



UNIVERSIDADE DE ÉVORA
ESCOLA DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

Mestrado em Energia e Ambiente

Dissertação

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Lourenço Goma

Orientadores:

Prof.^a Doutora Isabel Malico (U.E.)

Doutor Frank Wagner (C.G.E. e U.E.)

Évora, Dezembro de 2011

Mestrado em Energia e Ambiente

Dissertação

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Lourenço Goma

Orientadores:

Prof.^a Doutora Isabel Malico
Universidade de Évora

Doutor Frank Wagner
Centro de Geofísica de Évora
Universidade de Évora

Índice

ÍNDICE DE FIGURAS	II
ÍNDICE DE TABELAS	III
LISTA DE SÍMBOLOS	IV
AGRADECIMENTOS	VI
RESUMO.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objectivos	7
1.2. Estrutura da Dissertação	9
2. FUNDAMENTOS DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	10
2.1. O Recurso Solar.....	10
2.1.1. Declinação Solar.....	10
2.1.2. Ângulo de Pôr-do-sol.....	11
2.1.3. Radiação Solar Extraterrestre.....	11
2.1.4. Índice de Claridade	12
2.2. Componentes de um Sistema Fotovoltaico Isolado.....	13
3. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS.....	16
3.1. Métodos Intuitivos	16
3.2. Métodos Numéricos.....	19
3.3. Métodos Analíticos	20
3.4. Métodos Implementados	20
3.4.1. Método da Probabilidade de Perda de Carga.....	21
3.4.2. Método Analítico para o Cálculo de <i>LLP</i>	24
3.5. Cálculo da Irradiação Incidente num Plano Inclinado	25
3.5.1. Componente Directa e Difusa da Irradiação Diária	27
3.5.2. Factor Geométrico	28
3.6. Cálculo da Capacidade dos Painéis Fotovoltaicos	30
3.7. Validação do Método Implementado	33
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	37
4.1. Caso de Estudo.....	38
4.2. Curvas de <i>LLP</i> com Diferentes Valores de β	42
4.3. Comparação das Curvas <i>LLP</i> de Évora com as de Málaga.....	44
4.4. Comparação das Curvas <i>LLP</i> de Évora com as de Salamanca.....	47
4.5. Comparação dos Resultados do Método da Probabilidade de Perda de Carga com os Resultados dum Método Intuitivo.....	49
4.6. Parâmetros f e u Obtidos Através das Curvas <i>LLP</i>	52
4.7. Influência de Alguns Parâmetros no Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.....	55
4.7.1. Irradiação Difusa na Superfície Horizontal	55
4.7.2. Irradiação Solar no Plano dos Painéis Fotovoltaicos	58
5. CONCLUSÕES	61
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	65

Índice de Figuras

Figura 1: Capacidade instalada de energia fotovoltaica em Portugal (DGEG, 2011)	4
Figura 2: Esquema de um sistema fotovoltaico isolado	13
Figura 3: Desenvolvimento de um painel fotovoltaico (RETScreen International, 2001)	14
Figura 4: Curvas de LLP para Málaga obtidos através do método implementado e o modelo de Sidrac-de-Cardona e López (1998). $LLP = 0,01$, $\beta = 60^\circ$	35
Figura 5: Curvas de LLP para Málaga obtidos através do método implementado e o modelo de Sidrac-de-Cardona e López (1998). $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$	35
Figura 6: Curvas de LLP para Málaga obtidos através do método implementado e o modelo de Sidrac-de-Cardona e López (1998). $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$	36
Figura 7: Irradiação diária incidente na superfície horizontal na região de Évora entre.....	39
Figura 8: Curvas de LLP para região de Évora, com $\beta = 53,6^\circ$	41
Figura 9: Curvas de LLP para Évora. $LLP = 0,01$, $\beta = 30^\circ$ e $\beta = 60^\circ$	43
Figura 10: Curvas de LLP para Évora. $LLP = 0,05$, $\beta = 30^\circ$ e $\beta = 60^\circ$	43
Figura 11: Curvas de LLP para Évora versus Málaga. $LLP = 0,01$, $\beta = 60^\circ$	45
Figura 12: Curvas de LLP para Évora versus Málaga. $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$	45
Figura 13: Curvas de LLP para Évora versus Málaga. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$	46
Figura 14: Curvas de LLP para Évora versus Salamanca. $LLP = 0,01$, $\beta = 60^\circ$	47
Figura 15: Curvas de LLP para Évora versus Salamanca. $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$	48
Figura 16: Curvas de LLP para Évora versus Salamanca. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$	48
Figura 17: Curvas de LLP para Évora obtidas através do uso de três modelos diferentes da irradiação difusa. $LLP = 0,01$, $\beta = 60^\circ$	56
Figura 18: Curvas de LLP para Évora obtidas através do uso de três modelos diferentes da irradiação difusa. $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$	56
Figura 19: Curvas de LLP para Évora obtidas através do uso de três modelos diferentes da irradiação difusa. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$	57
Figura 20: Curvas de LLP para Évora obtidos através do uso de três modelos diferentes da irradiação incidente no plano inclinado. $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$	59
Figura 21: Curvas de LLP para Évora obtidos através do uso de três modelos diferentes da irradiação incidente no plano inclinado. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$	59

Índice de Tabelas

Tabela 1: Coeficientes λ_k estimados para os valores de LLP considerados (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)	31
Tabela 2: Coeficientes $\alpha_{i,j}$ estimados para $LLP = 0,01$ (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)	32
Tabela 3: Coeficientes $\alpha_{i,j}$ estimados para $LLP = 0,05$ (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)	32
Tabela 4: Coeficientes $\alpha_{i,j}$ estimados para $LLP = 0,1$ (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)	32
Tabela 5: Irradiação incidente na superfície horizontal, valores kWh/m ² (Tullot, 1984)	33
Tabela 6: Comparação dos resultados do presente estudo com o modelo de Sidrach-de-Cardona e López (1998)	34
Tabela 7: Valores obtidos para as médias mensais da irradiação extraterrestre, \bar{H}_0 , difusa, \bar{H}_d , directa, \bar{H}_b , índice de claridade, \bar{K}_T , irradiação na superfície horizontal, \bar{H} , e irradiação no plano inclinado, \bar{H}_i para a região de Évora entre 2000 e 2006.	40
Tabela 8: Comparação dos resultados do presente estudo com os do DIMEN.PV	50
Tabela 9: Parâmetros f e u das curvas LLP para $\beta = 53,6^\circ$	52
Tabela 10: Parâmetros f e u das curvas LLP para $\beta = 60^\circ$	52
Tabela 11: Parâmetros f e u das curvas LLP para $\beta = 30^\circ$	53
Tabela 12: Área dos painéis fotovoltaicos obtido através do método analítico de LLP	54

Lista de Símbolos

Símbolo	Unidades
A_{pv} Área dos painéis fotovoltaicos	m^2
C_A Capacidade dos painéis fotovoltaicos	
C_B Capacidade da bateria	dia
C_u Capacidade útil da bateria	kWh
d Dia juliano	
$F_{i,j}$ Coeficiente de segurança	
f Parâmetro que dependem do LLP e da localidade	
G_{sc} Constante solar	W/m^2
H Irradiação solar diária incidente na superfície horizontal	$kWh/m^2/dia$
H_b Irradiação directa diária na superfície horizontal	$kWh/m^2/dia$
H_{bt} Irradiação directa diária no plano inclinado	$kWh/m^2/dia$
H_d Irradiação directa diária na superfície horizontal	$kWh/m^2/dia$
H_t Irradiação diária incidente no plano do painel fotovoltaico	$kWh/m^2/dia$
\bar{H}_t Média diária da irradiação incidente no plano do painel FV	$kWh/m^2/dia$
$H_{t,min}$ Valor mínimo da média diária da irradiação incidente no plano do painel FV	$kWh/m^2/dia$
H_0 Irradiação solar extraterrestre diária	$kWh/m^2/dia$
I_i Grupos de intervalos referente a média anual da radiação solar incidente num plano inclinado	
K_T Índice de claridade	

Símbolo	Unidades
$K_{t,\min}$ Valor mínimo do índice de claridade	
L Média diária da energia consumida pela carga	kWh
LLP Loss of Load Probability	
n Número de dias de autonomia	
R_b Factor geométrico	
u Parâmetro que dependem do LLP e da localidade	
$V\left(\bar{H}_t\right)$ Variabilidade da média da irradiação diária	
$\alpha_{i,j}$ Parâmetro estimado para determinado valore de LLP	
β Inclinação do painel fotovoltaico	°
γ Ângulo de azimute	°
δ Declinação solar	°
η_{pv} Rendimento do painel fotovoltaico	
θ Ângulo de incidência da irradiação directa no painel	°
θ_z Ângulo de zénite	°
λ_k Parâmetro estimado para determinado valore de LLP	
ρ Albedo do solo	
ψ Latitude do local	°
ω Ângulo horário	°
ω_s Ângulo do pôr-do-sol	°
ω'_s Ângulo do pôr-do-sol para uma superfície inclinada	°

Agradecimentos

Não posso deixar de reconhecer o valioso contributo de várias pessoas para este trabalho. O primeiro agradecimento vai para a professora Isabel Malico, da Universidade de Évora, e ao Doutor Frank Wagner, do Centro de Geofísica de Évora, pela orientação desta dissertação, pela disponibilidade, interesse, compreensão e infinita paciência com que o acompanharam.

Obrigado também aos meus amigos, Lídia e Kleber, pela hospitalidade que me foi oferecido em Évora; aos meus pais, Regina e Zacarias, a quem eu devo o melhor que existe em mim; e, claro, a Cláudia, que me tem dado tanto carinho, ajudando-me a manter o equilíbrio neste processo de crescimento.

Resumo

Os objectivos deste estudo consistem em implementar métodos que envolvem o conceito de *Loss of Load Probability (LLP)* no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e avaliar a influência de alguns parâmetros, como o cálculo da radiação difusa e o cálculo da radiação incidente num plano inclinado, no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.

Considerou-se um modelo de simulação numérica, usando como dados de entrada a radiação solar incidente na superfície horizontal para estimar a do plano inclinado. Predefiniu-se o *LLP* e a capacidade da bateria de maneira a obter a capacidade dos painéis fotovoltaicos.

Validou-se o método, comparando os seus resultados com os dos modelos de outros autores, verificando-se uma óptima coerência entre os resultados. Isto permite que os resultados sejam utilizados no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados.

Obtiveram-se curvas e expressões analíticas de *LLP* para a região de Évora, que permitem dimensionar um sistema fotovoltaico localizado em Évora duma forma simples e rápida.

