrama de carga  
 $K_{per}$  → Factor de perdas na rede de BT

Os sistema E/D, considerados neste estudo, são sistemas para alimentar as cargas entre 30 kW e 300kW, estes sistemas destinam-se a alimentar pequenas redes de baixa tensão (BT). Tal como podemos ver na equação (4.25) existe uma nova componente que avalia os custos da rede de baixa tensão. O custo é calculado em função do comprimento médio da rede ( $l_{BT}$ ) que é dado pela expressão (4.26). Tendo em conta que o sistema E/D alimentará uma rede BT, então devido à condição de queda de tensão, consideraremos que o sistema E/D alimentará uma rede dentro de uma área correspondente a um “circulo” com raio de 700 metros e centrado no ponto onde é instalado o sistema.

$$(4.26) \quad l_{BT} = \frac{\sum_j l_j * L_j}{\sum_j L_j} * \sqrt[3]{DL_{med}}$$

$l_{BT}$  → comprimento da rede de BT (km)  
 $j$  → elemento de grelha  $j$  dentro do “circulo”  
 $l_j$  → distância de  $j$  ao E/D (km)  
 $L_j$  → carga de  $j$  (kW)  
 $DL_{med}$  → densidade de carga média (kW/km)

Tal como é habitual em modelos de planeamento de redes eléctricas [Per84] o comprimento médio da rede eléctrica é calculado em função da densidade de carga. Em (4.26) a distância de cada elemento de grelha ao centro do “circulo” é pesada pela carga correspondente, evidenciando pontos próximos do centro de massa. Esta técnica permitirá encontrar a localização mais apropriada para o sistema E/D. A densidade média de carga  $DL_{med}$  será calculada pela seguinte formula:

$$(4.27) \quad DL_{med} = \frac{\sum_j L_j}{\sum_j A_j}$$

$DL_{med}$  → comprimento da rede de BT (km)  
 $j$  → elemento de grelha  $j$  dentro do “circulo”  
 $A_j$  → área de  $j$  (km<sup>2</sup>)  
 $L_j$  → carga de  $j$  (kW)

O factor de perdas  $K_{per}$  é dado por:

$$(4.28) \quad K_{per} = \frac{L_{med} * l_{BT} * (R_{OBT} + X_{OBT} * tg\varphi)}{1000 * U_{BT}^2}$$

$K_{per}$  → factor de perdas  
 $L_{med}$  → potência média da carga (kW)  
 $l_{BT}$  → distância média da rede BT (km)  
 $R_{OBT}$  → resistência típica da rede BT ( $\Omega$ /km)  
 $X_{OBT}$  → reactância típica da rede BT ( $\Omega$ /km)  
 $cos\varphi$  → factor de potência da rede BT  
 $U$  → nível de tensão da rede de BT (kV)

Para a implementação desta metodologia é necessário o uso de módulos de análise focal do SIG, sendo o Bloco de Análise Focal (BAF) a área da rede de BT alimentada pelo sistema E/D.

Baseados numa grelha de cargas calcularemos  $L_{med}$  e  $DL_{med}$  de um aglomerado de consumidores delimitados pelo BAF, que neste caso será um círculo com raio de 700 m. Assim,  $L_{med}$ ,  $DL_{med}$  e  $l_{BT}$  são calculados para o valor central do BAF, local onde está instalado o E/D.

Os parâmetros  $I_E$ ,  $I_D$  e  $I_{inv}$  são valores variáveis com a carga  $L_{med}$ , pelo que, será necessário a utilização de funções que representem a variação destes custos específicos (\$/kW) com a carga.

Tal como nos outros sistemas os custos de instalação e de transporte de equipamentos serão considerados nas grelhas de  $I_E$ ,  $I_D$ ,  $I_{bat}$ ,  $I_{inv}$  e  $I_{BT}$  variando segundo a acessibilidade do local. Por outro lado,  $OM_E$ ,  $OM_D$ ,  $OM_{bat}$ ,  $OM_{inv}$  e  $OM_{BT}$  também inclui um factor de acessibilidade ao local.

O parâmetro que dependerá dos recursos eólicos do local será o consumo de combustível  $CC(v)$ , obedecendo a uma função que represente a curva da Figura 4.6. O preço do combustível varia com o local, dependendo do custo de transporte e da acessibilidade do local. Por outro lado, a taxa de protecção ambiental (TAX) poderá variar segundo a sensibilidade ecológica de cada zona.

#### 4.5 SISTEMA DIESEL ALIMENTANDO AGLOMERADOS DE CONSUMIDORES

Estes sistemas são semelhantes aos sistemas E/D a menos da componente eólica. O cálculo do CNE difere na componente do consumo de combustível, sendo o consumo médio o correspondente ao valor médio da carga.

$$(4.29) \quad CC = CC_v + \frac{CC_{pc} - CC_v}{k_{pon}}$$

$CC \rightarrow$  consumo de combustível (litros/kWh)

$CC_v \rightarrow$  CC em vazio (litros/kWh)

$CC_{pc} \rightarrow$  CC à plena carga (litros/kWh)

$k_{pon} \rightarrow$  factor de ponta do diagrama de cargas

Assim, da mesma forma que para os sistemas E/D, a metodologia para sistemas Diesel é implementada através da seguinte equação:

$$(4.30) \quad CNE_D = + \frac{(\tau_D * I_D + OM_D) * k_{pon} * (1 + K_{per})}{8760 * \eta_n} + \frac{(\tau_{bat} * I_{bat} + OM_{bat}) * (1 + K_{per})}{8760 * \frac{CBU}{FS * TRR}} +$$

$$+ \frac{(\tau_{inv} * I_{inv} + OM_{inv}) * 3 * k_{pon} * (1 + K_{per})}{8760} +$$

$$+ (PC + CCO * TAX) * CC + \frac{(\tau_{BT} * I_{BT} + OM_{BT}) * l_{BT}}{L_{med} * 8760}$$

#### 4.6 LIGAR AGLOMERADOS DE CONSUMIDORES A REDES ELÉCTRICAS EXISTENTES

Para poder comparar a viabilidade de sistemas isolados face à rede eléctrica foi implementada uma metodologia para estimar o CNE da expansão da rede (MT) existente. Existem três níveis de custos a considerar:

- Nos custos referentes à rede de média tensão (MT) já existente podemos incluir: o custo nivelado de electricidade anterior à expansão; o custo devido ao reforço do sistema de

produção da rede; e o custo de reforço dos equipamentos de transporte e de distribuição da rede.

- No custo da linha de interligação de média tensão são incluídos: os custos de equipamento, instalação, perdas e manutenção.
- Na rede receptora será considerada a alimentação de um posto de transformação (PT) e a respectiva rede de baixa tensão (BT). Neste nível serão considerados: os custos do posto de transformação e os custos da rede de BT.

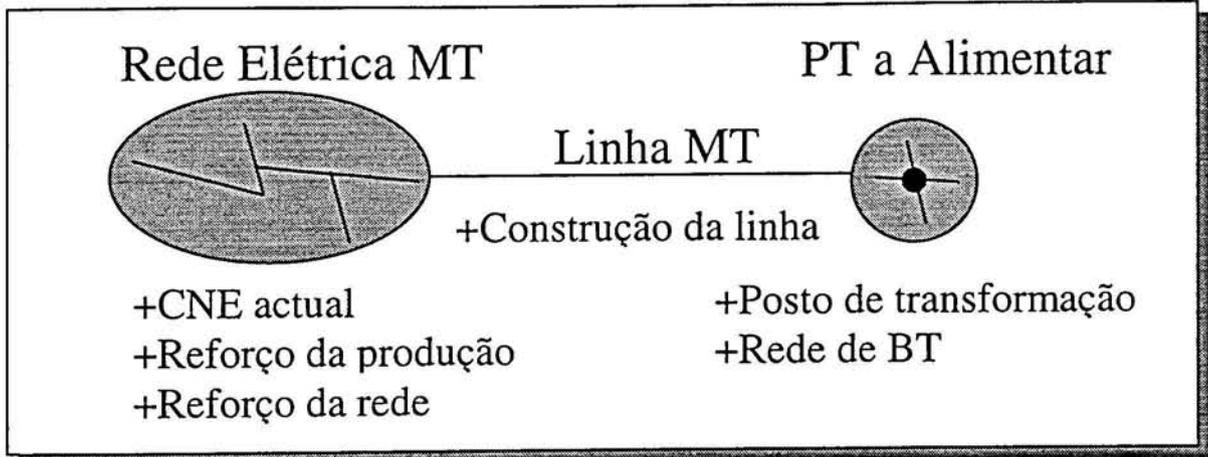


Figura 4.7 Esquema dos componentes a considerar na ligação de um conjunto de consumidores à rede

$$\begin{aligned}
 (4.31) \quad CNE_R = & (CNE_{MT} + CNE_{RP} + CNE_{RMT}) * (1 + K_{Tper}) + \\
 & + \frac{(\tau_{LMT} * I_{LMT} + OM_{LMT}) * l_{LMT} * k_{pon} * (1 + K_{Tper})}{8760} + \\
 & + \frac{(\tau_{PT} * I_{PT} + OM_{PT}) * k_{pon} * (1 + K_{per})}{8760} + \frac{(\tau_{BT} * I_{BT} + OM_{BT}) * l_{BT}}{L_{med} * 8760}
 \end{aligned}$$

$CNE_{MT}$  → CNE para a electricidade fornecida à rede MT original (\$/kWh)

$CNE_{RP}$  → CNE para o reforço da produção da rede original (\$/kWh)

$CNE_{RMT}$  → CNE para o reforço da rede original (\$/kWh)

$K_{Tper}$  → Factor de perdas para a linha MT e a rede BT a alimentar

$\tau_{LMT}$  → factor de anualização para o investimento na linha MT

$I_{LMT}$  → Investimento na linha MT (\$/kW/km)

$OM_{LMT}$  → Operação e Manutenção da rede de baixa tensão (\$/kW/km/ano)

$L_{LMT}$  → Comprimento da rede de baixa tensão (km)

$k_{pon}$  → Factor de ponta do diagrama de cargas

$\tau_{PT}$  → factor de anualização para o PT

$I_{PT}$  → Investimento no PT (\$/kW/km)

$OM_{PT}$  → Operação e Manutenção no PT (\$/kW/km/ano)

$K_{per}$  → Factor de perdas na rede BT a alimentar

$\tau_{BT}$  → factor de anualização para o investimento na rede BT

$I_{BT}$  → Investimento na rede de baixa tensão (\$/km)

$OM_{BT}$  → Operação e Manutenção da rede de baixa tensão (\$/km/ano)

$l_{BT}$  → Comprimento da rede de baixa tensão (km)

O factor de perdas da rede de BT é dado pela equação (4.28). Por outro lado, o factor de perdas total (linha MT mais a rede BT a alimentar) será dado por:

$$(4.32) \quad K_{Tper} = \frac{L_{med} * (1 + K_{per}) * l_{LMT} * (R_{0MT} + X_{0MT} * tg\varphi)}{1000 * U_{MT}^2}$$

$K_{Tper}$  → factor de perdas totais  
 $K_{per}$  → factor de perdas da rede BT  
 $L_{med}$  → potência média da carga (kW)  
 $l_{LMT}$  → distância média da rede MT (km)  
 $R_{0MT}$  → resistência típica da rede MT ( $\Omega$ /km)  
 $X_{0MT}$  → reactância típica da rede MT ( $\Omega$ /km)  
 $cos\varphi$  → factor de potência da carga  
 $U$  → nível de tensão da rede de MT (kV)

Os valores de  $CNE_{MT}$ ,  $CNE_{RP}$  e  $CNE_{RMT}$  variam de rede para rede, sendo expressos sobre grelhas do SIG subdivididas nas regiões alimentadas por cada uma das grelhas. Se compararmos o caso de uma rede forte com uma rede fraca, podemos observar que a rede forte terá valores de  $CNE_R$  mais baixos, devido a valores mais baixos de  $CNE_{MT}$ ,  $CNE_{RP}$  e  $CNE_{RMT}$ . No entanto, este facto nem sempre se verifica, pois se considerarmos uma linha de alta tensão, de uma rede forte, teremos valores elevados de  $CNE_{RMT}$  devidos à construção de uma nova subestação, implicando valores de  $CNE_R$  elevados.

Os parâmetros  $K_{Tper}$  e  $K_{per}$  são grelhas em que os seus valores variam com as grelhas de  $L_{med}$  e com as grelhas das distâncias  $l_{LMT}$  e  $l_{BT}$ . Estes parâmetros também poderão variar com a carga  $L_{med}$  e com o nível de tensão de cada rede  $U_{MT}$ . Repare-se que quanto maior é a distância à rede MT maiores são as perdas, contribuindo para valores mais elevados de  $CNE_R$ .

O investimento específico da linha MT (expresso em \$/kW/km) será representada no SIG por uma função que varia com a carga  $L_{med}$  e com o nível de tensão. Por outro lado, para o  $I_{BT}$  o investimento (expresso em \$/km) é para um cabo típico, não variando com a carga.

O cálculo do comprimento  $l_{LMT}$  é calculado através de um modelo de optimização, disponível no SIG e já descrito na secção 3.2.3. O processo consiste na optimização dos trajectos tendo em conta uma grelha de custo de travessia de cada elemento da grelha. A grelha de custos incluirá a grelha de investimento, custo de instalação, custos de operação e de manutenção, etc. Esta grelha de custos será influenciada por vários aspectos geográficos, tais como:

- a inclinação do terreno, aumentando o custo com a inclinação;
- o tipo de terreno, aumentando o custo com a dureza do terreno;
- obstáculos, considerando o custo para a travessia de determinado tipo de obstáculo;
- estradas, diminuindo os custos de instalação com a distância a estradas.