Palavras-chaves: Sistemas fotovoltaicos isolados; Dimensionamento fotovoltaico; Radiação solar

Sizing Stand-alone Photovoltaic Systems

Abstract

The purposes of this thesis are to implement methods that involves Loss of Load Probability (*LLP*) concept and to analyse the influence of some parameters, as diffuse radiation and radiation on the tilted surface, on sizing stand-alone photovoltaic systems.

It was considered a numerical model, using as input the solar radiation data on horizontal surface to estimate the solar radiation on tilted surface. The *LLP* and the battery capacity were predefined in manner to obtain the array capacity.

The model was validated comparing the results obtained by the method with the results calculated with models of others authors, presenting good agreement between the results. This enables to use the results on the sizing of stand-alone photovoltaic systems.

It was obtained curves and analytic expressions of *LLP* for Évora, that enable sizing stand-alone photovoltaic systems located in Évora in easy and fast way.

Keywords: Stand-alone photovoltaic systems; Photovoltaic sizing; Solar radiation.

1. Introdução

A energia possui um papel fundamental no desenvolvimento dos países e a evolução do mundo está, cada vez mais, dependente dela. No entanto, o crescente consumo de energia implica um aumento da produção da mesma, o que na realidade actual já começa a ser um grande problema devido à dependência da produção de energia a partir de combustíveis fósseis, principalmente o petróleo. Para além desta dependência, ainda se registam, entre outros, dois importantes problemas: por um lado, a poluição ambiental causada pela conversão de energia, por outro lado o problema da escassez dos combustíveis fósseis. Da procura de alternativas a essas fontes surgem as energias renováveis, limpas e inesgotáveis, como solução com grande potencial.

Com base nessa problemática, Portugal, tal como outros países, traça e procura cumprir metas para a produção de energia por meio de fontes de energia renováveis (FER).

Portugal é um país com escassez de fontes de energia fóssil. Esta situação conduz o país a uma elevada dependência energética do exterior. O cenário energético actual de Portugal é caracterizado por uma forte dependência externa, com uma procura energética com taxas de crescimento significativamente superiores às do crescimento do PIB, e com um sistema energético fortemente dependente de fontes primárias de origem fóssil nomeadamente o petróleo, o gás natural e o carvão (DGEG, 2011).

Empenhado na redução da forte dependência externa, essencialmente de combustíveis fósseis, em aumentar a eficiência energética e reduzir as

emissões de CO₂, no aumento da qualidade do serviço e em incentivar a concorrência através da adopção de um modelo de organização das empresas com capitais públicos do sector energético, Portugal definiu as grandes linhas estratégicas para o sector da energia, estabelecendo a Estratégia Nacional para a Energia com horizonte de 2020 (ENE 2020), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 29/2010, de 15 de Abril de 2010, que substitui a anterior Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro (Diário da República, 2010).

Portugal assumiu para 2020, no quadro dos seus compromissos europeus, uma meta de consumo de energia final de 31% a partir de fontes renováveis (Directiva 2009/28/CE). O aproveitamento das energias renováveis tem já alguma expressão em Portugal, apresentando uma potência instalada de 10299 MW para a produção de energia eléctrica no final de Outubro de 2011 (DGEG, 2011). Até Junho de 2010, as fontes de energia renováveis representavam mais de 40% da electricidade produzida em Portugal e satisfaziam cerca de 20% do consumo final de energia (PNAER, 2010).

Os investimentos em energias renováveis nos últimos anos fizeram de Portugal uma referência mundial neste domínio. Ainda recentemente o conceituado jornal *The New York Times* (Rosenthal, 2010) dedicou um artigo ao que Portugal está a fazer no domínio das energias renováveis, e até, apresenta Portugal como exemplo aos Estados Unidos da América (EUA) nas renováveis.

A energia solar assume um particular relevo no âmbito das energias renováveis. É uma tecnologia com um potencial teoricamente infinito, visto

que a Terra recebe, a cada hora, do Sol uma quantidade de energia superior à produzida anualmente em todo o mundo. O aproveitamento eficaz deste recurso é uma das soluções para os problemas referidos anteriormente.

A energia solar é convertida directamente em energia eléctrica através dos sistemas fotovoltaicos (FV).

Os sistemas FV podem ser classificados em três categorias distintas: os sistemas fotovoltaicos isolados, que estão desconectados da rede eléctrica e geralmente são implementados em regiões distantes da rede eléctrica; os sistemas híbridos, que são uma combinação de sistemas fotovoltaicos com outros sistemas de energias, renováveis ou não, que asseguram a carga das baterias na ausência do Sol; e os sistemas ligados à rede eléctrica, que são conectados à rede eléctrica.

São vários os instrumentos de política que foram sendo adoptados para a promoção e apoio à energia solar fotovoltaica em Portugal. Tendo como pano de fundo o compromisso português na Directiva 2009/28/EC de atingir 31% do consumo de energia final a partir de fontes renováveis, a Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 29/2010, de 15 de Abril de 2010, veio estabelecer como meta para 2020 atingir uma potência instalada de 1500 MWp em energia solar.

Após as fortes apostas na energia hídrica e eólica, será dado especial ênfase, nesta década, ao desenvolvimento nas tecnologias baseadas no aproveitamento da energia solar, quer nas aplicações de grande escala quer na aposta nos sistemas de míni e micro produção e sistemas para aquecimento de água sanitárias (PNAER, 2010).

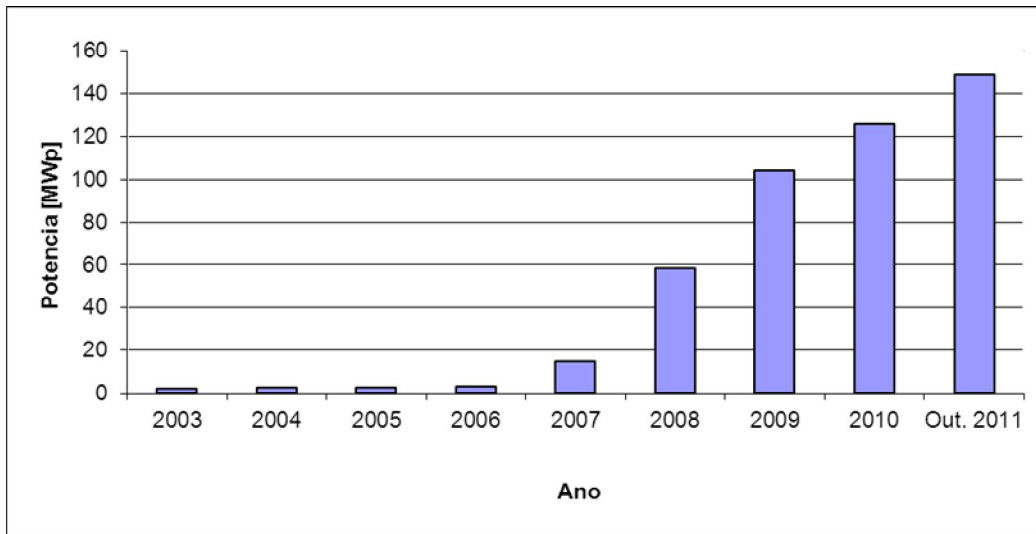


Figura 1: Capacidade instalada de energia fotovoltaica em Portugal (DGEG, 2011)

Através da figura 1 pode constatar-se que, até 2003, apenas uma potência de 2,1 MWp havia sido instalada em Portugal, e que o mercado tem crescido de forma progressiva, atingindo cerca de 150 MWp no final de Outubro de 2011 (DGEG, 2011).

Os sistemas ligados à rede estavam ainda em minoria em relação aos sistemas isolados até 2006, situação invertida em 2007 com a ligação à rede eléctrica da central de Serpa (11 MWp) e a entrada em funcionamento das centrais de Moura, em Março de 2008, com uma capacidade instalada de 46,41 MW e de Ferreira do Alentejo (10 MWp) em Setembro de 2009.

Apesar de, em Portugal, a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos instalados estar ligado à rede eléctrica, a necessidade de se produzir energia eléctrica mais barata possível e que satisfaça as necessidades em zonas remotas demonstra o interesse que os sistemas fotovoltaicos isolados têm. Adicionalmente, nalguns Países os sistemas isolados representam uma percentagem significativa, por exemplo nos EUA os sistemas isolados

representavam 10% do mercado em 2009 (EPIA, 2011). Este facto justifica a importância do objecto central desta dissertação: os sistemas fotovoltaicos isolados.

Para obter a máxima rentabilidade e o menor custo de um sistema fotovoltaico isolado é necessário dimensioná-lo correctamente. Os métodos de dimensionamento podem ser divididos em três principais grupos: os métodos intuitivos, que constituem a forma mais simples de dimensionar sistemas fotovoltaicos, baseiam-se apenas em estimativas e apresentam resultados bastante aproximados; os métodos numéricos, que consistem em realizar simulações sucessivas do comportamento do sistema durante um longo período de tempo; e, os métodos analíticos, que procuram descrever a relação operacional entre as variáveis consideradas no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados. Ainda é possível encontrar-se na literatura um grupo alternativo, os métodos que baseados em inteligência artificial, que aplicam as técnicas das redes neuronais.

Efectuaram-se, nos últimos 30 anos, vários estudos com o objectivo de desenvolver métodos de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados. Siegel et al. (1981) desenvolveram um trabalho que estima a média mensal da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, o excesso de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e a capacidade de armazenamento das baterias. Evans (1981) também descreveu um método que estima a média mensal da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos. Clark et al. (1984) desenvolveram um modelo que estima o rendimento dos sistemas fotovoltaicos isolados através da função de *utilisability*. Goma (2007)

desenvolveu um programa de cálculo para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, que dimensiona os sistemas fotovoltaicos isolados através do critério do pior mês. Todos estes trabalhos envolvem métodos intuitivos.

Existem outros trabalhos que envolvem métodos analíticos, que são métodos de simples aplicação, mas apenas válidos para determinadas regiões. Cita-se como exemplo os trabalhos de Barra et al. (1984), Bartoli et al. (1984), Bucciarelli (1984), Klein e Beckman (1987) e Egido e Lorenzo (1992), que dimensionam os sistemas fotovoltaicos aplicando o conceito da probabilidade de perda de carga, em inglês *LLP, Loss of Load Probability*, definido como a razão entre o déficit de energia e a procura de energia, ambos referidos à carga.

Ainda se pode encontrar na literatura trabalhos como de Bucciarelli (1986), Groumpos e Papageorgiou (1987), Graham et al. (1988), Chapman (1989, 1990), Abouzahr e Ramakumar (1991), Sidrach-de-Cardona e López (1998) e Joyce et al. (2001), que dimensionam os sistemas fotovoltaicos isolados através de métodos numéricos. Métodos que apresentam bons resultados, mas que precisam de dados de radiação obtidos durante um longo período de tempo.