O valor de  $CNE_R$  aumenta com a distância à rede, tornando-se não competitiva a ligação de cargas distantes ou de difícil acesso. O comprimento  $l_{LMT}$  está limitado por um valor máximo da queda de tensão dada pela equação (3.1). O factor de ponta do diagrama  $k_{pon}$  aumenta com a distância à zonas urbanas, assumindo valores bastante elevados nos primeiros anos após a electrificação. O  $k_{pon}$  é um factor importante para o cálculo de  $CNE_R$ , pois, em algumas zonas rurais poderá ser inviabilizada a ligação à rede devido a um baixo factor de utilização dos equipamentos instalados.

---

## APLICAÇÃO DA METODOLOGIA A SANTIAGO

---

## 5. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM SANTIAGO

### 5.1 DESCRIÇÃO DA REGIÃO DE ESTUDO

A metodologia descrita nos capítulos anteriores foi aplicada à ilha de Santiago (Cabo Verde) [Mon96]. Santiago é a ilha mais populosa do arquipélago, com 150000 habitantes, na qual está situada a capital de Cabo Verde, Praia, com 70000 habitantes.

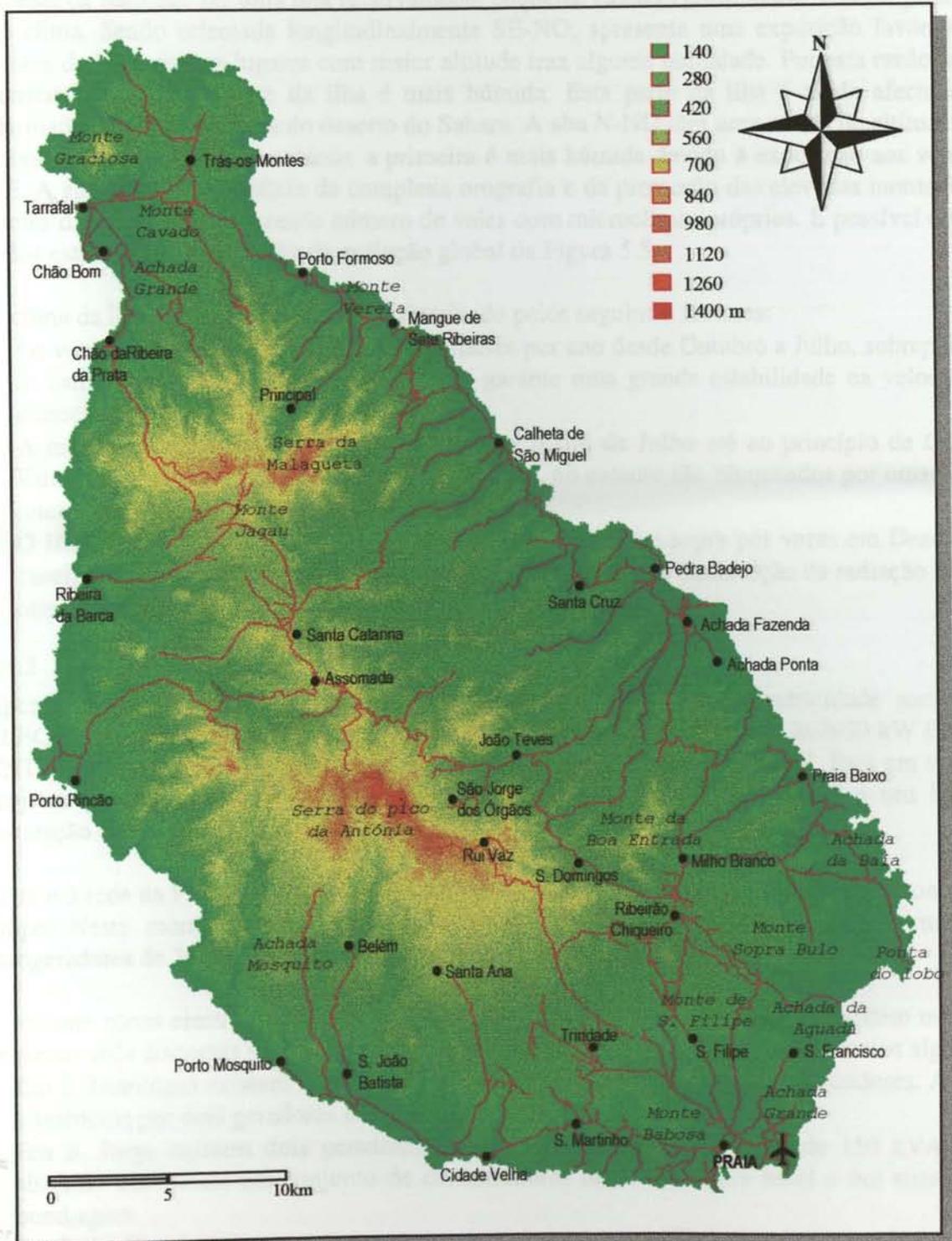


Figura 5.1 Relevo, estradas e localidades de Santiago

A ilha de Santiago têm uma área de 991 km<sup>2</sup> com um comprimento máximo de 55 km e uma largura máxima de 29 km. A ilha é extremamente montanhosa, desde norte a sul, seguindo a linha da costa, existem várias formações montanhosas das quais a mais alta é o *Pico da Antónia* com 1392 m. As ribeiras orientadas principalmente a este e a oeste talharam, ao longo do tempo, profundos vales que juntamente com os fortes ventos provocaram a erosão da ilha de origem vulcânica.

### 5.1.1 Clima

Apesar de Santiago ser uma ilha relativamente pequena, existem consideráveis heterogeneidades no clima. Sendo orientada longitudinalmente SE-NO, apresenta uma exposição favorável aos ventos de NE que, nos lugares com maior altitude traz alguma humidade. Por esta razão se pode constatar que a parte este da ilha é mais húmida. Esta parte da ilha é ainda afectada pelo Harmatão, trazendo poeiras do deserto do Sahara. A aba N-NO têm uma média de altitudes mais baixa que a aba S-SE, no entanto, a primeira é mais húmida devido à exposição aos ventos de NE. A aba de O-SO beneficia da complexa orografia e da protecção das elevadas montanhas do centro da ilha, existindo grande número de vales com microclimas próprios. É possível observar todos estes aspectos na grelha de radiação global da Figura 5.5.

O clima da ilha, ao longo do ano, é caracterizado pelos seguintes factores:

- Os ventos dominantes de NE sopram 10 meses por ano desde Outubro a Julho, sobrepondo-se às camadas de ar das ilhas Canárias. Isto garante uma grande estabilidade na velocidade e direcção do vento.
- A monção do Atlântico sopra de S-SO desde o fim de Julho até ao princípio de Outubro. Estes ventos são húmidos podendo trazer chuvas, no entanto são bloqueados por uma barreira inter-tropical.
- O Harmatão vindo de África é um vento seco e quente que sopra por vezes em Dezembro e Janeiro, trazendo poeiras do Sahara e contribuindo para uma diminuição da radiação na parte este da ilha.

### 5.1.2 Sector energético

Apenas a rede eléctrica da Praia é alimentada pela empresa de electricidade nacional, a ELECTRA. A central da Praia é constituída por 4 grupos de 1560, 2514 e 2x2650 kW [SGT95] [INT93]. Estes grupos operam directamente sobre um barramento de 15 kV. Está em vista um projecto para a instalação de uma nova central não estando ainda definido o seu local de instalação.

Ligado à rede da Praia estão três aerogeradores de 300 kW [DAN94], instalados no monte de S. Filipe. Neste momento está em vista um novo projecto para a instalação de mais seis aerogeradores de 300 kW localizados provavelmente no mesmo local [DAN94].

A restante zonas electrificadas são da responsabilidade das autarquias locais. Existem mais oito pequenas rede dispersas pela ilha que tem potências entre os 50 e os 500 kW. Citemos algumas:

- Em S. Domingos existem 3 km de rede BT alimentando cerca de 200 consumidores. A rede é alimentada por dois geradores Diesel de 50 kVA.
- Em S. Jorge existem dois geradores Diesel, um de 80 kVA e outro de 150 kVA. Estes sistemas alimentam um conjunto de consumidores domésticos, um hotel e um sistemas de bombagem.
- Em Pedra Badejo existem dois geradores de 82 kVA e um de 60 KVA.



## 5.2 RECURSOS EÓLICOS

O mapeamento de recursos eólicos foi realizado segundo a metodologia apresentada em 2.2.1. O processo consiste em utilizar dados formatados pelo SIG de forma a que possam ser recebidos pelo programa WA<sup>SP</sup>, sendo os resultados do WA<sup>SP</sup> posteriormente tratados de forma a serem importados de novo para o SIG.

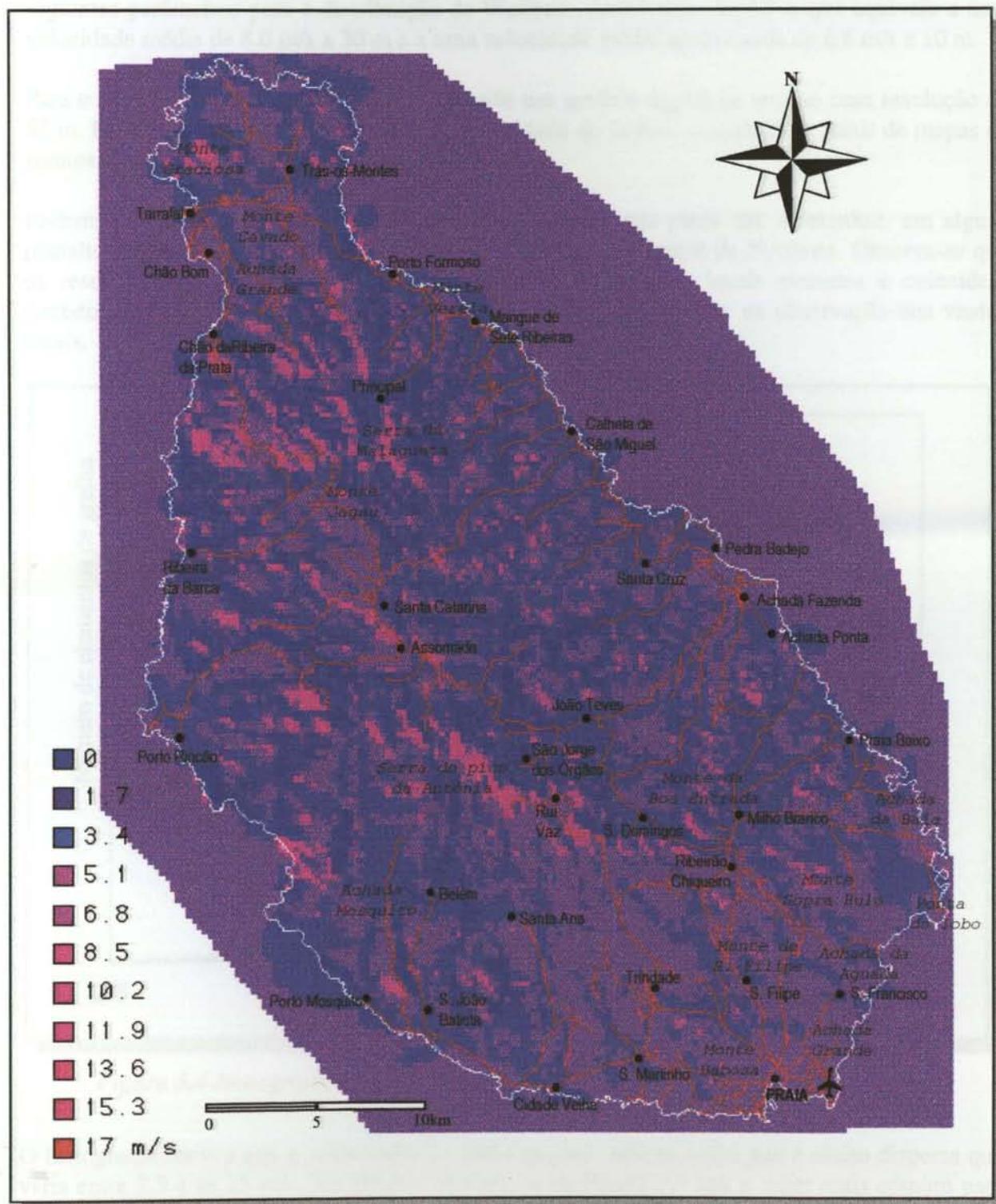
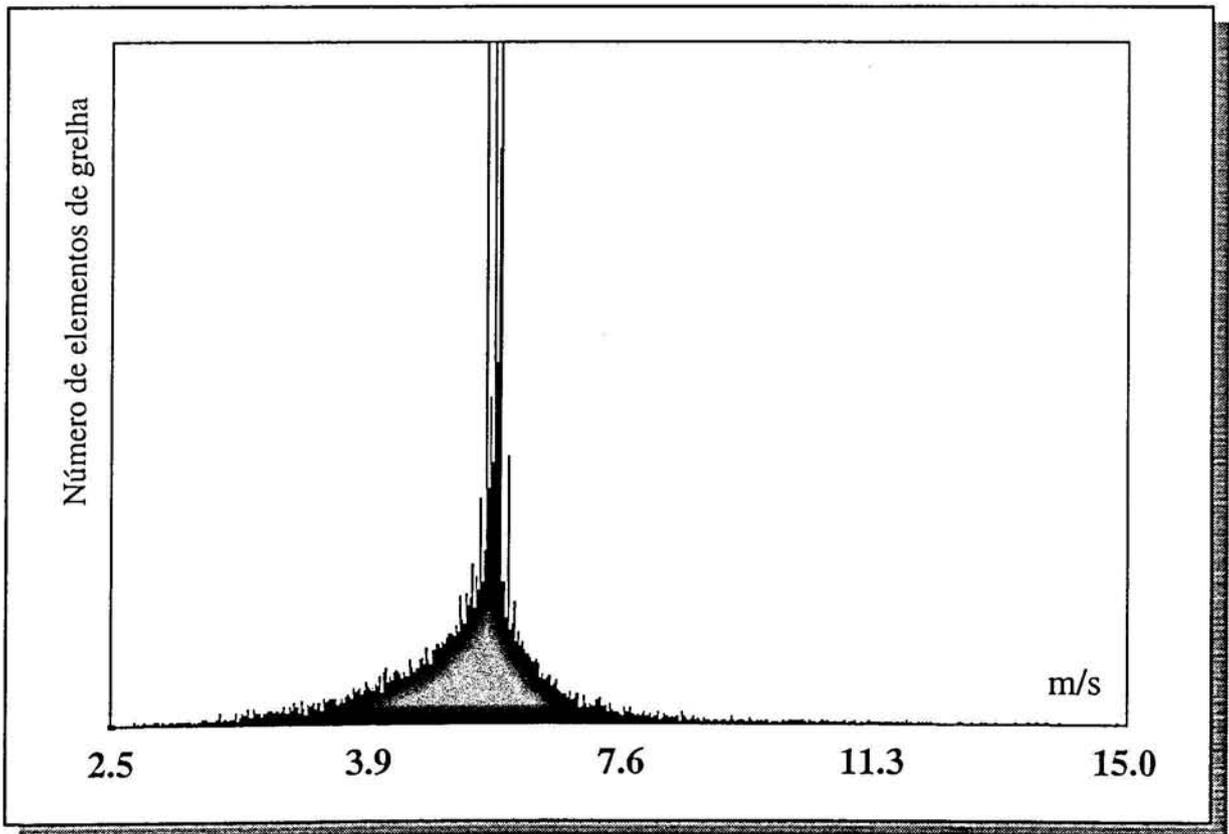