Também existem na literatura trabalhos que envolvem os métodos baseados em inteligência artificial. Apresenta-se como exemplo os trabalhos de Mellit e Benghaneim (2007), Hontoria et al. (2003, 2005) e Mellit et al. (2005, 2008), que têm como base a aplicação das redes neurais no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados.

No capítulo 3 serão apresentados de uma forma mais detalhada os vários tipos de métodos de dimensionamento, incluindo as suas vantagens e limitações.

Da análise da literatura, verifica-se que não existem aplicação de métodos de dimensionamento que envolvem o conceito de *LLP* em Portugal, nomeadamente para a região de Évora. Essa lacuna foi uma das motivações para a elaboração dessa dissertação.

1.1. Objectivos

Os objectivos concretos deste estudo são, antes de mais, implementar métodos que envolvem o conceito de *Loss of Load Probability (LLP)* no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, comparar os métodos implementados com os métodos intuitivos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e avaliar a influência de alguns parâmetros no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Para a concretização desses objectivos foram definidas as seguintes tarefas:

- i. Obtenção da informação sobre a radiação solar do local onde o sistema foi dimensionado;
- ii. Consideração de um caso de estudo típico de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados;
- iii. Preparação das séries de dados da radiação global na superfície horizontal;

- iv. Determinação das componentes directa e difusa da radiação diária incidente sobre uma superfície horizontal;
- v. Determinação da radiação solar diária incidente sobre um plano inclinado, a partir da radiação incidente sobre um plano horizontal;
- vi. Simulação do comportamento do sistema fotovoltaico, no sentido de quantificar o *Loss of Load Probability* correspondente aos valores dos pares da capacidade da bateria e da capacidade dos painéis fotovoltaicos;
- vii. Comparação dos resultados do método com os resultados dos modelos de outros autores, de maneira a validar o programa de simulação;
- viii. Aplicação do modelo para a região de Évora;
- ix. Estudo da influência de parâmetros do sistema no seu dimensionamento (ângulo dos painéis fotovoltaicos e localização do sistema fotovoltaico);
- x. Comparação dos resultados do método com os resultados dum método intuitivo;
- xi. Obtenção de expressões analíticas de *LLP* para a região de Évora;
- xii. Avaliação da influência da escolha dos modelos de cálculo da radiação difusa e da radiação incidente sobre um plano inclinado no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

1.2. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em 6 capítulos.

O capítulo 2, Fundamentos da Energia Solar Fotovoltaica, descreve as relações geométricas entre o Sol e a Terra, as características da radiação solar extraterrestre, o índice de claridade e os elementos constituintes de um sistema fotovoltaico isolado. Com este capítulo, não se pretende fazer uma apresentação exaustiva do que são e como funcionam os sistemas fotovoltaicos isolados, mas apenas apresentar uma série de conceitos e fórmulas necessárias no decorrer do trabalho.

O capítulo 3, Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados, aborda o estudo dos métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados (métodos intuitivos, numéricos e analíticos), o método da probabilidade de perda de carga, o método analítico para o cálculo de *LLP* e termina com a validação do método implementado.

O capítulo 4, Resultados e Discussão, inicia-se com a apresentação do caso de estudo, seguem-se as comparações entre resultados obtidos com os métodos implementados, por fim, indica-se a análise da influência de alguns parâmetros no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.

Finalmente, o capítulo 5, Conclusão, faz uma súmula do que se fez neste estudo.

2. Fundamentos da Energia Solar Fotovoltaica

2.1. O Recurso Solar

Para se estudar a radiação solar é necessário determinar, com precisão, a posição do Sol no céu para uma determinada localidade, que depende do dia e da hora.

A energia solar, que é irradiada pelo Sol, é gerada por reacções nucleares que se produzem no seu interior.

A intensidade da radiação solar que atinge uma determinada superfície não é constante; é menor no Inverno e maior no Verão (no Hemisfério Norte), não está disponível durante a noite e é afectada pela presença de nuvens, aerossóis e gases que constituem a atmosfera.

As relações geométricas entre um plano (fixo ou em movimento) em relação a Terra e a radiação solar incidente podem ser descritas, segundo Bendford e Bock (1939), em função da latitude (ψ), declinação solar (δ) e angulo de pôr-do-sol (ω_s).

2.1.1. Declinação Solar

A declinação solar é o ângulo formado entre a direcção da radiação e o plano do Equador.

A declinação solar pode ser calculada através da equação de Cooper (1969), dada em graus:

$$\delta = 23,45^\circ \text{sen} \left(2\pi \frac{284+d}{365} \right) \quad (1)$$

em que d é o dia juliano (i.e., $d=1$ para 1 de Janeiro, $d=32$ para 1 de Fevereiro, etc.).

A declinação varia entre $-23,45^\circ$, no solstício de Inverno (21 de Dezembro) e $+23,45^\circ$ no solstício de Verão (21 de Junho).

2.1.2. Ângulo de Pôr-do-sol

O ângulo de pôr-do-sol, ω_s , é o ângulo da hora solar que corresponde ao do pôr-do-sol, e é dado pela seguinte equação:

$$\cos \omega_s = -\tan \psi \tan \delta \quad (2)$$

A latitude geográfica do local é medida a partir do Equador, sendo que as latitudes a Norte do Equador são positivas e a Sul do Equador são negativas.

2.1.3. Radiação Solar Extraterrestre

A radiação solar extraterrestre, H_0 , é a radiação medida acima da atmosfera terrestre. Esta radiação não é influenciada pelas nuvens, aerossóis e gases existentes na atmosfera pelo que facilmente se pode calcular o seu valor ao longo do ano (Mella, 1994).

A irradiação solar extraterrestre diária pode ser calculada através da seguinte equação, dada em kWh/m²/dia:

$$H_0 = \frac{24 \times 10^{-3} G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \left(2\pi \frac{d}{365} \right) \right) (\cos \psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \sin \delta) \quad (3)$$

em que G_{sc} é a constante solar igual a 1367 W/m² (Iqbal, 1983).

2.1.4. Índice de Claridade

Antes de alcançar a superfície da Terra, a radiação proveniente do Sol é atenuada pela atmosfera. A razão entre a irradiação solar incidente na superfície da Terra e a irradiação extraterrestre é denominada por índice de claridade. Assim, o índice de claridade, K_T , é definido como:

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (4)$$

em que H a irradiação solar diária incidente numa superfície horizontal e H_0 é a irradiação extraterrestre diária sobre uma superfície horizontal.

2.2. Componentes de um Sistema Fotovoltaico Isolado

Um sistema FV isolado é constituído por cinco componentes principais: o gerador ou painel fotovoltaico, o regulador ou controlador de carga, a bateria, o inversor ou ondulador e a carga eléctrica. A figura 2 representa esquematicamente os constituintes de um sistema fotovoltaico isolado.

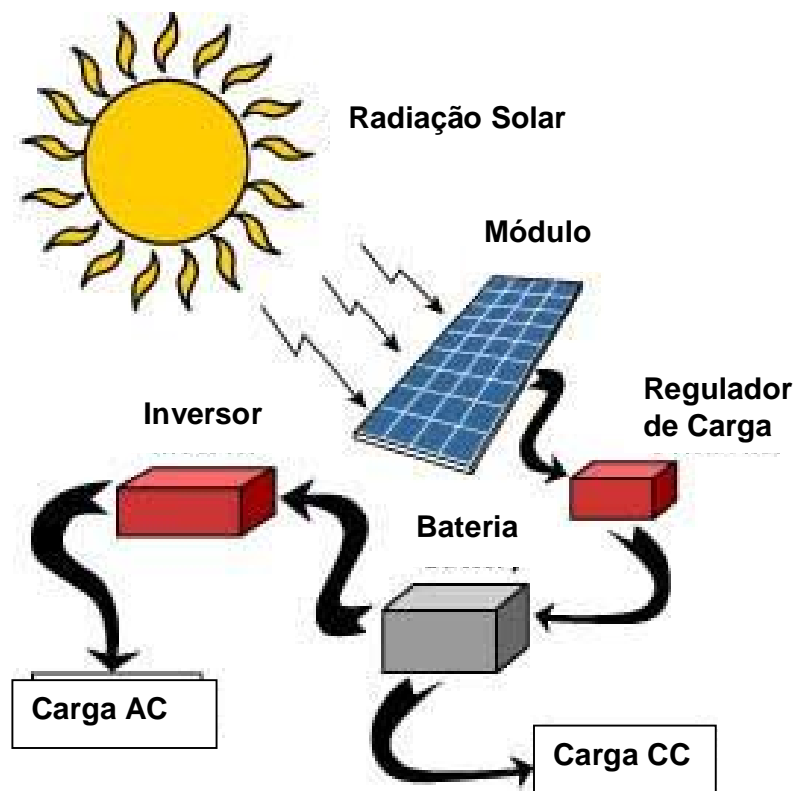


Figura 2: Esquema de um sistema fotovoltaico isolado

Painéis fotovoltaicos

Um painel fotovoltaico permite converter directamente a energia solar incidente na sua superfície em energia eléctrica.

As células fotovoltaicas podem ser ligadas em série, constituindo um módulo que exhibe normalmente aos seus terminais uma tensão eléctrica contínua de 12 V. Vários destes módulos são ligados em série/paralelo de modo a aumentar a potência do conjunto, constituindo o chamado painel fotovoltaico, como mostra a figura 3.

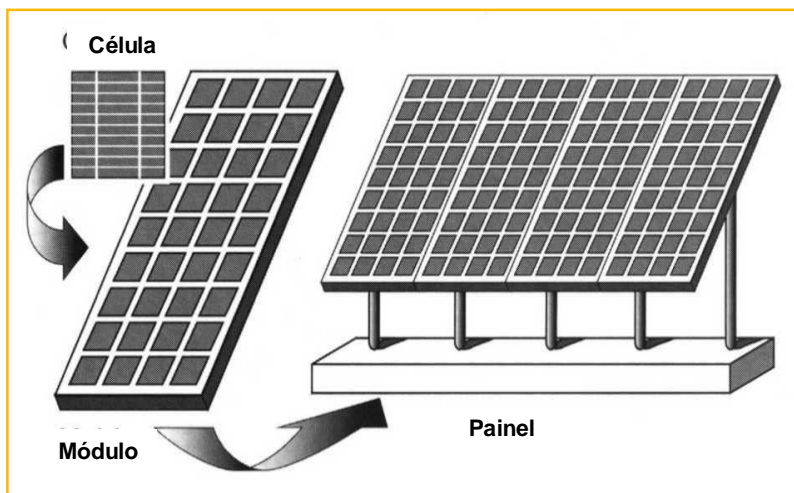


Figura 3: Desenvolvimento de um painel fotovoltaico (RETScreen International, 2001)

Bateria

A bateria é um elemento de extrema importância para um sistema fotovoltaico isolado, sendo responsável pelo armazenamento da energia que se produz durante as horas de luminosidade a fim de poder utilizar-se à noite ou em dias de céu nublado.

Regulador de Carga

O regulador ou controlador de carga é colocado nos sistemas fotovoltaicos para proteger a bateria contra cargas e descargas excessivas, aumentando, assim, a vida útil do acumulador.

Controlam a carga da bateria pela análise da tensão da mesma e interrompem o fornecimento às cargas externas quando é atingida a profundidade máxima de descarga do acumulador. Também suspendem o abastecimento da carga à bateria quando esta alcançar a carga máxima.

Inversor

O inversor ou ondulador transforma a corrente contínua (CC) fornecida pelo conjunto painéis-bateria em corrente alternada (CA) e é necessário se houver cargas alimentadas em corrente alternada (CA).

3. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados

O funcionamento de um sistema FV isolado depende, entre outros factores, da energia fornecida pelos painéis, da energia armazenada pela bateria e da energia consumida ou requerida pela carga. Para minimizar os custos e cumprir os requisitos mínimos de fornecimento de energia é necessário calcular a dimensão do sistema, isto é, determinar a área dos painéis fotovoltaicos e a capacidade nominal da bateria, através de um método de dimensionamento. Existem vários métodos para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados e a escolha de um ou outro irá depender dos dados inicialmente disponíveis. De um modo geral, os métodos de dimensionamento podem ser classificados em intuitivos numéricos e analíticos. Ainda é possível encontrar-se na literatura os métodos baseados em inteligência artificial. Nas secções seguintes serão descritos os métodos intuitivos, numéricos e analíticos. Os métodos de inteligência artificial não serão descritos pelo facto de não serem analisados neste trabalho.

3.1. Métodos Intuitivos

Estes métodos constituem a forma mais simples de dimensionar sistemas fotovoltaicos.

Em geral, partem de valores médios de irradiação e de consumo, podendo utilizar médias anuais ou mensais, dependendo do caso e do utilizador.

Existem dois critérios utilizados nos métodos intuitivos, o critério da média anual e o do pior mês. A seguir descrevem-se os dois critérios.

No critério da média anual determina-se o número dos painéis fotovoltaicos igualando a energia colectada pelos módulos ao longo de um ano à energia consumida pela carga no mesmo período. Para reduzir os períodos em que o sistema produz menos energia do que a necessária para o consumo, aplica-se um determinado coeficiente de segurança ao cálculo.

A dimensão da bateria é determinado entrando em consideração o consumo e o tempo em que o sistema não pode produzir energia. Estimando-se, para cada região, o número médio de dias consecutivos com baixos valores de irradiação diária, encontra-se o período aproximado em que praticamente não ocorrerá geração de electricidade. Igualando a capacidade de armazenamento energético ao consumo projectado para este período determina-se a capacidade das baterias. Pode-se, também neste caso, adoptar um coeficiente de segurança e uma profundidade máxima de descarga.

No critério do pior mês, o número dos painéis fotovoltaicos é determinado de modo que a energia colectada pelo gerador no pior mês do ano seja igual à consumida no mesmo período. A capacidade da bateria é, da mesma forma que no caso anterior, calculada de modo a assegurar um certo número de dias de fornecimento energético sem geração. Com isso, espera-se que, pelo menos, o sistema seja capaz de abastecer a carga instalada mesmo nos períodos em que a incidência de irradiação seja baixa. Este critério é usado nos sistemas que precisam funcionar em contínuo.

Os métodos intuitivos, apesar de serem bastante simples, não são muito precisos, podendo conduzir ou a um sobredimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, tornando-os mais caros ou, ao seu subdimensionamento, fazendo com que as falhas de abastecimento sejam mais frequentes do que se desejaria, diminuindo a fiabilidade do sistema. Além disso, as possibilidades de optimização económica são reduzidas, pois os parâmetros possíveis de alterar com certa liberdade são apenas o coeficiente de segurança, o número de dias de autonomia do sistema e a profundidade máxima de descarga dos acumuladores (Sidrach, 1995).

Estes métodos apresentam outra restrição na medida em que, ao se basearem em médias mensais ou anuais, não consideram o regime diário ou horário de trabalho dos sistemas fotovoltaicos. Por exemplo, ao dimensionar com métodos intuitivos dois sistemas a serem instalados em duas regiões distintas que apresentem a mesma média anual de incidência de irradiação solar, obtém-se sistemas idênticos. Se uma das regiões apresentar grande variabilidade sazonal na incidência de irradiação enquanto a outra possuir valores razoavelmente invariantes ao longo do ano, o risco de *deficit* e o comportamento dos dois sistemas serão distintos embora dimensionados para serem os mesmos.

3.2. Métodos Numéricos

Neste caso, é feita uma simulação do sistema fotovoltaico. Para cada período de tempo considerado é efectuado o balanço de energia do sistema e é calculado o estado da carga de bateria. Estes métodos têm a vantagem de serem mais precisos, e o conceito de fiabilidade de energia pode ser aplicado numa forma quantitativa. A fiabilidade do sistema é definida como a percentagem da carga satisfeita pelo sistema fotovoltaico para um longo período de tempo.

Estes métodos permitem otimizar a energia e o custo económico do sistema. Em geral, utiliza-se mais o método de *Loss of Load Probability* (Sidrach-de-Cardona e López, 1998). Neste caso, a fiabilidade do sistema é descrita por um parâmetro que representa a média da percentagem de carga, para longos períodos de tempo, que não é alimentada pelo sistema fotovoltaico. Este parâmetro é designado por *LLP* e é inversamente proporcional à fiabilidade do sistema.

A desvantagem destes métodos é a necessidade de se dispor de dados horários ou diários de irradiação ao longo de vários anos. A precisão é reduzida ao levar-se em consideração que muitas regiões não dispõem sequer de dados fiáveis das respectivas médias mensais da irradiação diária incidente. Segundo Posadillo e Luque (2008), com os dados actualmente disponíveis apenas se podem calcular sistemas com valores de probabilidade de perda de carga superiores a 10^{-2} . Séries de dados de irradiação de 30 anos podem levar a diferentes valores de LLP para LLP inferiores a 10^{-2} devido as variações naturais do clima.

3.3. Métodos Analíticos

Os métodos analíticos procuram descrever a relação operacional entre as variáveis consideradas no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados. Estes métodos simplificam em grande medida a tarefa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, porque são baseados em informações gráficas das curvas de *LLP*, também designadas por isolinhas ou mapas de fiabilidade (*isoreliability lines*). Contudo, segundo Hontoria et al. (2005), uma das principais desvantagens destes métodos é o facto de não poderem ser aplicados noutras localidades não consideradas no modelo, ou seja, dependem da natureza do local.

3.4. Métodos Implementados

Sendo um dos principais objectivos deste trabalho a implementação de métodos avançados de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, optou-se por implementar o método da probabilidade de perda de carga e um método analítico para o cálculo de *LLP*. Seguidamente, é feita uma descrição dos métodos.

3.4.1. Método da Probabilidade de Perda de Carga

Neste caso, a dimensão do sistema fotovoltaico é calculada usando o conceito de probabilidade de perda de carga (*LLP*). O método implementado baseia-se nas ideias propostas por Gordon (1987) e Klein e Beckman (1987). O conceito de *LLP* é definido como a razão entre o défice de energia e a procura de energia, ambos referidos à carga, durante o tempo de funcionamento total do sistema.

$$LLP = \frac{\int D_E dt}{\int P_E dt} \quad (5)$$

em que D_E é o défice de energia e P_E é a procura de energia.

A dimensão de um sistema fotovoltaico é definido como a dimensão do gerador fotovoltaico e da bateria. É usual relacionar a dimensão do gerador e da bateria com a carga, em termos da média diária da energia. Assim, a capacidade dos painéis fotovoltaicos, C_A , é definida como a razão entre a média diária da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e a média diária da energia consumida pela carga. A capacidade da bateria, C_B , é definida como a energia máxima que se pode extrair na bateria dividida pela média diária da energia consumida pela carga. Assim:

$$C_A = \frac{\eta_{pv} A_{pv} \bar{H}_t}{L} \quad (6)$$

e

$$C_B = \frac{C_u}{L} \quad (7)$$

em que A_{pv} e η_{pv} são a área e o rendimento dos painéis fotovoltaicos, respectivamente, \bar{H}_t é a média diária da irradiação incidente no plano dos painéis fotovoltaicos, L é média diária da energia consumida pela carga e C_u é a capacidade útil da bateria.

Este método de dimensionamento envolve essencialmente quatro passos diferentes:

1. Obtenção da informação sobre a irradiação solar do local;
2. Preparação das séries de dados da irradiação global na superfície horizontal;
3. Cálculo da irradiação incidente na superfície inclinada a partir da incidente na horizontal;
4. Simulação do comportamento do sistema fotovoltaico, no sentido de quantificar o *LLP* correspondente aos valores dos pares da capacidade da bateria e da capacidade dos painéis fotovoltaicos (C_B , C_A).

A figura 3.1 mostra o fluxograma do método da probabilidade de perda de carga.