Figura 5.3 Grelha de velocidade média anual de vento a 10 m.

Para a estimativa das grelhas de vento utilizaram-se dados medidos na estação meteorológica da Praia recolhidos ao longo dos últimos 30 anos. As medidas dizem respeito a frequências mensais, com 3 medidas diárias, e velocidade média distribuída por 8 sectores direccionais diferentes. Dos dados recolhidos constatamos que, 90% das medidas foram registadas segundo a direcção NE. Os resultados das grelhas foram parcialmente confirmados com medidas dos últimos seis meses no parque eólico do Monte S. Filipe, registando-se a uma altura de 30 m os seguintes parâmetros para a distribuição de Weibull:  $A=9.5$  m/s ,  $k=3.3$  o que equivale a uma velocidade média de 8.0 m/s a 30 m e a uma velocidade média aproximada de 6.6 m/s a 10 m.

Para o cálculo da grelha de ventos foi utilizado um modelo digital de terreno com resolução de 50 m. Foi utilizado também, um mapa de rugosidade do terreno construído a partir de mapas de zonagem agro-ecológica [Din93] e de vegetação.

Podemos observar velocidades de vento muito elevadas nos picos das montanhas, em alguns planaltos centrais, assim como em zonas mais expostas aos ventos de Nordeste. Observa-se que os resultados obtidos coincidem com medidas efectuadas em locais pontuais e coincidem também com as descrições qualitativas de pessoas com experiência na observação dos ventos locais.



*Figura 5.4 Histograma da grelha de velocidades médias de vento a 10 m*

O histograma mostra que a velocidade de vento assume valores numa gama muito dispersa que varia entre 2.5 e os 15 m/s. No entanto observa-se na Figura 5.4 que o valor mais comum para toda a ilha é aproximadamente 5.7 m/s. Outro facto curioso diz respeito à assimetria que se pode observar no histograma, expondo uma maior frequência de valores de velocidade inferiores a 6 m/s face aos valores superiores.

### 5.3 RECURSOS SOLARES

A radiação global em plano horizontal é calculada segundo a metodologia descrita em 2.2.2.

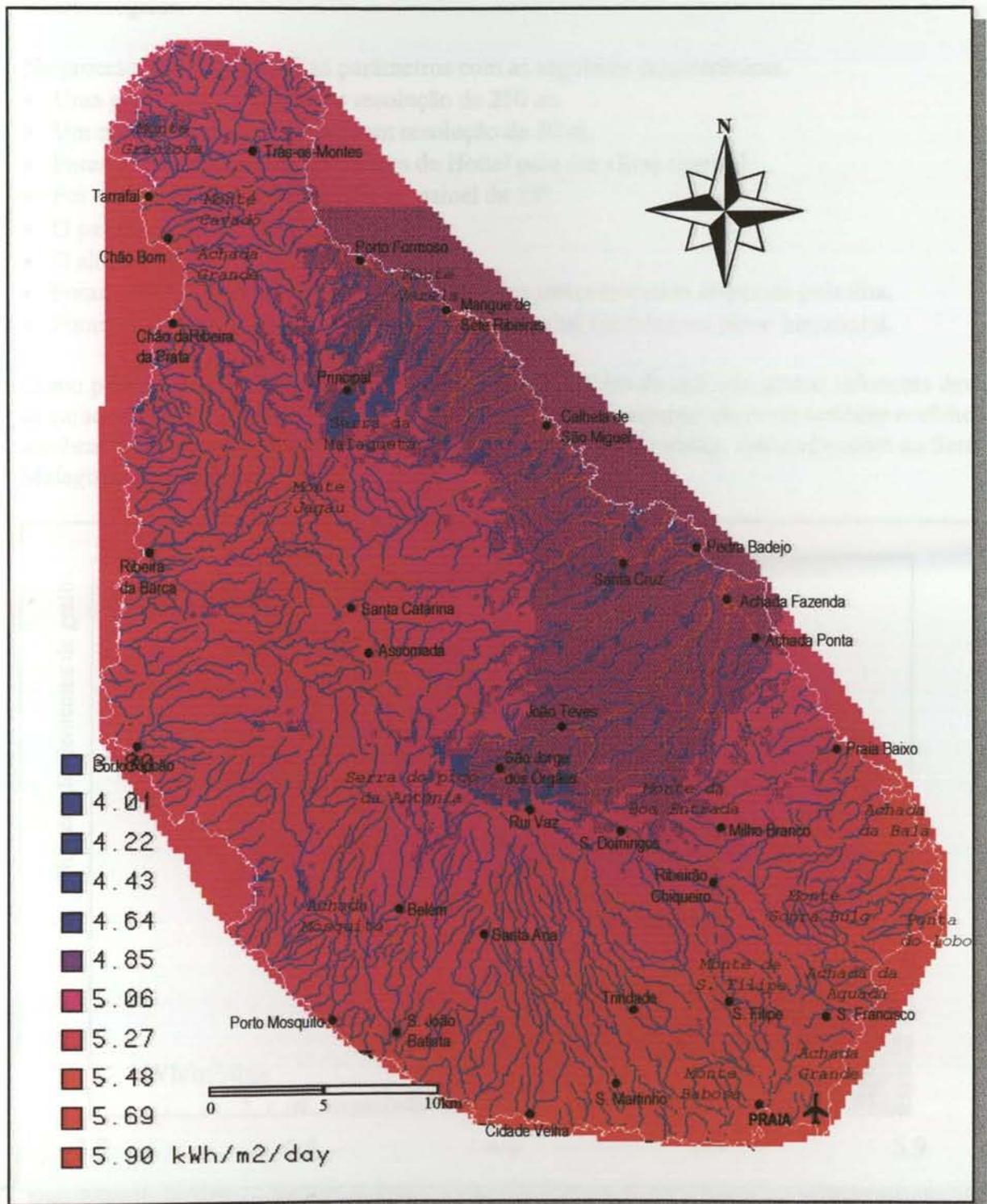


Figura 5.5 Grelha da média anual da radiação global.

O modelo de radiação descrito em 2.2.2 é baseado numa metodologia inovadora em que é simulada a trajectória solar sobre a superfície de região para cada hora do dia médio de cada mês. Da integração das várias simulações resulta a radiação global em plano inclinado para um dia com atmosfera limpa. Estes resultados são corrigidos para valores com atmosfera típica tendo em conta valores pontuais de médias mensais de radiação global medidos em estações meteorológicas.

No processo de cálculo utiliza parâmetros com as seguintes características.

- Uma grelha de altitudes com resolução de 250 m.
- Um modelo digital e terreno com resolução de 50 m.
- Foram considerados os parâmetros de Hottel para um clima tropical.
- Foi considerada uma inclinação do painel de 15°.
- O painel é inclinado para sul.
- O albedo é 0.2.
- Foram usados valores medidos em 10 estações meteorológicas dispersas pela ilha.
- Foram usadas as médias mensais de radiação global medidas em plano horizontal.

Como podemos ver na Figura 5.5, a Aba N-NE tem valores de radiação global inferiores devidas às características climáticas medidas descritas em 5.1.2. Podemos observar também o efeito das sombras junto a algumas linhas de água nas zonas mais acidentadas, nomeadamente na Serra da Malagueta e na Serra do Pico da Antónia.

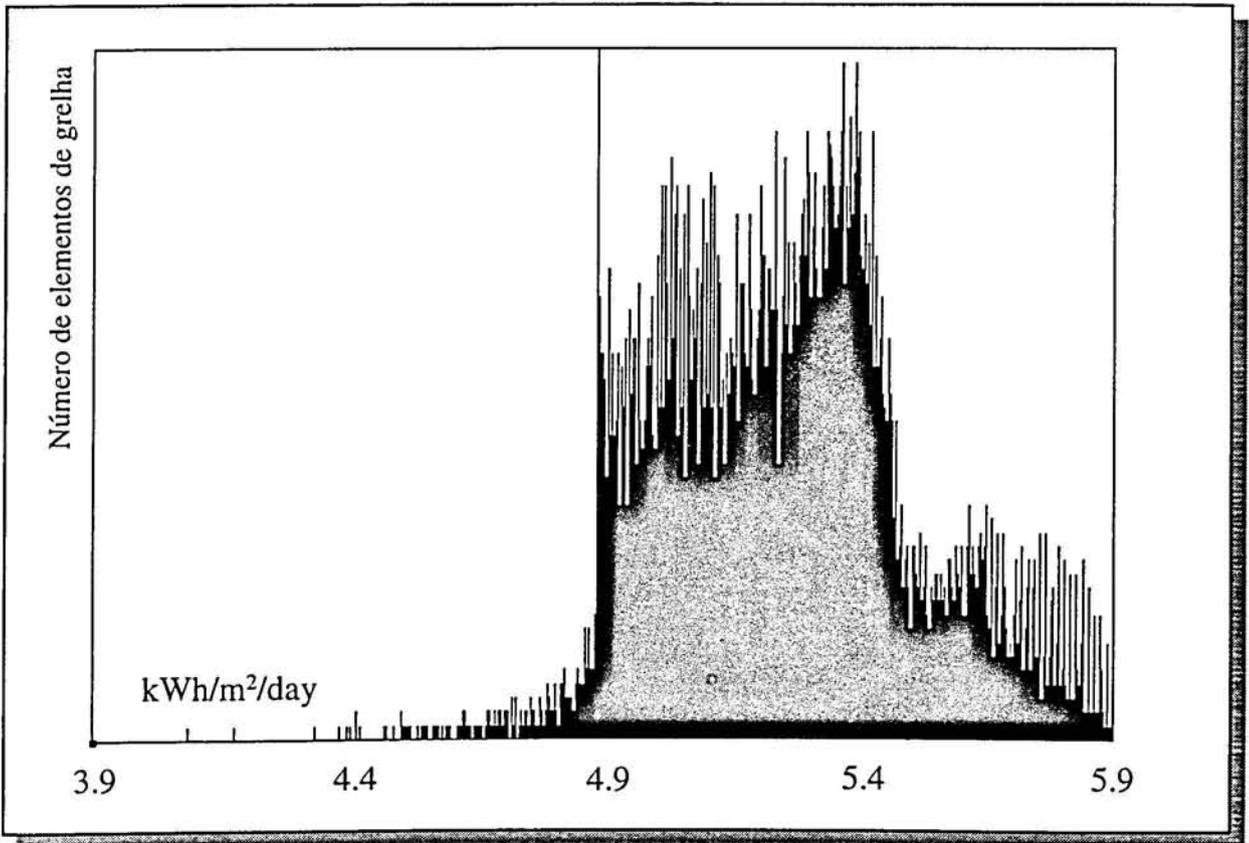


Figura 5.6 Histograma da grelha de radiação global

Como podemos observar na Figura 5.6, os valores mais comuns de radiação oscilam entre 4900 e 5500 Wh/m<sup>2</sup>/day existindo valores mais baixos correspondentes a zonas de sombra.

#### 5.4 METODOLOGIA PARA SISTEMAS LIGADOS À REDE

Para este estudo foi utilizada a metodologia descrita em no capítulo 3. O primeiro objectivo é obter mapas que delimitem áreas onde é possível a instalação do parque eólico. O segundo objectivo é obter mapas de custo da electricidade produzida pelo parque.

Neste estudo serão apresentados três cenários diferentes:

**Cenário 1:** Instalação de 3 aerogeradores de 300 kW

**Cenário 2:** Instalação de 9 aerogeradores de 300 kW

**Cenário 3:** Instalação de 6 aerogeradores de 500 kW

Para qualquer dos cenários é considerado que:

- O ponto de interligação (PI) está situado na cidade da Praia.
- A linha de interligação (LI) entre o parque e o PI é feita através de um cabo 3x95mm<sup>2</sup> Cu.

A filtragem geográfica obedece às seguintes restrições:

- São excluídos locais com velocidade média inferior a 5 m/s.
- São excluídos locais com inclinação superior a 10%.
- São excluídos locais na proximidade do aeroporto.
- São excluídos locais na proximidade de habitações.
- Não é aplicada a restrição de máxima queda de tensão.

Os parâmetros utilizados para qualquer dos cenários são:

Resistência da LI: 0.627 Ω/km
Reactância da LI: 0.381 Ω/km
Factor de potência no parque: 1
Taxa de anualização: 0.08
Custo internos: 27000 PTE/kW
Custos externos: 15000 PTE/kW
Custo da LI: 6000 PTE/m
Custo de estradas: 8000 PTE/m

Alguns dos parâmetros são afectados por factores de acessibilidade ao local, aumentando os valores especificados segundo: a distância ao PI, a distância à rede de estradas principais, a inclinação do terreno, travessia de obstáculos, etc.

Devido à distância limite da LI, da única rede onde é possível ligar um parque, limitaremos a exposição dos resultados à zona próxima do PI. No entanto podemos afirmar que a zona central da ilha dispõe de poucos locais para a instalação de parques devido à elevada inclinação do terreno e também devido à grande quantidade de casas dispersas por toda a aba E-NE. Em zonas distantes da cidade da Praia existem algumas zonas de elevado potencial para o futuro, dependendo da evolução das redes eléctrica da ilha nos próximos 20 anos. Assim, temos locais de elevado potencial na Serra do Pico da Antónia, na Achada da Baía, na zona desde Achada Ponta até Santa Cruz, Achada Mosquito, Santa Ana, Monte Jagau, na Achada Grande, Chão Bom, Monte Covado e Trás-os-Montes.