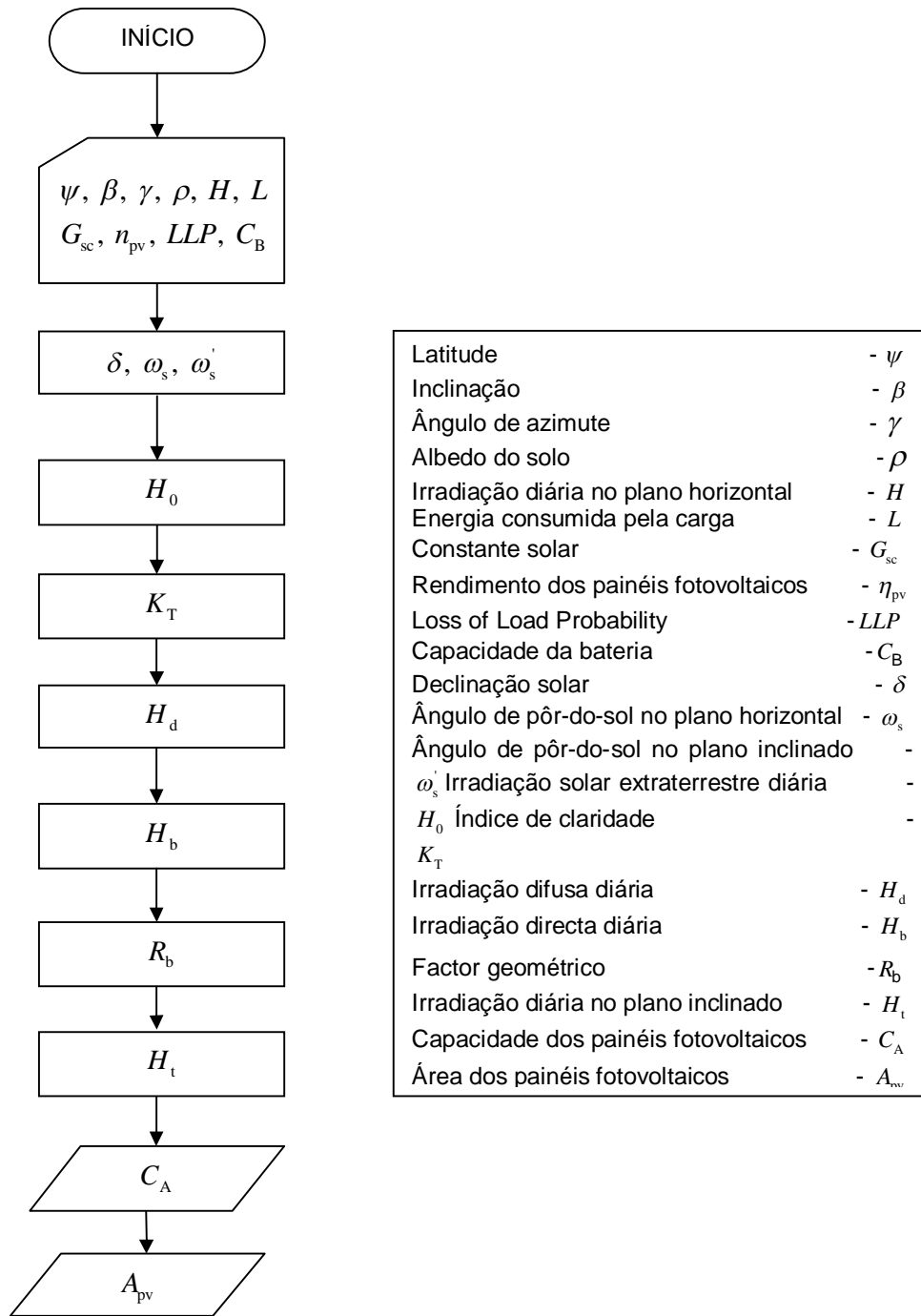


Figura 3.1: Fluxograma do método da probabilidade de perda de carga

3.4.2. Método Analítico para o Cálculo de *LLP*

O outro método implementado neste trabalho é o método analítico sugerido por Egido e Lorenzo (1992) para o cálculo da probabilidade de perda de carga. O método seleccionado descreve as curvas de *LLP* numa forma analítica.

Egido e Lorenzo (1992) analisaram várias possibilidades de se descreverem os mapas de fiabilidades analiticamente e chegaram à conclusão de que todas as curvas correspondem à seguinte expressão:

$$C_A = fC_B^{-u} \quad (8)$$

em que f e u são parâmetros que dependem do valor de *LLP* e da localidade.

Da análise das linhas de fiabilidade, também se pode obter a relação entre os parâmetros f e u com o valor de *LLP*. Desta análise, Egido e Lorenzo (1992) concluíram que f e u têm as seguintes relações com o *LLP*:

$$f = f_1 + f_2 \log(LLP) \quad (9)$$

e

$$u = \exp(u_1 - u_2 LLP) \quad (10)$$

em que os parâmetros f_1 , f_2 , u_1 e u_2 dependem apenas da localidade.

3.5. Cálculo da Irradiação Incidente num Plano Inclinado

De acordo com o método desenvolvido por Liu e Jordan (1962) e aperfeiçoado por Klein (1977), a irradiação diária incidente num plano inclinado, H_t , pode ser escrita como (Duffie e Beckman, 1991):

$$H_t = H_b R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (11)$$

em que H_b e H_d são a irradiação directa e difusa diária incidente sobre uma superfície horizontal, respectivamente, H é a irradiação global diária sobre um plano horizontal, ρ representa a reflectância difusa do solo (albedo do solo), R_b é o factor geométrico e β é a inclinação do painel fotovoltaico.

A inclinação do painel fotovoltaico é definida como o ângulo entre o painel FV e o plano horizontal. É usual que este ângulo seja igual ao valor absoluto da latitude do local, uma vez que este é o declive que em geral maximiza a irradiação solar anual no painel e é o mais adequado para sistemas que trabalham durante todo o ano (RETScreen International, 2001). Em alternativa, e se os sistemas apenas produzirem energia no Verão ou no Inverno, a inclinação dos painéis é igual ao valor absoluto da latitude do local menos 15° ou mais 15° , respectivamente, visto estes serem os declives que em geral maximizam a irradiação solar no painel para estes períodos de utilização (RETScreen International, 2001). Para painéis fixos e montados em telhados inclinados, a inclinação do painel é igual ao declive do local a ser

instalado, o que pode não representar um óptimo rendimento em termos de produção de energia, mas que, no entanto, reduz claramente os custos de instalação, eliminando a necessidade de uma estrutura de apoio.

Sendo o estudo da influência de alguns parâmetros no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados um dos objectivos deste trabalho, ainda se utilizaram mais dois modelos para o cálculo da irradiação incidente num plano inclinado, de maneira a comparar os resultados destes modelos com os resultados do modelo de Duffie e Beckman (1991) acima escrito.

Dos modelos existentes na literatura, optou-se por estudar o modelo proposto por Jimenez e Castro (1986), equação 12, e o sugerido por circum solar (Iqbal, 1983), equação 13.

$$H_t = H \left[0,1 + \frac{1}{2} \rho + \left(0,1 - \frac{1}{2} \rho \right) \cos \beta + 0,8 R_b \right] \quad (12)$$

$$H_t = H \left[R_b + \frac{1}{2} \rho (1 - \cos \beta) \right] \quad (13)$$

A diferença, entre os dois últimos modelos em relação ao primeiro, está no facto de o primeiro modelo ter a contribuição das três componentes da irradiação incidente na superfície terrestre, nomeadamente, a irradiação directa, a irradiação difusa e a radiação global na superfície horizontal. Ao passo que os dois últimos modelos só têm a contribuição da irradiação global na superfície horizontal.

3.5.1. Componente Directa e Difusa da Irradiação Diária

A radiação solar pode ser dividida em duas componentes: radiação directa, que é emitida do disco solar e radiação difusa, que é todo o tipo de radiação que não atinge o ponto de observação por um caminho geometricamente directo.

Collares-Pereira e Rabl (1979) propuseram a seguinte correlação para determinar a irradiação difusa diária:

Para $K_T \leq 0,17$:

$$\frac{H_d}{H} = 0,99 \quad (14)$$

Para $0,17 < K_T < 0,75$:

$$\frac{H_d}{H} = 1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4 \quad (15)$$

Para $0,75 < K_T < 0,80$:

$$\frac{H_d}{H} = 0,632 - 0,54K_T \quad (16)$$

Para $K_T \geq 0,80$:

$$\frac{H_d}{H} = 0,2 \quad (17)$$

em que H e H_d são a irradiação global e difusa diária incidente numa superfície horizontal, respectivamente. Essa correlação foi obtida através dos dados de radiação de quatro estações situados nos Estados Unidos da América.

De forma a estudar a influência da escolha do modelo para o cálculo da irradiação difusa, utilizaram-se mais duas correlações para estimar a irradiação difusa: a de Tarhan e Sari (2004), equação 18, e a de Tasmemeroglu e Sever (1991), equação 19. As duas correlações foram obtidas em estações situadas na Turquia.

$$\frac{H_d}{H} = 0,9885 - 1,4276K_T + 0,5679K_T^2 \quad (18)$$

$$\frac{H_d}{H} = 1,6932 - 8,2262K_T + 25,5532K_T^2 - 37,807K_T^3 + 19,8178K_T^4 \quad (19)$$

A irradiação directa, H_b , é a radiação solar que atinge a superfície da Terra de modo directo e é definida como:

$$H_b = H - H_d \quad (20)$$

3.5.2. Factor Geométrico

O factor geométrico, R_b , é a razão entre a irradiação directa incidente no painel fotovoltaico, H_{bt} , e a irradiação directa sobre um plano horizontal, H_b .

$$R_b = \frac{H_{bt}}{H_b} \quad (21)$$

Para estimar o factor geométrico de um painel fotovoltaico voltado para o hemisfério Sul, ou seja, com o ângulo de azimute $\gamma = 0^0$, Liu e Jordan (1962) propuseram a seguinte expressão:

$$R_b = \frac{\cos(\psi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \omega'_s \sin(\psi - \beta) \sin \delta}{\cos \psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \sin \delta} \quad (22)$$

em que ω'_s é o ângulo de saída do Sol para uma superfície inclinada, que é dado como:

$$\omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta) \\ \cos^{-1}(-\tan(\psi - \beta) \tan \delta) \end{array} \right] \quad (23)$$

Para um painel com a superfície voltada para o hemisfério Norte, ou seja, com o ângulo de azimute $\gamma = 180^0$, o factor geométrico, R_b , é escrito como:

$$R_b = \frac{\cos(\psi + \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \omega'_s \sin(\psi + \beta) \sin \delta}{\cos \psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \sin \delta} \quad (24)$$

e

$$\omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta) \\ \cos^{-1}(-\tan(\psi + \beta) \tan \delta) \end{array} \right] \quad (25)$$

3.6. Cálculo da Capacidade dos Painéis Fotovoltaicos

Para o cálculo da capacidade dos painéis fotovoltaicos, utilizou-se o modelo proposto por Sidrach-de-Cardona e López (1998). O modelo só é válido para regiões onde a média anual da irradiação solar incidente num plano inclinado se situa no intervalo compreendido entre 2,78 e 6,11 kWh/m².

$$C_A = \lambda_1 \bar{H}_t + \lambda_2 H_{t,\min} + \lambda_3 V \bar{H}_t + \lambda_4 K_{t,\min} + \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^8 \alpha_{i,j} F_{i,j} \quad (26)$$

onde \bar{H}_t e $H_{t,\min}$ são o valor médio e mínimo das médias diárias da irradiação incidente na superfície inclinada, respectivamente, $V\left(\bar{H}_t\right)$ é a variabilidade da média da irradiação diária, $K_{t,\min}$ é o valor mínimo do índice de claridade, $F_{i,j}$ é um coeficiente de segurança e λ_k ($1 \leq k \leq 4$) e $\alpha_{i,j}$ ($1 \leq i \leq 3$, $1 \leq j \leq 8$) são parâmetros estimados para determinados valores de *LLP*. Os parâmetros λ_1 e λ_2 têm unidades inversas da irradiação solar incidente num plano inclinado, ou seja, m²/kWh.

A variabilidade da irradiação média diária é definida pela seguinte expressão:

$$V\left(\bar{H}_t\right) = \frac{\bar{H}_t - H_{t,\min}}{\bar{H}_t} \quad (27)$$

O coeficiente de segurança, $F_{i,j}$, é definido como:

$$F_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{se } \bar{H}_t \in I_i \text{ e } C_B = j+1, \quad 1 \leq i \leq 3, \quad 1 \leq j \leq 8 \\ 0 & \text{se } \quad \quad \quad \text{O contrário} \end{cases} \quad (28)$$

A variável I_i representa os grupos de intervalos referente a média anual da irradiação solar incidente num plano inclinado. Esses grupos são definidos de seguinte maneira:

$$I_1 = [2,78;3,89[, \quad I_2 = [3,89;5[, \quad I_3 = [5;6,11]$$

Os coeficientes λ_k e $\alpha_{i,j}$ estimados para os valores de LLP considerados estão indicados nas tabelas 2 a 5. Os valores típicos de LLP variam de $10^{-2} \leq LLP \leq 10^{-1}$ para aplicações domésticas até $LLP < 10^{-4}$ para aplicações em telecomunicações (Posadillo e Luque, 2008).

Para a capacidade da bateria (número de dias de autonomia), C_B , uma autonomia de 3 – 5 dias são os valores comuns considerados para sistemas fotovoltaicos isolados (Lorenzo e Navarte, 2000).

Tabela 1: Coeficientes λ_k estimados para os valores de LLP considerados (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)

LLP	λ_1 [m ² /kWh]	λ_2 [m ² /kWh]	λ_3	λ_4
0,01	- 0,1937	0,1789	1,1090	- 0,7598
0,05	- 0,1634	0,1390	0,8809	-0,0232
0,10	- 0,1174	0,0904	0,5458	0,0660

Tabela 2: Coeficientes $\alpha_{i,j}$ estimados para $LLP = 0,01$ (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)

\bar{H}_t [kWh/m ²]/ C_B	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_1[2,78 - 3,89[$	0,9532	0,8477	0,7777	0,7360	0,7075	0,6859	0,6655	0,6502
$I_2[3,89 - 5[$	0,7929	0,7327	0,7024	0,6836	0,6713	0,6602	0,6508	0,6426
$I_3[5 - 6,11]$	0,7745	0,7416	0,7250	0,7144	0,7060	0,6988	0,6924	0,6866

Tabela 3: Coeficientes $\alpha_{i,j}$ estimados para $LLP = 0,05$ (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)

\bar{H}_t [kWh/m ²]/ C_B	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_1[2,78 - 3,89[$	0,4055	0,3717	0,3535	0,3418	0,3332	0,3262	0,3198	0,3130
$I_2[3,89 - 5[$	0,3328	0,3191	0,3110	0,3052	0,3007	0,2969	0,2941	0,2911
$I_3[5 - 6,11]$	0,3282	0,3211	0,3168	0,3137	0,3112	0,3060	0,3069	0,3051

Tabela 4: Coeficientes $\alpha_{i,j}$ estimados para $LLP = 0,1$ (Sidrach-de-Cardona e López, 1998)

\bar{H}_t [kWh/m ²]/ C_B	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_1[2,78 - 3,89[$	0,3275	0,3128	0,3055	0,2996	0,2952	0,2921	0,2891	0,2852
$I_2[3,89 - 5[$	0,2815	0,2758	0,2731	0,2709	0,2693	0,2675	0,2663	0,2651
$I_3[5 - 6,11]$	0,2793	0,2768	0,2752	0,2737	0,2728	0,2717	0,2708	0,2699

3.7. Validação do Método Implementado

Nesta secção, apresenta-se a comparação dos resultados obtidos através de um dos modelos implementados, o método da probabilidade de perda de carga, com o método de *LLP* desenvolvido por Sidrach-de-Cardona e López (1998). O método é o mesmo com a excepção do algoritmo utilizado para o cálculo da irradiação incidente sobre um plano inclinado.

Para validar o método, simulou-se um sistema fotovoltaico localizado em Málaga, Espanha, tendo como dados, as médias mensais da irradiação incidente sobre o plano horizontal, que foram adquiridas no Atlas do Instituto Meteorológico de Espanha (Tulot, 1984) e apresentadas na tabela 5. Utilizou-se um valor de *LLP* igual a 0,05, de C_b igual a 6 e uma inclinação dos painéis fotovoltaicos igual a 60° .

Tabela 5: Irradiação incidente na superfície horizontal, valores kWh/m² (Tulot, 1984)

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez
2,36	3,28	4,72	5,28	6,67	7,19	7,17	6,31	5,14	3,72	2,78	2,08

Para o cálculo da irradiação incidente sobre o plano inclinado, o modelo de Sidrach-de-Cardona e López (1998) utiliza o modelo proposto por Page (1961) para obter os valores das componentes directa e difusa na superfície horizontal e o modelo proposto por Hay e Mckay (1985) para calcular a componente difusa na superfície inclinada.

Apresenta-se na tabela 6 os resultados obtidos através de um dos modelos implementados, o método da probabilidade de perda de carga (presente estudo), com o método de *LLP* desenvolvido por Sidrach-de-Cardona e López (1998).

Tabela 6: Comparação dos resultados do presente estudo com o modelo de Sidrach-de-Cardona e López (1998)

	Sidrach-de-Cardona e López (1998)	Presente Estudo
\bar{H}_t [kWh/m ²]	4,9	4,7
$H_{t,\min}$ [kWh/m ²]	4,1	3,7
$V \bar{H}_t$	0,166	0,208
$K_{t,\min}$	0,48	0,48
C_A	0,205	0,222

Com a finalidade de se compararem as curvas de *LLP* obtidas com o presente estudo e com o modelo de Sidrach-de-Cardona e López (1998), voltou a simular-se o sistema fotovoltaico descrito acima, utilizando-se, neste caso, três valores de *LLP* (0,01, 0,05 e 0,1) com valores de C_B situados no intervalo de 2 a 9. Apresentam-se na figura 4, 5 e 6 os resultados obtidos.

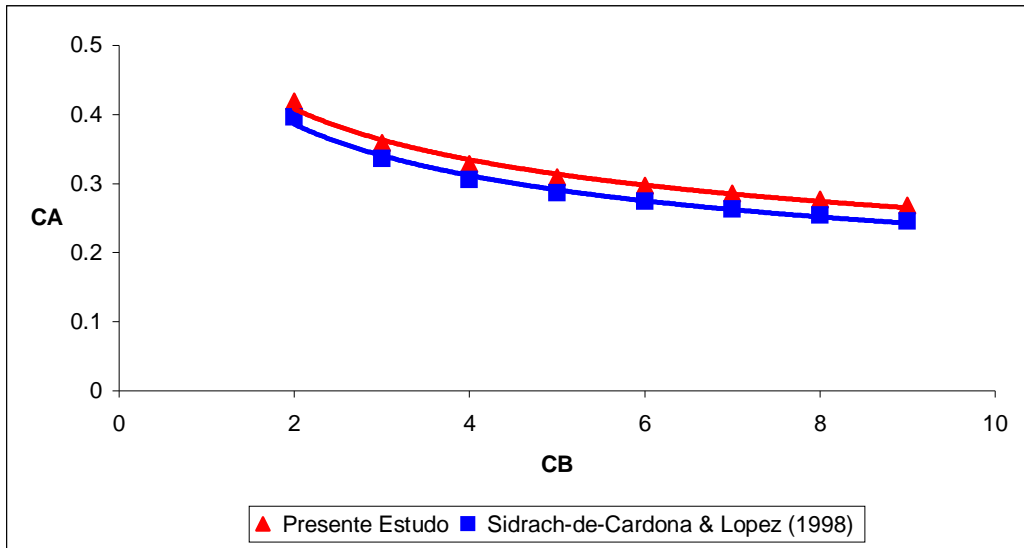


Figura 4: Curvas de LLP para Málaga obtidos através do método implementado e o modelo de Sidrach-de-Cardona e López (1998). $LLP = 0,01$, $\beta = 60^\circ$

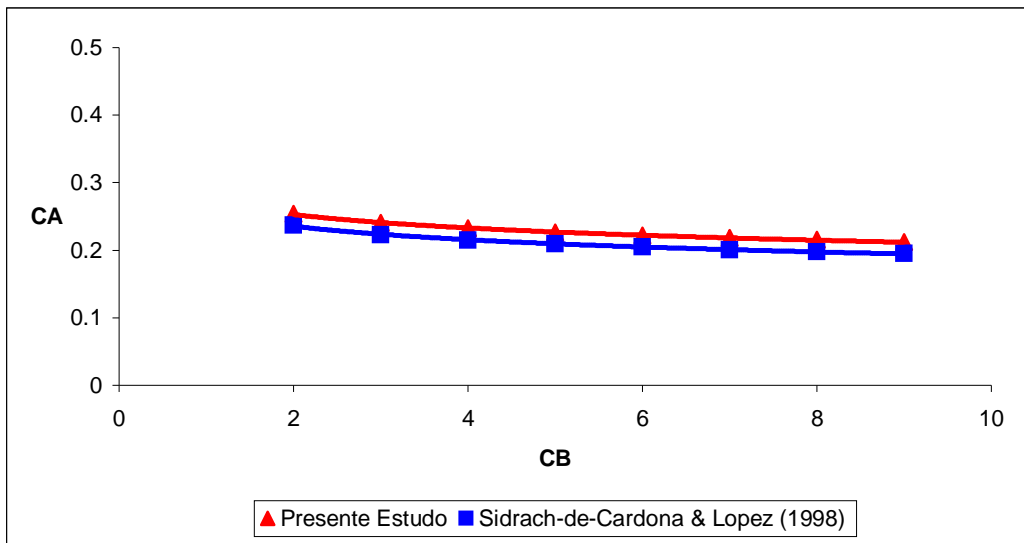


Figura 5: Curvas de LLP para Málaga obtidos através do método implementado e o modelo de Sidrach-de-Cardona e López (1998). $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$

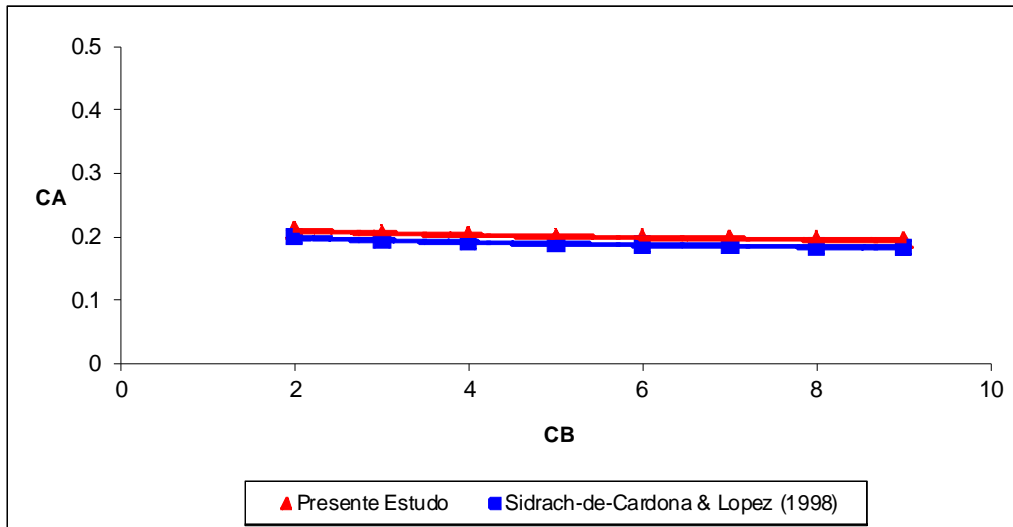


Figura 6: Curvas de *LLP* para Málaga obtidos através do método implementado e o modelo de Sidrac-de-Cardona e López (1998). $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$

Pode verificar-se, através da tabela 6, que a capacidade dos painéis fotovoltaicos obtida pelo método do presente estudo é superior à calculada pelo modelo de Sidrac-de-Cardona e López (1998), apresentando uma diferença na ordem de 8%. Essa desigualdade deve-se aos modelos utilizados por ambos métodos no cálculo da irradiação incidente num plano inclinado.