5.4.1 Cenário 1

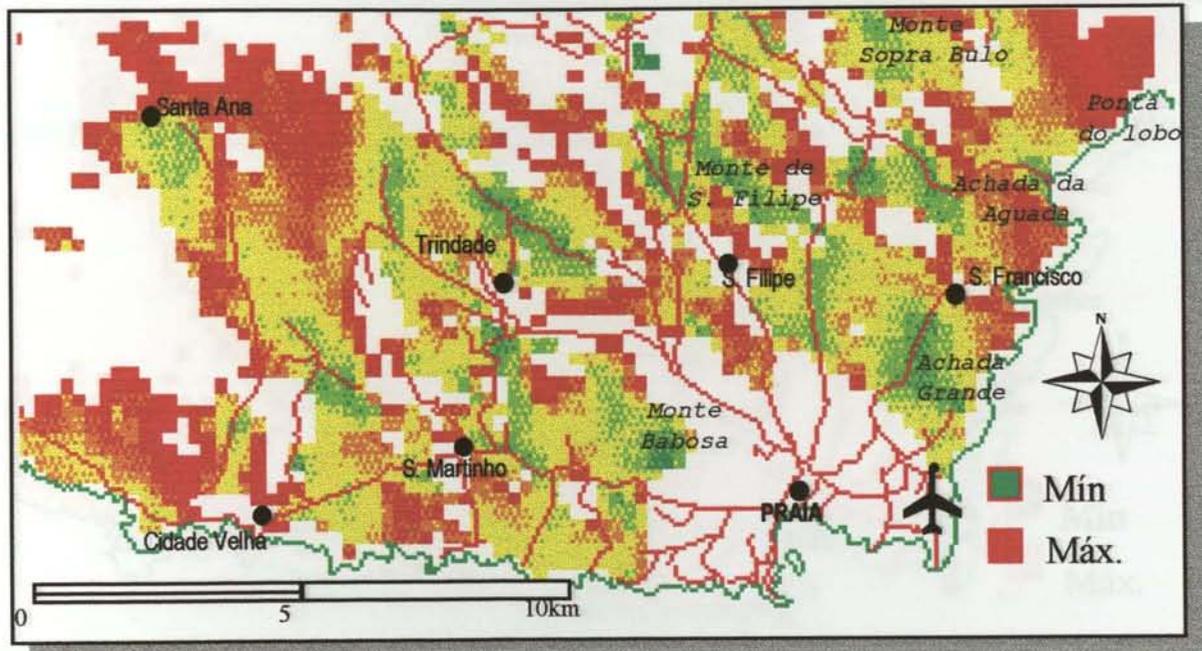


Figura 5.7 Grelha de CNE para o Cenário 1

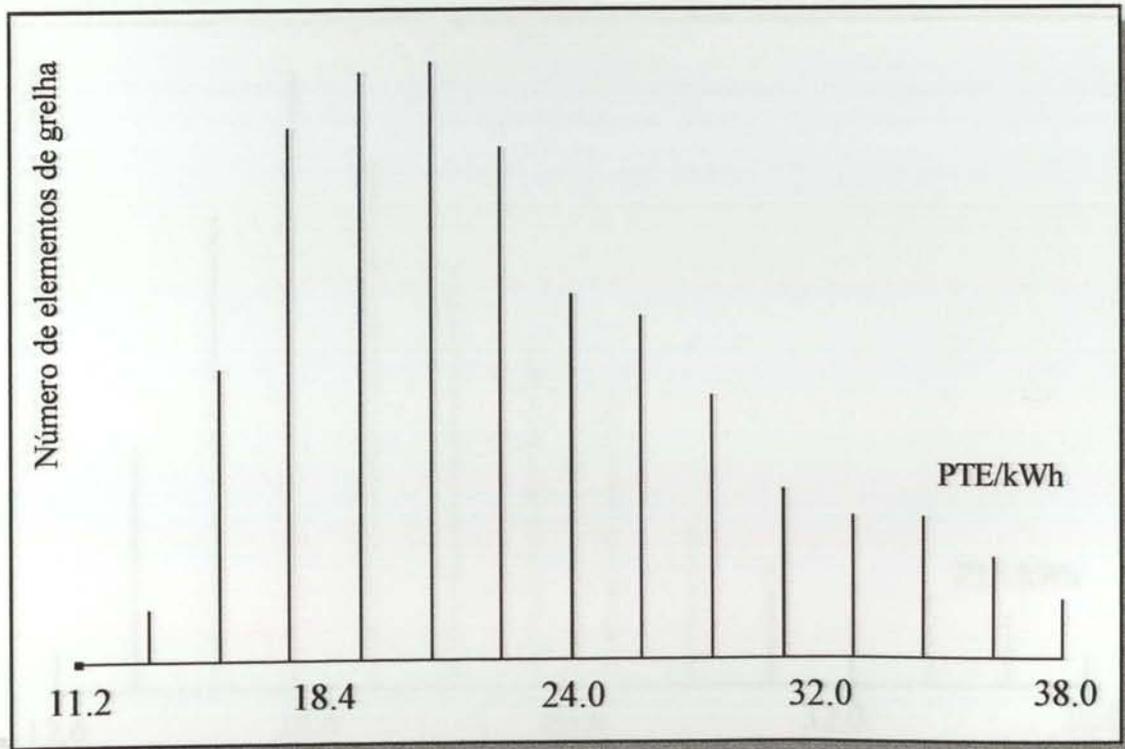


Figura 5.8 Histograma para a grelha de CNE do Cenário 1

5.4.2 Cenário 2

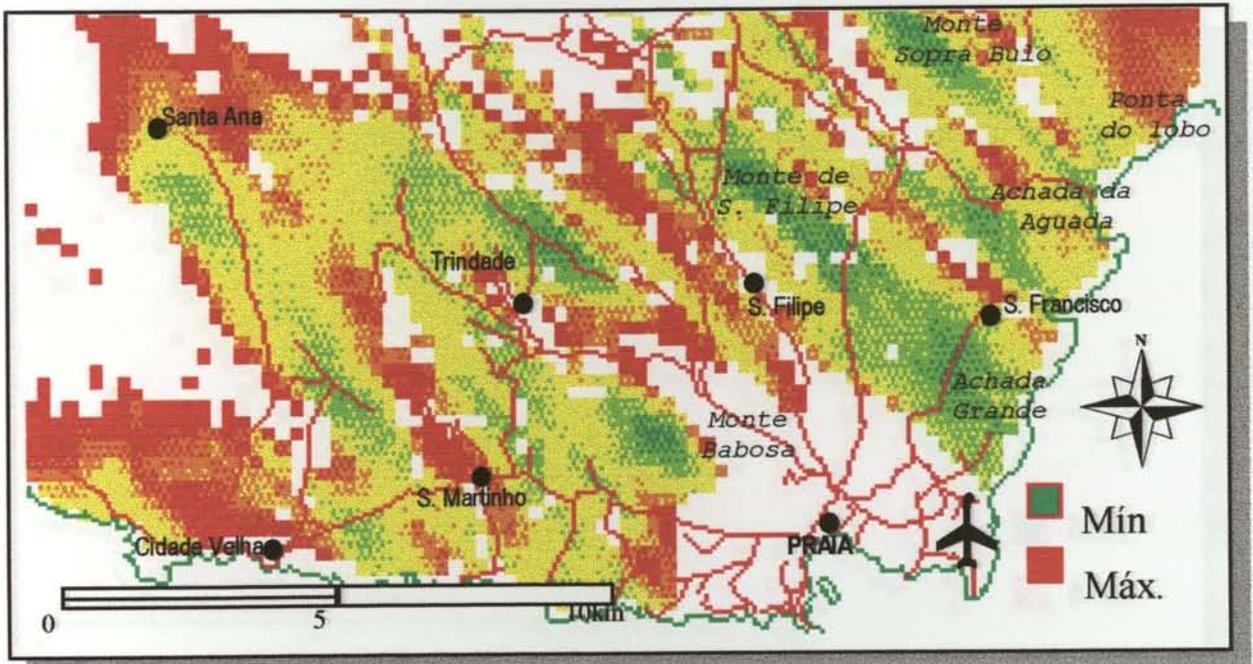


Figura 5.9 Grelha de CNE para o Cenário 2

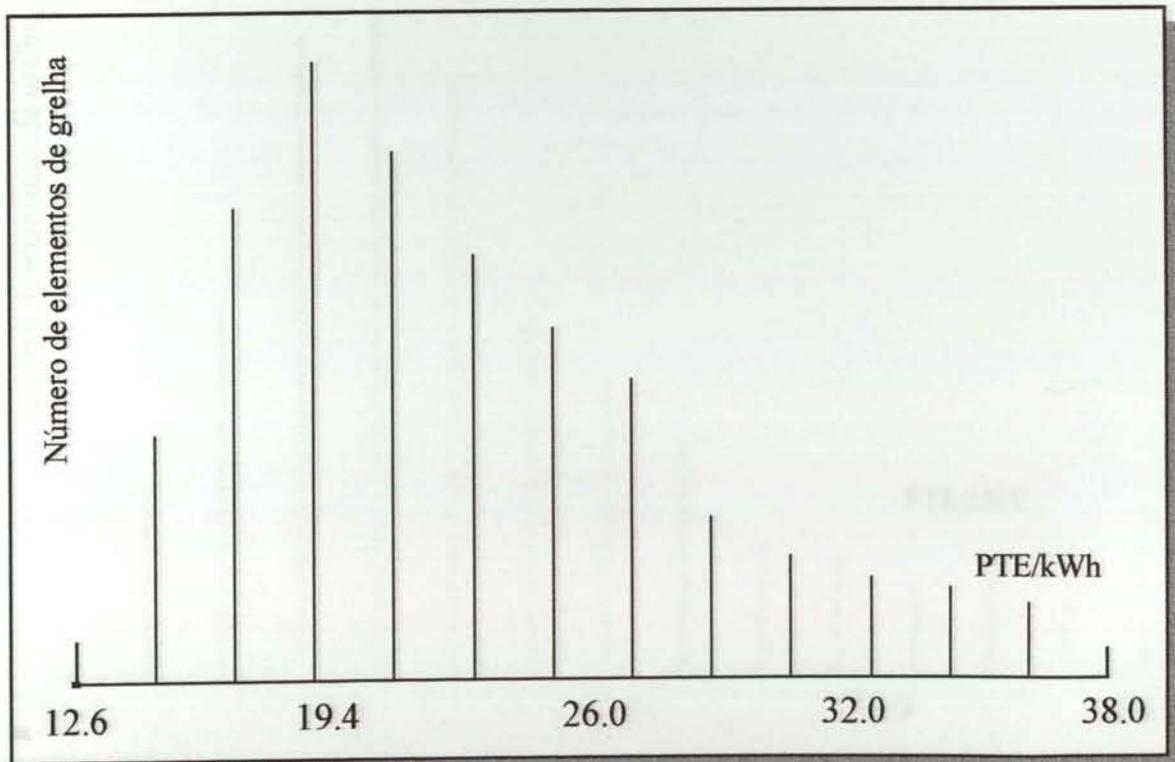


Figura 5.10 Histograma para a grelha de CNE do Cenário 2

5.4.3 Cenário 3

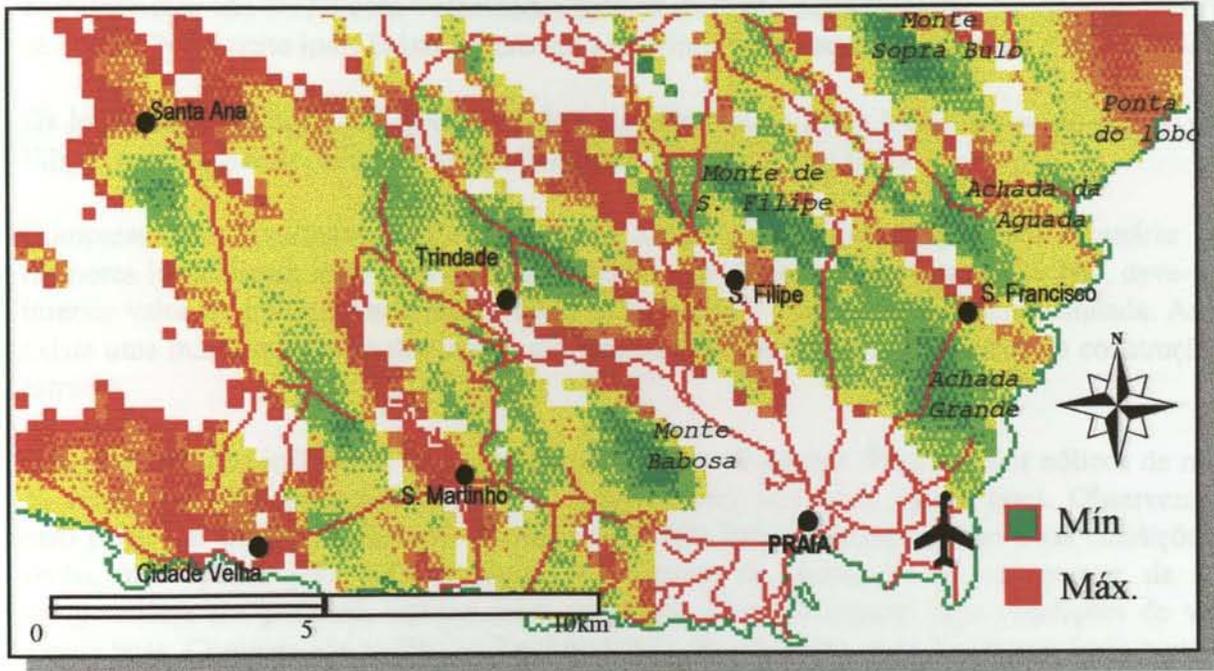


Figura 5.11 Grelha de CNE para o Cenário 3

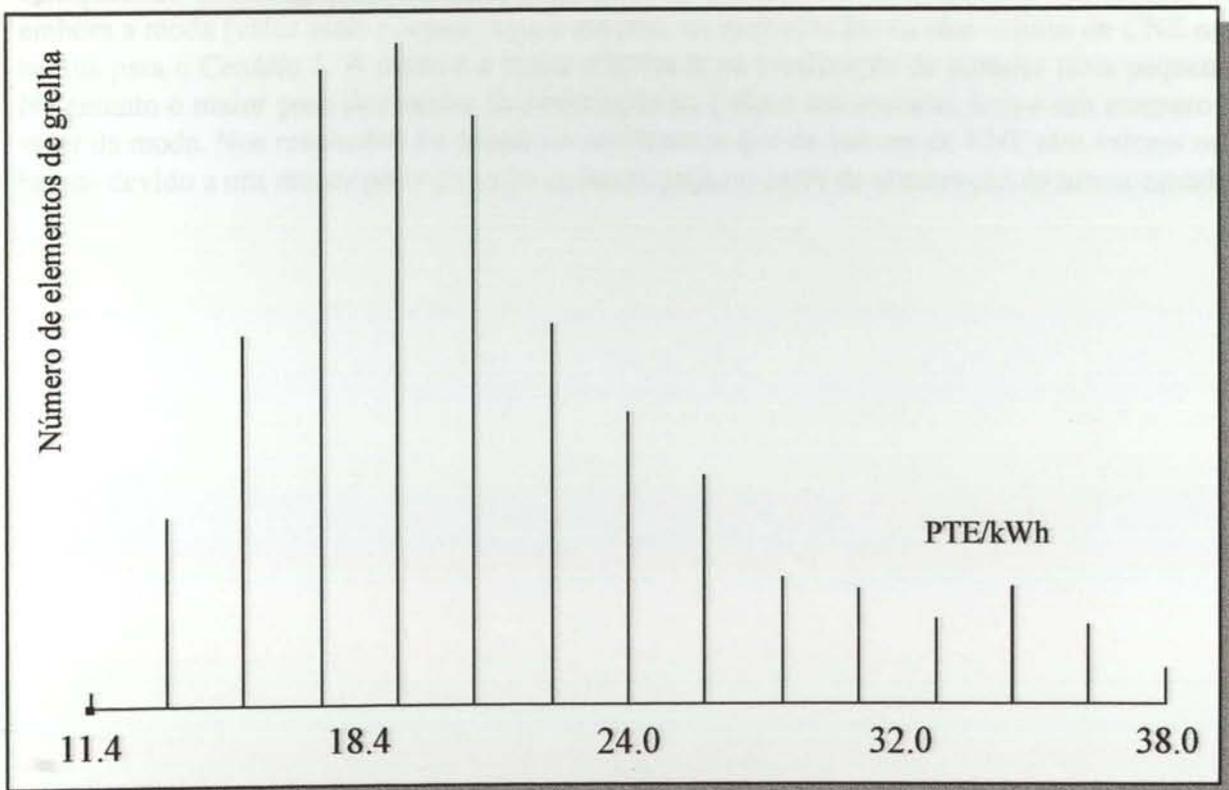


Figura 5.12 Histograma para a grelha de CNE do Cenário 3

#### 5.4.4 Conclusão

Como era de esperar observa-se que os melhores locais para a instalação dos parques eólicos correspondem aos locais com velocidades médias de vento mais elevadas. No entanto, verifica-se que o CNE é tanto mais baixo quanto mais próximo do ponto de interligação e das estradas.

Os locais com melhor CNE, próximos de rede eléctrica da Praia localizam-se no Monte de S. Filipe, Achada grande, Monte Babosa, Trindade, e Monte Sopra Buló.

Comparando os resultados do Cenário 1 e do Cenário 2 verifica-se que para o cenário 1, os melhores locais ficam mais próximos das estradas e do Ponto de Interligação PI. Isto, deve-se ao inferior valor do investimento correspondente a um valor inferior de potência instalada. Assim, existe uma maior influência dos custos da linha de interligação LI e dos custos de construção de estradas.

*O layout* têm uma influência importante na eficiência do parque. Para parques eólicos de maior dimensão existirão um maior número de aerogeradores em locais menos bons. Observemos o caso particular do Monte Babosa. No topo do monte babosa existem muito boas condições de vento, mas apenas para três aerogeradores. Apesar da instalação de um parque de nove aerogeradores ser possível, muitos deles terão que ficar em lugares com condições de vento menos boas. Comparando as figuras 7 e 9 podemos observar que, para 3 aerogeradores o melhor local para a instalação do parque é o topo do monte, enquanto que, para a instalação de nove aerogeradores o melhor local será ao lado do monte.

Comparando os histogramas das grelhas de CNE do Cenário 1 e do Cenário 2 verificamos que embora a moda (valor mais comum) seja o mesmo, os melhores locais têm valores de CNE mais baixos para o Cenário 1. A razão é a maior eficiência na localização de parques mais pequenos. No entanto o maior peso dos custos da construção da linha e das estradas leva a um aumento do valor da moda. Nos resultados do cenário 3 verificamos que os valores de CNE têm valores mais baixos devido a um menor peso do custo de interligação e custo de construção de novas estradas.

### 5.5 SISTEMAS ISOLADOS

Na ilha de Santiago apenas 45% da população tem acesso à electricidade. Cerca de 30% da população localiza-se na cidade da Praia, sendo esta cidade alimentados pela rede eléctrica da ELECTRA. Os restantes 15% da população correspondem a vilas alimentadas por pequenos sistemas isolados.

Sendo assim, é de considerar a electrificação baseada em sistemas distribuídos, de forma a constituir uma solução a curto e médio prazo. Assim, neste estudo consideraremos e compararemos três tipos de soluções:

1. Ligar os consumidores às pequenas redes já existente através de novas linhas MT e novos postos de transformação.
2. Alimentar pequenas vilas ou aldeias com sistemas isolados de média dimensão e através de uma rede BT própria..
3. Alimentar individualmente casas isoladas com pequenos sistema FV ou eólicos.

Para este estudo foram considerados dois cenários diferentes:

**Cenário 1996:** Foram usados parâmetros correspondentes a valores típicos para 1996. Os sistemas individuais alimentarão sistemas com carga de 400 Wh. Os restantes sistemas alimentarão a população local com um consumo de 29.2 kWh/ano por pessoa.

**Cenário 2010:** Foram usados parâmetros económicos com valores previstos para 2010. Consideram-se as seguintes alterações em relação a 1996: um crescimento do preço dos combustíveis de 20%, uma descida do preço dos sistemas eólicos em 30%, um decréscimo do preço dos sistemas PV em 50%, um aumento da população de 3% e um aumento do consumo de 200%.

São apresentados alguns dos parâmetros para o Cenário 1996, sendo os parâmetros para o Cenário 2010 calculado função deste.

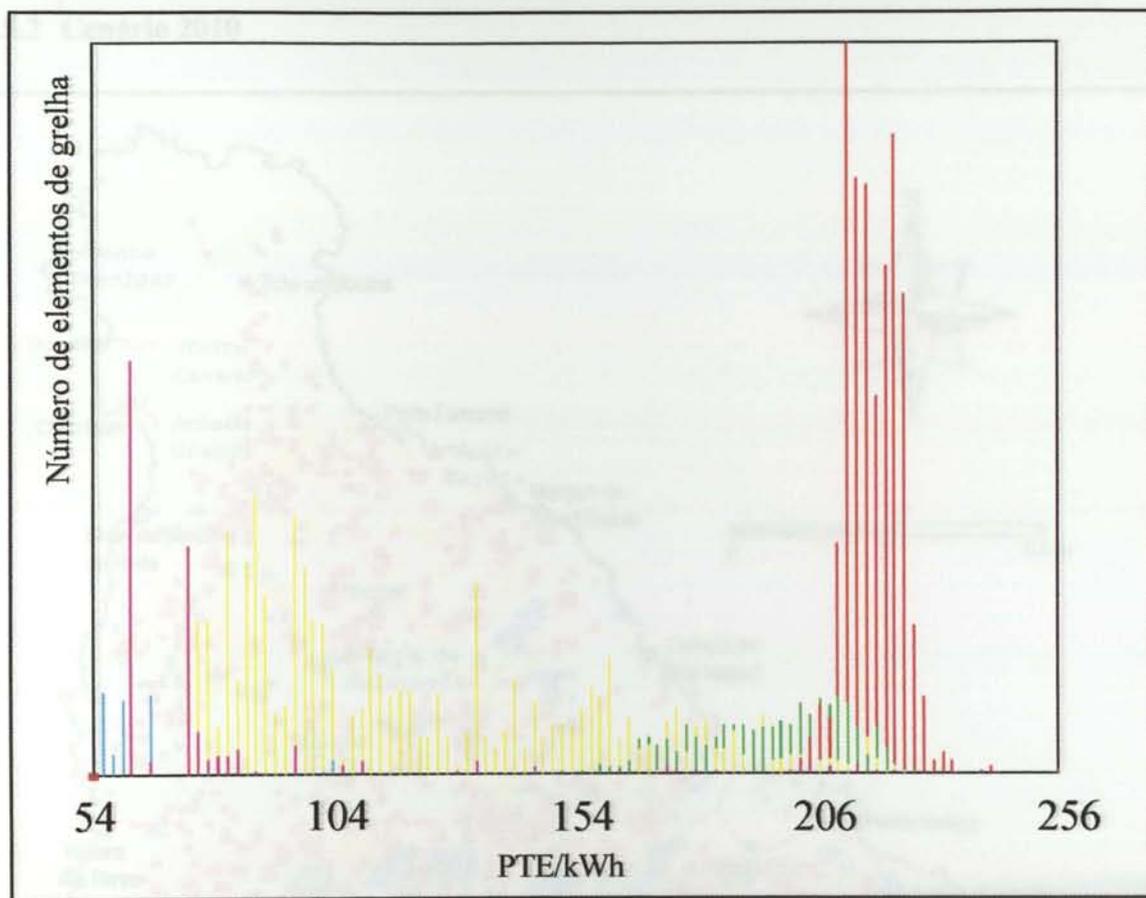
Parâmetros	Unidade	Investimento (PTE/unidade)	Tempo de vida (anos)	Manutenção (PTE/uni./ano)
Gerador eólico de 0.25 kW	kW	1000 mil	15	25 mil
Painel fotovoltaico	kW	1600 mil	20	5 mil
Bateria	kWh	28 mil	5	1000
Linha MT	km	5000 mil	35	5 mil
PT	kW	10 mil	35	100
Rede BT	km	2000 mil	35	2 mil
Gerador eólico de 100 kW	kW	270 mil	20	8 mil
Gerador Diesel de 100 kW	kW	54 mil	20	5 mil

Tabela 5.1 Parâmetros de referência, dos equipamentos, para o cenário 1996

Valor médio da carga	400 Wh/dia por .casa = 29.2 kWh/pessoa/ano
Desvio padrão da carga	50% da carga média
Taxa de anualização	0.08
Preço do gasóleo	80 PTE/litro
CNE para a rede	40 PTE/kWh
Índice de performance para os sistemas indiv.	0.6 (0.7 para 2010)

Tabela 5.2 Parâmetros económicos e da carga para o cenário 1996





**Figura 5.14** Histograma de CNE para o cenário 1996 (classificado por tipo de sistema)

Na Figura 5.13 podemos observar que existem locais onde é conveniente ligar à rede mais próxima. Na prática esta situação confirma-se pois aglomerados populacionais com considerável densidade de carga e relativamente próximos da rede ainda não se encontram electrificados. Segundo os responsáveis por estas redes existem esforços para a electrificação destes aglomerados. No entanto, as populações tem consumos muito baixos mas com factores de ponta elevados, o que leva à existência de uma má utilização da potência instalada.