Observando as figuras 4, 5 e 6, nota-se que as linhas de fiabilidade, adquiridas por ambos os modelos, têm o mesmo comportamento, apresentando uma diferença de 9% para um *LLP* igual a 0,01, 8% para um *LLP* igual a 0,05 e 6% para um *LLP* igual a 0,1, ou seja, a discrepância entre os dois modelos diminui com o aumento do valor de *LLP*.

Através dos resultados obtidos, é possível verificar uma boa concordância entre o modelo de Sidrac-de-Cardona e López (1998) e o presente estudo. Isto permite utilizar os resultados do método implementado no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados.

4. Resultados e Discussão

Nesta secção, apresenta-se um caso de estudo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, que serviu como base para todos os resultados apresentados. Dos resultados obtidos, apresentam-se as curvas de *LLP* para região de Évora obtidas com o método da probabilidade de perda de carga, a comparação das curvas de *LLP* com diferentes ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos, a comparação das curvas *LLP* de Évora com as de Málaga, a comparação das curvas de *LLP* de Évora com as de Salamanca, a comparação dos resultados do método da probabilidade de perda de carga com os resultados do programa DIMEN.PV (programa de cálculo para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolado), os parâmetros f e u obtidos através das curvas *LLP* de Évora, e por fim, a influência de alguns parâmetros no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

4.1. Caso de Estudo

Considerou-se um caso típico de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados numa casa situada na zona de Alentejo caracterizado pelos seguintes parâmetros:

- Localização: região de Évora, Portugal; $38,6^\circ$ de latitude; $- 7,9^\circ$ de longitude;
- Carga: 4,98 kWh/dia;
- Azimute dos painéis igual a 0° (painéis voltados para o hemisfério Sul)
- Capacidade da bateria (número de dias de autonomia): $C_B = 2-9$ dias
- Inclinação dos painéis: $\beta = 53,6^\circ$

Indicam-se a seguir as variáveis relacionados com a irradiação da região de Évora:

- Média anual da irradiação diária na superfície inclinada:

$$\bar{H}_t = 5,1 \text{ kWh/m}^2$$

- Valor mínimo da irradiação no plano dos painéis:

$$H_{t,\min} = 3,8 \text{ kWh/m}^2$$

- Variabilidade da irradiação: $V \bar{H}_t = 0,2533$
- Valor mínimo do índice de claridade: $K_{t,\min} = 0,4931$

Os dados da irradiação utilizados para Évora foram obtidos por Mogueira (2007) e correspondem ao período de 2000 – 2006. É preciso ter alguma cautela na escolha dos dados de irradiação, porque esta escolha tem uma influência significativa no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, segundo Mogueira (2007).

Na figura 7 pode ver-se a irradiação solar diária incidente sobre uma superfície horizontal na região de Évora entre os anos 2000 e 2006.

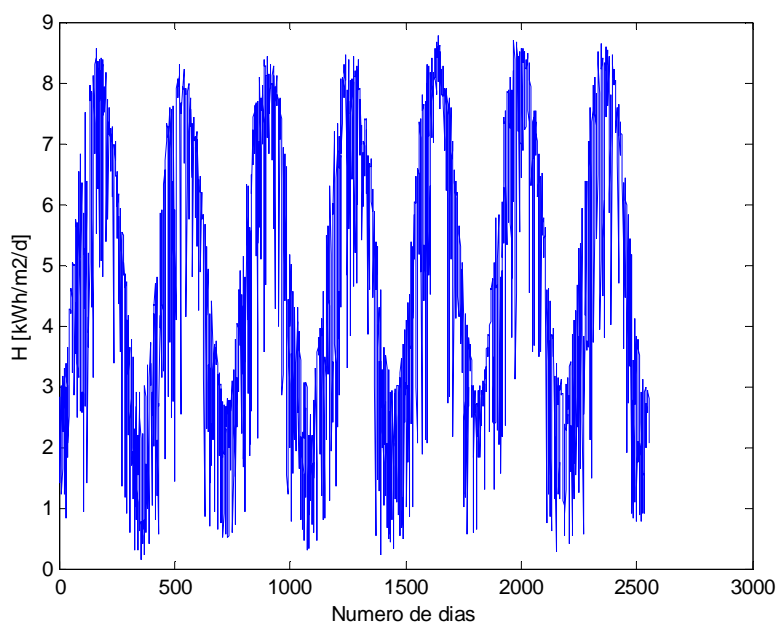


Figura 7: Irradiação diária incidente na superfície horizontal na região de Évora entre os anos 2000 e 2006 (Mogueira, 2007)

Seguidamente, apresentam-se na tabela 7 e figura 8, os resultados dos cálculos efectuados para a obtenção da irradiação incidente no plano inclinado e as curvas de *LLP* obtidas através do método numérico implementado, respectivamente.

Tabela 7: Valores obtidos para as médias mensais da irradiação extraterrestre, \bar{H}_0 , difusa, \bar{H}_d , directa, \bar{H}_b , índice de claridade, \bar{K}_T , irradiação na superfície horizontal, \bar{H} , e irradiação no plano inclinado, \bar{H}_t para a região de Évora entre 2000 e 2006.

Mês	\bar{H} [kWh/m ²]	\bar{H}_0 [kWh/m ²]	\bar{K}_T	\bar{H}_d [kWh/m ²]	\bar{H}_b [kWh/m ²]	\bar{H}_t [kWh/m ²]
Jan.	2,4600	4,4770	0,5495	0,8489	1,6111	4,5599
Fev.	3,4300	5,8564	0,5857	1,0756	2,3544	5,3131
Mar.	4,2900	7,7939	0,5504	1,6397	2,6503	4,9908
Abr.	5,6300	9,7227	0,5791	2,0078	3,6223	5,2474
Mai.	6,5300	11,0509	0,5909	2,2605	4,2695	5,1689
Jun.	7,6700	11,5827	0,6622	2,1769	5,4931	5,5724
Jul.	7,6200	11,2925	0,6748	2,0782	5,5418	5,7348
Ago.	6,7500	10,1892	0,6625	1,9142	4,8358	5,9042
Set.	5,3200	8,4348	0,6307	1,6564	3,6636	5,8094
Out.	3,4000	6,4176	0,5298	1,3636	2,0364	4,5834
Nov.	2,4300	4,7768	0,5087	0,9300	1,5000	4,1497
Dez.	2,0000	4,0562	0,4931	0,7958	1,2042	3,7843

Na tabela 7 apresentam-se as médias mensais da irradiação sobre um plano inclinado, \bar{H}_t , da irradiação extraterrestre, \bar{H}_0 , difusa, \bar{H}_d , directa, \bar{H}_b , e do índice de claridade, \bar{K}_T , calculadas a partir das médias mensais (médias dos sete anos) da irradiação incidente numa superfície horizontal, \bar{H} .

Nota-se que, observando a tabela 7, no Inverno a irradiação incidente no plano inclinado é maior que a incidente na superfície horizontal, o que mostra que a inclinação permite uma melhor incidência dos raios solares sobre o painel fotovoltaico nos meses em que a irradiação solar é inferior.

A figura 8 mostra os resultados obtidos para Évora usando o método de numérico implementado, método da probabilidade de perda de carga.

Apresentam-se as curvas para três valores de LLP com um ângulo de Inclinação dos painéis, β , igual a $53,6^\circ$.

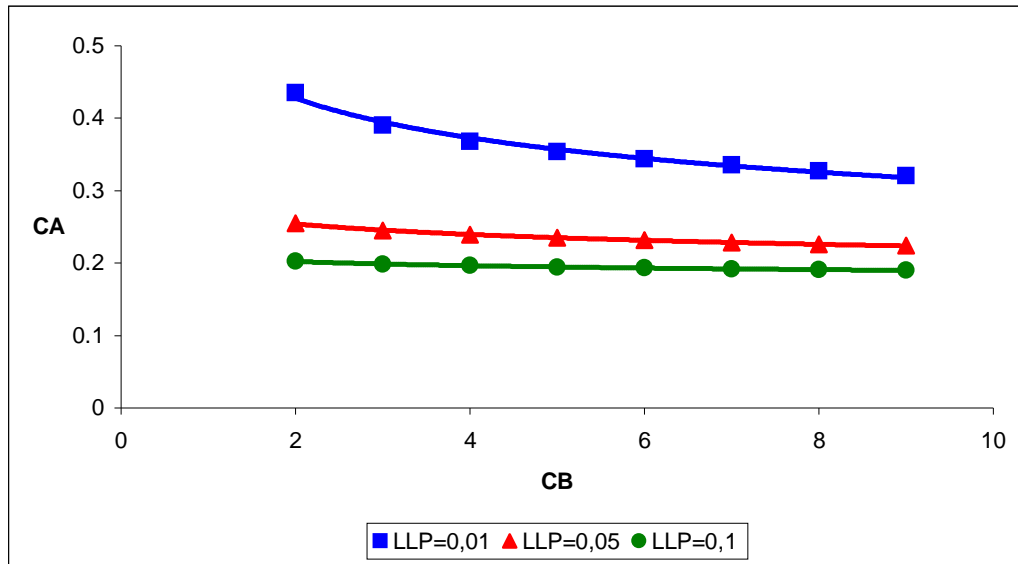


Figura 8: Curvas de LLP para região de Évora, com $\beta = 53,6^\circ$

Nota-se que, atendendo a figura 8, para o mesmo LLP , a capacidade dos painéis fotovoltaicos, C_A , diminui com o aumento dos dias de autonomia. Para diferentes valores de LLP e considerando a mesma capacidade de bateria, C_B , observa-se a diminuição de C_A com o incremento de LLP . O que mostra que a fiabilidade do sistema decresce com o aumento do LLP .