Os sistemas Diesel cobrem grande parte das zonas com maior densidade populacional da ilha, o que justifica as medidas governamentais para a elaboração de um plano de electrificação baseado nestes sistemas. No entanto, em áreas em que a densidade de população é mais baixa existe um mercado importante para os sistemas fotovoltaicos e eólicos individuais. Por outro lado, existem locais com bons recursos eólicos e com densidades de carga consideráveis em que são viáveis os sistemas Eólico/Diesel.

No histograma da Figura 5.14 podemos observar que os valores mais baixos de CNE correspondem a sistemas de maior dimensão. No entanto para zonas com população mais dispersa e isolada são os sistemas individuais os mais competitivos, apesar do elevado CNE. Comparando os sistemas individuais observa-se uma predominância acentuada dos sistemas PV em relação aos eólicos. A razão está em que os preço dos sistemas eólicos com potências nominais baixas é muito alto, só conseguindo competir com os sistemas fotovoltaicos em locais com velocidades médias de vento elevadas. Curiosamente, o valor de CNE médio para os eólicos é inferior ao valor médio para os sistemas FV.

5.5.2 Cenário 2010

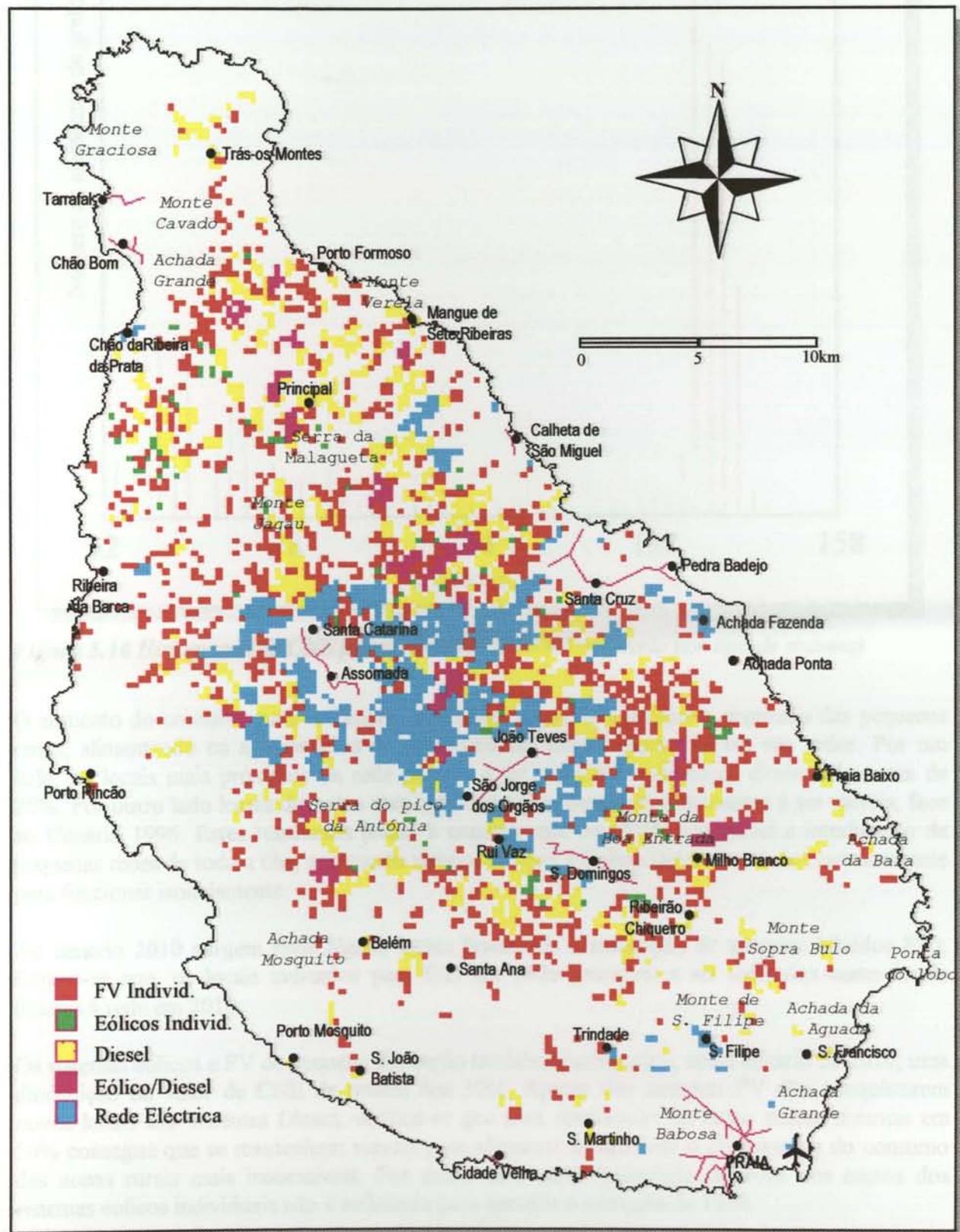
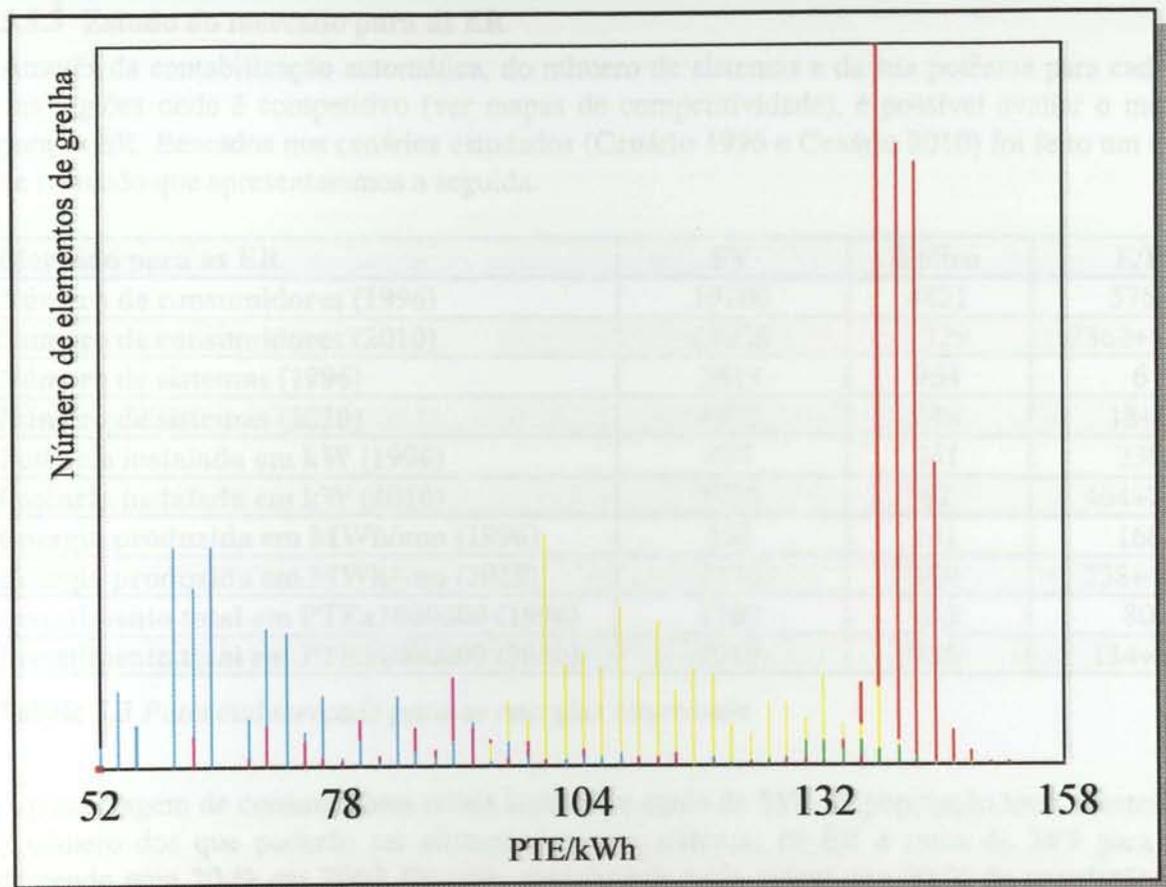


Figura 5.15 Mapa de competitividade entre sistemas isolados para 2010 (sist. com menor CNE)



**Figura 5.16** Histograma de CNE para o cenário 2010 (classificado por tipo de sistema)

O aumento do consumo para o Cenário 2010 leva a que se justifique a expansão das pequenas redes, alimentando os aglomerados de consumidores mais importantes em seu redor. Por um lado, os locais mais próximos da rede passam a ter um CNE mais baixo diminuindo cerca de 25%. Por outro lado locais distantes mas com consumos consideráveis passam a ser viáveis, face ao Cenário 1996. Estes resultados levam a concluir que em 2010 seja viável a interligação das pequenas redes de toda a ilha, agregando sistemas Diesel e Eólico/Diesel instalados anteriormente para funcionar isoladamente.

No cenário 2010 surgem mais alguns locais favoráveis à instalação de sistemas híbridos E/D. Repare-se que, os locais indicados para E/D em 1996 passaram a ser indicados como locais ligados à rede em 2010.

Os sistemas eólicos e FV de pequena dimensão também encontraram, neste cenário de 2010, uma diminuição do valor de CNE da ordem dos 30%. Apesar dos sistemas FV não conquistarem novos locais aos sistemas Diesel, verifica-se que uma diminuição do custo destes sistemas em 50% consegue que se mantenham viáveis para alimentar e satisfazer o crescimento do consumo das zonas rurais mais inacessíveis. Por outro lado uma diminuição de 30% nos custos dos sistemas eólicos individuais não é suficiente para garantir o mercado de 1996.

**Figura 5.17** Diagrama de dispersão de CNE

### 5.5.3 Estudo do mercado para as ER

Através da contabilização automática, do número de sistemas e da sua potência para cada uma das regiões onde é competitivo (ver mapas de competitividade), é possível avaliar o mercado para as ER. Baseados nos cenários estudados (Cenário 1996 e Cenário 2010) foi feito um estudo de mercado que apresentaremos a seguida.

Mercado para as ER	FV	Eólico	E/D
Número de consumidores (1996)	19100	4821	5763
Número de consumidores (2010)	24858	1229	3862+5763
Número de sistemas (1996)	3819	964	6
Número de sistemas (2010)	4972	246	18+6
Potência instalada em kW (1996)	494	241	230
Potência instalada em kW (2010)	1776	62	464+230
Energia produzida em MWh/ano (1996)	558	141	168
Energia produzida em MWh/ano (2010)	2178	108	338+168
Investimento total em PTE $\times$ 1000000 (1996)	1160	255	80
Investimento total em PTE $\times$ 1000000 (2010)	3019	135	134+80

Tabela 5.3 Potencial mercado para as energias renováveis

A percentagem de consumidores rurais isolados é cerca de 55% da população total. Destes 55% o número dos que poderão ser alimentados com sistemas de ER é cerca de 34% para 1996 descendo para 20 % em 2010. Ou seja, actualmente seria viável que 20 % da população fosse alimentada com sistemas de ER isolados, prevendo-se para 2010 uma descida para 12%.

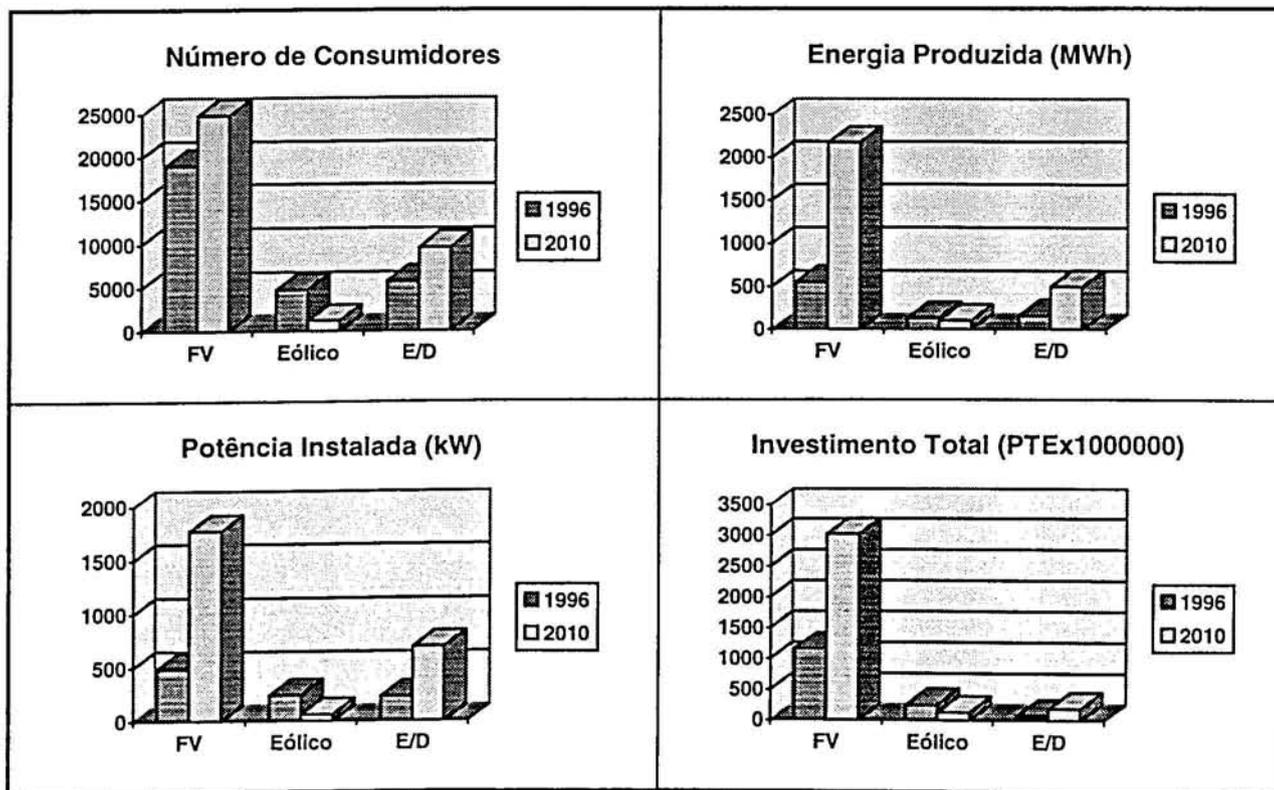


Figura 5.17 Gráficos de mercado para as energias renováveis

A energia produzida corresponde à energia produzida anualmente. Comparando os gráficos, de número de consumidores e energia consumida, podemos observar o acréscimo de consumo por pessoa para 2010.

A potência instalada corresponde à potência total dos sistemas, ou seja, a soma da potência nominal de todos os geradores que constituem o sistema.

O investimento total é a soma dos custos de todos os equipamentos que constituem o sistema. Nestes custos não são incluídos custos de operação manutenção, combustíveis ou taxas de poluição.

Como podemos ver pelos resultados, o mercado é significativo para os sistemas de energia renovável. O destaque vai para os sistemas fotovoltaicos existindo um potencial mercado para 19000 consumidores, este número cresce para 25000 até ao ano 2010.

Os sistemas eólicos individuais têm um potencial mercado de 1000 sistemas para 1996 mas com tendência para descer até aos 246 sistemas para o ano 2010. Esta potencial diminuição do mercado deve-se ao facto de considerarmos que o decréscimo do preço dos sistemas eólicos de 30% ser insuficiente para competir com um decréscimo da ordem dos 50% para os FV.

Para os sistemas E/D também existe um mercado significativo de 80 mil contos para 1996 podendo atingir valores superiores aos 200 mil contos para 2010. Observando os gráficos de potência instalada e de investimento, são perceptíveis diferenças significativas dos custos específicos de cada um deles. No entanto, é necessário ter em conta que os custos de operação manutenção e de combustíveis são importantes para os sistemas híbridos.

A potência por cada sistema FV é dimensionada pela metodologia função da carga e da energia disponível no local. Os valores médios de potência são 130 W pico para 1996 e 350 W pico para 2010. Para os sistemas eólicos individuais é considerado um sistema de 250 W. Nos sistemas E/D os geradores Diesel e eólicos são dimensionados para a carga máxima. Os valores de potência média por sistema para os E/D é bastante baixo pelo que, recomenda-se cuidado na interpretação dos resultados pois estes resultados podem assumir valores por defeito devido aos baixos valores das cargas.

---

Capítulo 6

CONCLUSÃO

---

## 6. CONCLUSÃO

### 6.1 UTILIDADE DA METODOLOGIA

A metodologia do SOLARGIS foi aplicada a seis regiões com características e com problemáticas diferentes. Este facto, permitiu à equipa do SOLARGIS desenvolver um sistema de ajuda nas várias fase de integração de ER tendo em vista os responsáveis por estes planos de integração. Conhecedores das capacidades do SOLARGIS e conscientes da sua utilidade e eficiência, faremos de seguida uma síntese da utilidade e aplicabilidade da metodologia.

#### 6.1.1 Parques eólicos

É da responsabilidade das entidades governamentais, indústria e entidades competentes no sector energético tomar as medidas necessárias para eliminar o cepticismo demonstrado em relação à viabilidade das ER. É a estas entidades que o SOLARGIS pretende dar apoio. Com os resultados deste projecto é possível estudar as melhores soluções e demonstrar que as ER já são a solução para os problemas energéticos de muitas regiões.

##### Apoio a nível governamental

Com esta ferramenta pretende-se dar apoio a nível governamental, ajudando a integrar as energias renováveis nos planos energéticos nacionais ou regionais. Esta metodologia é desenvolvida para ser aplicada a grandes regiões proporcionando um tratamento global do problema. Baseados nas respostas às várias perguntas (“Onde colocar?” “Qual a viabilidade?” “Qual a quantidade de recursos?” “Para que cenário?”), as entidades políticas poderão tomar medidas elaborando programas de incentivo (financeiro, legal ou fiscal). Os resultados também servirão como meio de avaliação de projectos apresentados por empresas de electricidade ou por produtores independentes. Para que seja possível a elaboração da planos energéticos é necessário conhecer o potencial energético da região, sendo a metodologia desenvolvida capaz de desempenhar esta tarefa para energia eólica e solar.

A metodologia é implementada num sistema aberto permitindo a interacção dos seus resultados na análise de outro tipo de problemas como o ambiental e o administrativo. Isto possibilita que sejam avaliadas as *externalidades* [Sil95], aspectos externos ao problemas mas que são por ele influenciados. Exemplos de *externalidades* são os aspectos ambientais, sociais (emprego, nível de vida,...), estruturais (construção de estradas, expansão da rede eléctrica,...), etc.

##### Apoio ao nível das empresas de electricidade

Com esta metodologia poderemos ajudar as empresas de electricidade a elaborar os seus planos directores, tendo em conta a integração da energia eólica no sistema produtor. Os resultados obtidos fornecem à empresa indicações de quais os melhores locais para a instalação do parque e qual o custo da energia produzida para cada local. Os resultados dependem do cenário considerado (localização do PI, potência do parque, nível de tensão da rede, ...). Assim, com a definição de vários cenários, poderemos indirectamente proporcionar indicações para o planeamento da rede (onde instalar uma nova central, qual o nível de tensão a utilizar, ...) de forma a poder encaixar os recursos eólicos disponíveis na região.

### Apoio a produtores independentes

Quando as condições do investimento em parques eólicos são favoráveis, surge uma grande quantidade de investidores que rapidamente tentam encontrar os locais mais viáveis para a instalação dos seus parques eólicos. Esta metodologia constitui a ferramenta ideal, encontrando os melhores locais e avaliando a viabilidade económica do projecto para os vários cenários previstos pelo investidor.

### Apoio a empresas de engenharia e consultoria

Devido à imensidão de alternativas, geográficas e técnicas, os estudos acabam por limitar-se a um conjunto de soluções que muitas vezes não são as melhores, apesar dos esforços dos peritos. Com a metodologia desenvolvida o levantamento de zonas de elevado potencial será bastante mais fácil, possibilitando aos peritos encontrar estas zonas antes de proceder aos estudos no terreno. Os peritos poderão avaliar a viabilidade técnica e económica para uma grande quantidade de cenários, assegurando assim a confiança nos projectos apresentados.

## **6.1.2 Sistemas isolados**

O SOLARGIS pretende ser uma ferramenta de ajuda em que para uma vasta região são apresentados resultados sob a forma de mapas e tabelas em que:

- são encontradas as zonas de viabilidade para cada tecnologia;
- é avaliado os custos de produção de electricidade para cada tecnologia;
- é elaborado um plano energético para a electrificação rural;
- é avaliado e localizado o mercado para cada tecnologia.

Assim, esta ferramenta poderá ser de grande utilidade para a elaboração de planos de integração, sendo útil para várias entidades intervenientes, referidas em seguida.

### Apoio a entidades governamentais

Em zonas em que é inviável a electrificação a partir das redes eléctricas existentes será da responsabilidade das entidades governamentais garantirem a electrificação destes locais. Para tal, devem ser elaborados planos de apoio às energias renováveis através de diversas medidas de incentivos.

A metodologia poderá apoiar estas entidades, apresentando as áreas de viabilidade para a expansão da rede e definindo as áreas de viabilidade para cada um dos sistemas. Com esta ferramenta será possível avaliar os custos de investimento e consequentemente, avaliar a aceitabilidade por parte das populações. Com a ajuda simulações, as entidades estatais têm a possibilidade de alterar os parâmetros no modelo, correspondentes aos incentivos, e observar as alterações nos resultados.

Os planos de integração de energias renováveis deverão ser realizados de acordo com os mapas de viabilidade, podendo estes mapas constituir um plano geográfico para a implementação e fiscalização dos projectos para cada uma das tecnologias.

### Apoio a empresas de electricidade

Na metodologia de sistemas isolados está incluído um módulo para a avaliação da viabilidade económica de expansão da rede eléctrica. Assim, função do cenário admitido, é possível avaliar o investimento e o custo nivelado de electricidade, proporcionando dados para o planeamento de expansão da rede.

### Apoio a fabricantes e comerciantes

Para que os fabricantes invistam em determinadas tecnologias, é necessário que sejam apoiados por estudos que garantam a viabilidade destas tecnologias quantificando o seu mercado. São estudos deste género que pretendemos realizar com esta metodologia, de forma a avaliar o mercado para grandes regiões de estudo.

Por outro lado, os comerciantes necessitam não só de conhecer o mercado para o seu produto, como também de conhecer a localização geográfica e as características dos consumidores que pretendem adquirir estas tecnologias. Através da definição de vários parâmetros para a tecnologia, o fabricante e o comerciante poderão utilizar a metodologia desenvolvida para montar a estratégia de produto e de mercado mais adequada.

### Apoio aos compradores de sistemas isolados

Com os resultados da metodologia é possível divulgar aos potenciais compradores de pequenos sistemas de energias renováveis qual o melhor sistema para o lugar e carga em causa. Obviamente, estas informações deverão ser adquiridas em centro de divulgação de energia renováveis.

## **6.2 ASPECTOS A MELHORAR E IDEIAS PARA O FUTURO**

### **6.2.1 Modelos de prognóstico de vento**

Durante a fase de recolha e tratamento de dados do SOLARGIS, tornou-se claro que existe a necessidade de implementar um modelo de vento numa plataforma de SIG. Devido às características abertas do SIG, um modelo de vento implementado sobre uma plataforma de SIG poderá ser o ponto de partida para grande número de trabalhos. Já foram realizados [Pir94]. alguns trabalhos para a implementação no SIG de modelos de simulação numérica de escoamentos [Cas92]. No entanto, a complexidade dos modelos e a elevada dimensão do problema levanta alguns problemas à implementação dos problemas. Naturalmente, deverão ser realizados estudos aprofundados dos vários modelos de previsão de ventos [Bar88] e da sua adequação à implementação no SIG.

### **6.2.2 Optimização da localização e configuração de parques eólicos**

A técnica usada para que seja considerado o *layout* do parque, descrita no capítulo 2, é eficiente quando sabemos à partida qual o *layout* mais adequado para o parque. Este é o caso de Cabo Verde em que os parques têm poucos aerogeradores e o vento sopra 90% das vezes da mesma direcção. Este modelo deve ser encarado como o primeiro passo para modelos mais sofisticados. Seria interessante se a metodologia descrita integrasse um módulo que optimizasse o *layout* do parque para cada local da grelha de análise. Este módulo de optimização poderá usar modelos de esteira mais sofisticados[Lis77].

### **6.2.3 Considerar incertezas com modelos imprecisos**

A existência de incertezas é um assunto preocupante sendo recomendada a sua consideração na maior parte dos trabalhos consultados [IEA94]. Outro aspecto que nos preocupa é a análise de risco e robustez das soluções propostas, sendo este um aspecto de grande importância para os projectistas [DAN96].

A emergência de novas técnicas de análise de risco baseado em técnicas imprecisas [Mir94] [Sar94] poderá resolver de forma eficiente este tipo de problemas. Tendo em conta a necessidade de incluir o tratamento de incertezas nos nossos modelos, gostaríamos de deixar algumas sugestões para a inclusão de modelos imprecisos.

Na nossa metodologia os modelos imprecisos poderão ser utilizados em três níveis diferentes:

**Nível 1:** Imprecisão nas grelhas de entrada - as grelhas de entradas deverão ser constituídas por multi-camadas representando os diferentes níveis de corte dos dados imprecisos.

**Nível 2:** Utilização de modelos de análise imprecisa - operações tais como filtragem e cálculo deverão obedecer a regras possibilísticas, sendo a entrada de parâmetros feita a partir de restrições com carácter qualitativo.

**Nível 3:** Os resultados devem ser apresentados sob a forma de mapas em que seja visível a imprecisão dos resultados de forma a constatar o nível de robustez e risco das soluções.

#### **6.2.4 Inclusão das metodologias em modelos de planeamento**

Existem actualmente modelos de planeamento de redes eléctricas muito sofisticados em que é considerada a produção dispersa [Pon95]. A grande dificuldade destes modelos está na caracterização destes sistemas distribuídos: “Onde estão?”, “Quanto custam?”, “Quanto produzem?”, “São uma alternativa à rede ou estão ligados à rede?”. Como vimos todas estas perguntas podem ser respondidas pelas metodologias do SOLARGIS, pelo que, seria interessante a sua inclusão nos actuais modelos de planeamento.

Esperamos que este trabalho seja útil à integração das energias renováveis, demonstrando a eficiência das ER para a resolução dos problemas energéticos de muitas regiões. Esperamos também, ter incutido o interesse pela aplicação dos SIG em futuros trabalhos, abrindo os horizontes para tecnologias mais abertas, mais inter-disciplinares e tratando os problemas com maior realismo geográfico.

## REFERÊNCIAS

- [Aro91] Aronoff, Stan, *Geographic Information Systems - A Menagement Perspective*, WDL Publications, 1991, ISBN 0-921804-91-1.
- [Atw98] Atwater M. A., Ball J. T. *A Numerical Radiation Model Based on Standard Meteorological Observations*, *Solar Energy* 21:163, 1978
- [Bar88] Barton S. M., Hunter R. S., *A Practical Comparision of various resource prediction Techniques*, ECWEC, June 1988
- [Ber92] Bernhardsen, T., *Geographic Information Systems - The beneficial use of geographical information technology*, VIAK IT A/S, 1992, ISBN 82-991928-3-8
- [Bro93] Brower M., Tennis M., Denzler E., Kaplan M., *Powering the Midwest: Renewable Electricity for the Economy and the Environment*, A report by the Union Concerned Scientists. 1993
- [Bur86] Burrough P. A., *Principles of Geographical Information Systems for Land Resouces*, Oxford university press, new York, 1986, ISBN 0-19-854563-0
- [Cas92] Castro, F. A., Restivo A., Palma J., *Simulação Dinâmica de Escoamentos em Torno de Perfis de Asa*, III Encontro de Mecânica Computacional, Coimbra, Setembro 1992.
- [DAN94] DANIDA, *Cape Verde Wind Farm (Step 1): Tecnical & Economical Power System Analysis*, RISO, 1994
- [DAN96] DANIDA, *Cape Verde Wind Farm (Step 2): Tecnical & Economical Power System Analysis*, RISO and Elsamprojekt, 1996
- [Dia93] Diabate L., *Determinacion du Raionnement solaire a l'Aide d'Images Satellitaires*, These presentée à Lécole Nationale Superieure des Mines de París. 1993 París.
- [Din93] Diniz A. C., Matos G. C., *Carta de Zonagem Agro- Ecológica de Cabo Verde (Santiago)*, Lisboa, 1993
- [Duf80] Duffie J. A., Beckman, W. A. *Solar Engineering of Termal Processes*, New York: John Wiley & Sons, 1980
- [Duf91] Duffie J. A., Beckman W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*, New York: John Wiley & Sons., 1991
- [Dun86] Dunn, P. D., *Renewable energies: sources, conversion and application*, Peter peregrinus Ltd, 1986, ISBN 0-86341-039-1
- [Erb80] Erbs D. G., *Methods for Estimating the Diffuse Fraction of Hourly, Dayly and Monthly - Average Global Solar Radiation*, M. Sc thesis. Madison, WI: Dept. of Mech. Engineering, University of Winsconsin.

- [Erb82] Erbs D. G., Klein S. A., Duffie J. A., *Estimation of the the Diffuse Fraction of Hourly, Dayly and Monthly - Average Global Radiation*, Solar Energy 28:293.
- [ESR91a] ESRI - Environmental System Research Institute, Inc, *Surface Modeling with TIN - Surface analysis and display*, Outubro 1991.
- [ESR91b] ESRI - Environmental System Research Institute, Inc, *Network Analysis - Modeling Network flow and path calculation*, Outubro 1991.
- [ESR91c] ESRI - Environmental System Research Institute, Inc, *Cell-based Modeling with GRID - Analysis, display and management*, Outubro 1991.
- [ESR91d] ESRI - Environmental System Research Institute, Inc, *Editing Coverages & Tables with ARCEDIT ARC-INFO graphic editor*, Outubro 1991.
- [ESR91e] ESRI - Environmental System Research Institute, Inc, *Managing Tabular Data - Design, construction, and management of feature attribute databases*, Outubro 1991.
- [ESR91f] ESRI - Environmental System Research Institute, Inc, *Data Conversion - Supported data translators*, Outubro 1991.
- [ESR91g] ESRI - Environmental System Research Institute, Inc, *Map projections & Coordinate Management - Concepts and procedures*, Outubro 1991.
- [Fra95] Frandsen S., Tande J. O., Morthorst P. E., Madsen B. T., *Value of Energy From the Wind*, EWEA Special Topic Conference, 1995
- [Fre90] Freris, L. L., *Wind Energy Conversion Systems*, Prentice Hall International, 1990, ISBN 0-13-960527-4.
- [Gra91] Graça, D. L., *The Tipification of Consumption in The Sector Domestic-Urban (Cape-Verdian experience)*, ELAB, Porto, 1991.
- [Gru95] Grussel G., *A model for Calculating the Economy of Wind Power Plants*, EWEA Special Topic Conference, 1995
- [Hay79] Hay J. E., *Calculation of Monthly Mean Solar Radiation for Horizonta and Inclined Surfaces*. Solar Energy, 23:301, 1979
- [Hot76] Hottel H. C., *A simple Model for Estimating the transmittance of Direct Solar Radiation Through Clear Atmospheres*, Solar Energy 18: 129, 1976
- [Hun94] Hunter R., Elliot G., "WIND-DIESEL SYSTEMS" Cambridge, 1994
- [IEA90] IEA (1990). 1. *Power Performance Testing*. Expert group study on recommended practices for wind turbine testing and evaluation. Editors: Frandsen S. and B. M. Petersen.

- [IEA94] Tande O, Hunter R., *Estimation of cost of energy from wind energy conversion systems*. Expert group study on recommended practices for wind turbine testing and evaluation, IEA, 1994
- [Ima92] Imamura M.S., Helm P., Palz W, *Photovoltaic System Technology*, CEC EUR 12913 (1992)
- [INT93] INTERNEL, EDF, *Cape Verde Electricity Master Plan*, 1993
- [Jac75] Jackson, P.S., Hunt J.C.R., *Turbulent Wind Flow Over a Low Hill*, Quart. J. Roy Meteorolo. Soc. 101, 833, 1975
- [Kar92] Karte G. R., *The GIS Book. The Smart Manager's Guide to Purchasing, Implementing and Running a Geographical Information System*, Onword Press, 1992, ISBN 0-934605-73-4
- [Kau92] Kaut W, Blaesser G, Riesch G, Gillett W, Munro D., *Review of Recent Results and Experience from CEC, PV Demonstration and Termie Programmes*, Proc 11<sup>th</sup> EC PV Conf, Montreux 1992.
- [Kle77] Klein S. A., *Calculation of monthly average insolation on tiled susfaces*, Sol. Energy 19(4), 325-329 (1977)
- [Lis77] Lissaman P. B. S., Bates E. R., *Energy Effectiveness of Arrays of Wind Energy Conversion Systems*, Aerovironment Inc. Report Av FR 7058, Pasadena, USA, 1977.
- [Liu60] B. Y. H., Jordan R. C., *The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse, and Total Solar Radiation*, Solar Energy 4:1
- [Mag91] Maguire D. J., Goodcild M. F., Rhind D. W., *Geographical Information System: Principles and Applications*, Volume 1: Principles; Volume 2: Applications, London and New York Longman, 1991, ISBN 0-582-05661-6
- [Mar91] Marescotti, L., *GIS and Planning: a Review of Software and Tools for a Better Environment and Territorial Organization*, European Science Foundation Workshop on European Research in GIS, Janeiro 1991.
- [McV83] McVeigh, J.C. *Sun Power- An Introduction to the Application of Solar Energy*, pergamon Press, 1983.
- [Mir94] Miranda V., *Power System Planning and Fuzzy Sets: ToWards a Comprehensive Model Including All Types Of Uncertainties*, Proceedings of PMAP, Rio de Janeiro, Spتمبر 1994.
- [Mon96] Monteiro C., Miranda V., *Integration of Renewables in Cape Verde*, SOLARGIS: REGIONAL REPORT (July 1996)
- [Mor93] Morterson N., Landberg L. , Troen I., Petersen, E., *Wind Atlas Analysis and application program (WASP)*, Volume 1: getting Started, Volume 2: User's Guide, Riso national Laboratory, Dinamarca, Janeiro 1993.

- [Muh88] Muhammad I., *An Introduction to Solar Radiation*, Academic Press, Canadá, 1988.
- [Pau94] Paul F., Petit C., *Geographic Information Systems for Wind Park Location in the North of France*, Proc. EWEC 94, Tessaloniqui, October 1994.
- [Per84] Persoz H., Santucci G. Lemoine J. C., Sapet P., *La planification des réseaux électriques*, Eyrolles, 1984
- [Pir94] Pires A. N. V., *SIG na Avaliação do Potencial Energético de Energias Renováveis*, FEUP, Abril 1994.
- [Pon95] Ponce de Leão M. T. C. P., *Planeamento de Redes de Distribuição com Produção Independente*, FEUP, Porto, 1995
- [Rab85] Rabl A., *Active solar collector and their applications*, Oxford University Press, 1985, ISBN 0-19-503546-1
- [Rou84] Roux J., Monition M., *Micro hydroelectric power Stations*, John Wiley & Sons, 1984, ISBN 0-471-90255-1
- [Rut88] Rutten B., Haspel B., *GISWA: Geographic Information System Wind Resource: The wind resource map as an aid to wind energy planning* European Community Wind Energy Conference, Proc. (1988)
- [Sar94] J.T.Saraiva, V. Miranda, L.M.V.G.Pinto, *Impact on some planning decision from a fuzzy modelling of power systems*, PICA May 93, in IEEE Trans. On Power Systems, May 1994.
- [SGT95] SGTE, *Plan for Electricity and Water Production in Praia*, 1995
- [She78] Sherman C., *A mass-consistent model for wind fields in complex terrain*, J. Appl. Meteor, 17, 312.
- [Sil95] Silva N. R., *Energias Renováveis: Contabilizar Externalidades*, PARTEX, Nov 1995
- [SOL95a] SOLARGIS, *Integration of Renewable Energies for Decentralised Electricity Production in Regions of EEC and Developing Countries*, First Progress Report (November 1994)
- [SOL95b] SOLARGIS, *Integration of Renewable Energies for Decentralised Electricity Production in Regions of EEC and Developing Countries*, Second Progress Report (July 1995)
- [SOL95c] SOLARGIS, *Integration of Renewable Energies for Decentralised Electricity Production in Regions of EEC and Developing Countries*, Third Progress Report (November 1995)
- [SOL95d] SOLARGIS, *Integration of Renewable Energies for Decentralised Electricity Production in Regions of EEC and Developing Countries*, Final Progress Report (July 1996)

- [SOL96] SOLARGIS, *Guidelines for the Elaboration of Regional Integration Plans for Decentralised Electricity Production with Renewable Energies*, The SOLARGIS HANDBOOK (July 1996)
- [Sou92] Southby, L. *Spatial Statistical Analysis; Vector versus Raster*, *The First regional Conference on GIS Research in Victoria and Tasmania*, Ballarat Univerty College, September 1992
- [TER95] TERMIE, *Photovoltaic Technologies and their Future Potential*, Termie Program Action CECDG XVII, 1995
- [Tro89] Troen I., Petersen E. L., *European Wind Atlas* Risø National Laboratory, Brussels, 1989, ISBN 87-550-1482-8

---

---

ANEXO

---

---



## The SOLARGIS Team

*Integration of Renewable Energies  
for Decentralized Electricity Production  
in Regions of UE and Developing Countries*

PARTNERS	CONTACT	ADDRESS	TEL/FAX	INTERNET
 Centre d'Energétique Armines	F. Neirac M. Vandenberg	BP n° 207 F-09905 Sofia Antipolis Cedex France	tel +33-93957408 tel +33-93957480 Fax +33-93957535	neirac@cenerg.cma.fr mvdb@cenerg.cma.fr www-cenerg.cma.fr
 Conphoebus	C. Andolina	Passo Martino, Zona Industriale Casella Postale I- 95030 Piano d'Arce (Catania) - Italy	tel +39-957489223 Fax +39-95291246	andolina.conphoebus@inet.it
 IER - CIEMAT	F. Martin	Avda Computense, 22 Edificio 42 28040 Madrid - Spain	tel +3413466041 fax +3413466037	arcinfo@princesa.ciemat.es
 Centre for Renewable Energy Sources (CRES)	G. Glinou	19 km - Marathon Avenue GR - 19009 Pikermi Greece	tel +30-(0)16039900 fax +30-(0)16039904	glinou@cresdb.cress.ariadne-t.gr
 INESC	V. Miranda C. Monteiro	Largo Mompilher, 22 4000 Porto Portugal	tel +35-122094230 fax +35-122094000	vmiranda@inescn.pt cdm@bart.inescn.pt www.inescn.pt
 Rutherford Appleton Laboratory (RAL)	J. Halliday F. Mahmoud	Chilton Didcot Oxfordshire OX11 0QX - United Kingdom	tel +44-1235445559 fax +44-1235446863	j.a.halliday@rutherford.ac.uk mf4@rutherford.ac.uk
 National Micro-electronics Research Center (NMRC)	M. Rudden	University College Lee Maltings - Prospect Row Crok - Ireland	tel +35-321276871 fax +35-321270271	mrudden@nmrc.ucc.ie



## WWW sites

<http://www.inescn.pt/~lproenca/solargis/solargis.html>

<http://www-cenerg.cma.fr/~st/solargis>