Com o intuito ainda de avaliar o modelo implementado, serão apresentadas nas próximas secções comparações entre curvas de LLP . Na próxima secção, secção 4.2, apresenta-se as curvas de LLP obtidas com valores diferentes do ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos. Na secção 4.3, apresenta-se as curvas de LLP obtidas com sistemas simuladas em duas regiões diferentes, Évora e Málaga. Na secção 4.4, apresenta-se

outra vez a comparação das curvas de *LLP* de Évora com uma outra região, sendo desta vez a região de Salamanca e finalmente, na secção 4.5, apresenta-se mais uma comparação, a comparação da área dos painéis fotovoltaicos obtida através do modelo implementado com a área obtida através do programa DIMEN.PV, programa de cálculo para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e que utiliza um método intuitivo de dimensionamento baseado no critério do pior mês.

4.2. Curvas de *LLP* com Diferentes Valores de β

Para a concretização dos objectivos traçados para este trabalho, foram definidas várias tarefas. Uma das tarefas definidas é o estudo da influência da inclinação dos painéis fotovoltaicos nas curvas de *LLP*. Assim, apresentar-se-á, nesta secção, este estudo.

As figuras 9 e 10 mostram as curvas de *LLP* para a região de Évora, para dois valores de *LLP* (0,01 e 0,05) e dois valores de β (30° e 60°). A escolha destes ângulos teve como referência o valor da latitude de Évora ($38,6^\circ$), ou seja, optou-se por escolher um ângulo abaixo e um outro ângulo acima da latitude de Évora. Foram utilizados os mesmos dados de irradiação solar utilizados na secção anterior, secção 4.1, com a particularidade de se efectuar aqui uma variação do ângulo da inclinação dos painéis fotovoltaicos.

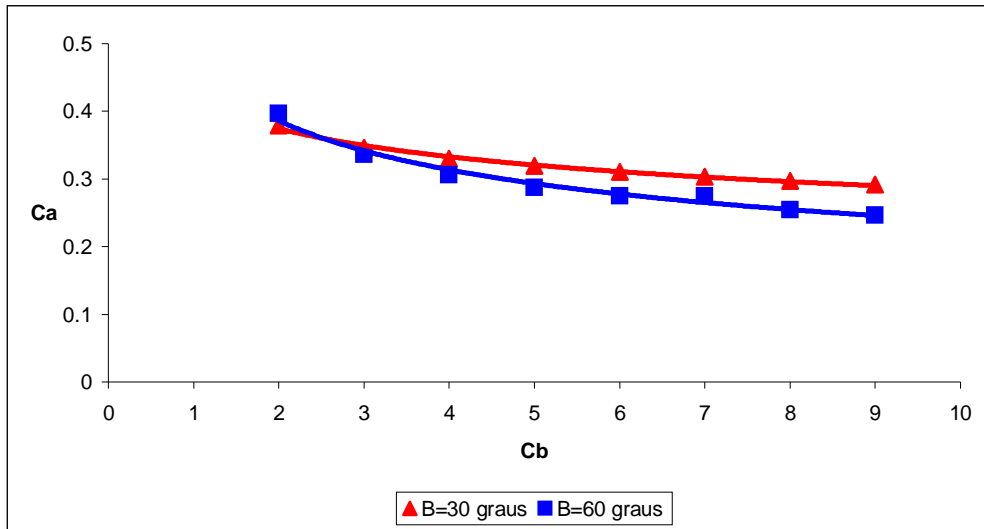


Figura 9: Curvas de LLP para Évora. $LLP = 0,01$, $\beta = 30^\circ$ e $\beta = 60^\circ$

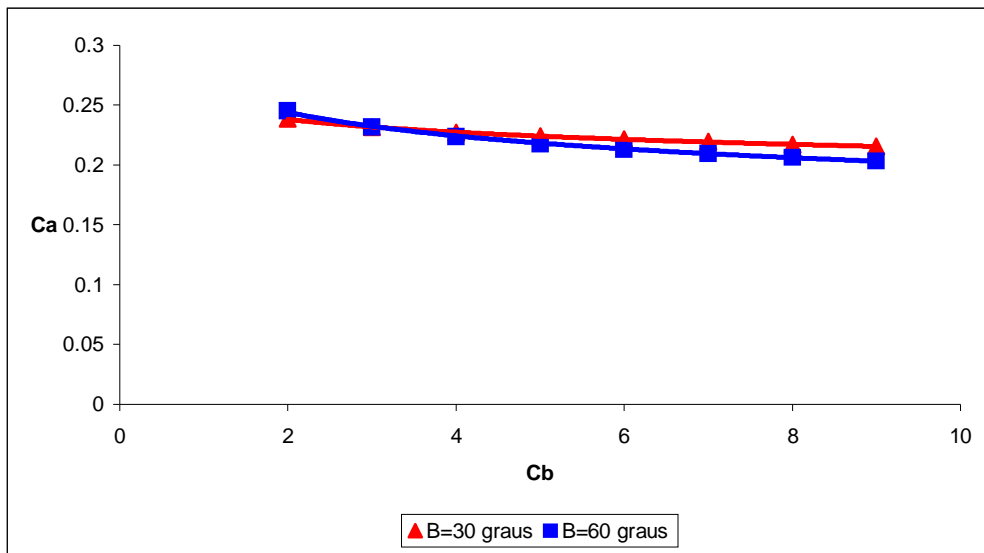


Figura 10: Curvas de LLP para Évora. $LLP = 0,05$, $\beta = 30^\circ$ e $\beta = 60^\circ$

As figuras mostram que as linhas de fiabilidade se alteram com a variação do ângulo de inclinação dos painéis FV. A capacidade dos painéis fotovoltaicos diminui quando a inclinação é de 60° .

Entre os dois ângulos estudados, 30° e 60° , para a mesma área dos painéis fotovoltaicos, o ângulo que apresenta resultados mais fiáveis, como se pode observar através das figuras 9 e 10, é o ângulo de 60° .

4.3. Comparação das Curvas LLP de Évora com as de Málaga

Nesta secção é apresentada a comparação das curvas de *LLP* de Évora com as curvas de *LLP* de Málaga. Os dados de irradiação utilizados para a região de Évora são os mesmos utilizados na secção 4.1, ao passo que os dados da irradiação usados para a zona de Málaga foram obtidos no Atlas do Instituto Meteorológico de Espanha (Tullot, 1984). Uma vez que o caso do estudo efectuado é para a região de Évora e a validação do método foi feita com os dados da região de Málaga, então, achou-se conveniente comparar os resultados obtidos a partir dos dados de irradiação das duas regiões.

As figuras 11, 12 e 13 indicam a capacidade da bateria e a capacidade dos painéis fotovoltaicos de sistemas FV localizados nas zonas de Évora e Málaga, para três valores de *LLP* (0,01, 0,05 e 0,1) com um ângulo de inclinação igual a 60° .

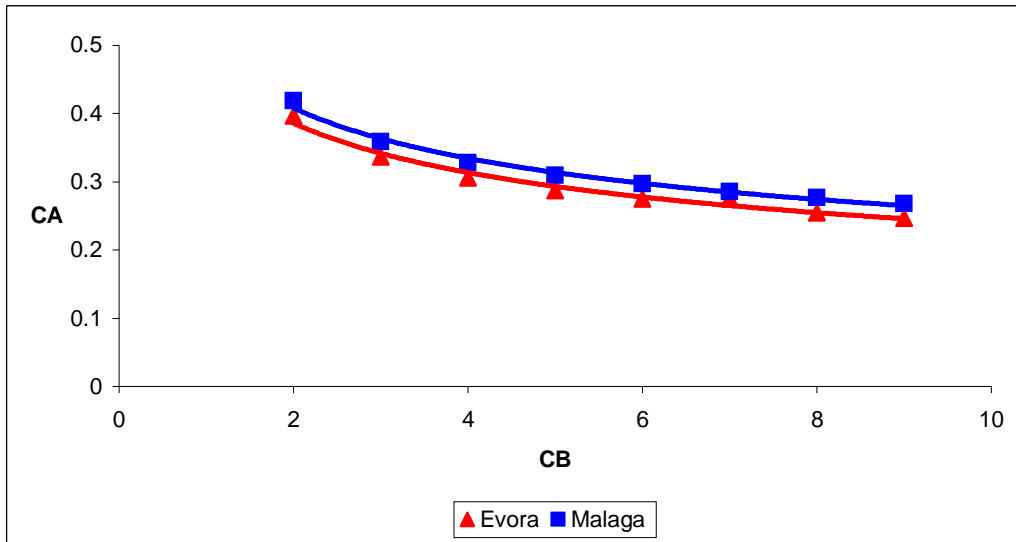


Figura 11: Curvas de LLP para Évora versus Málaga. $LLP = 0,01, \beta = 60^\circ$

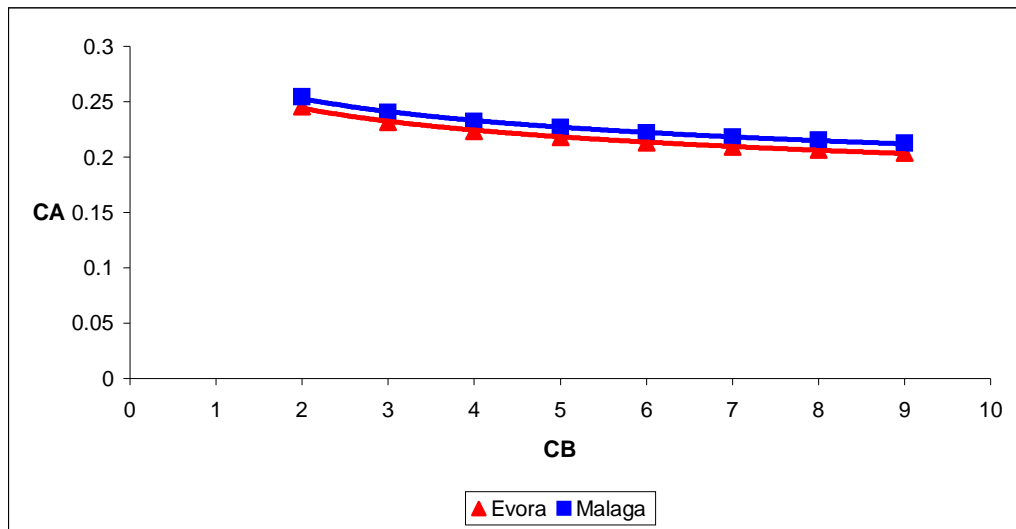


Figura 12: Curvas de LLP para Évora versus Málaga. $LLP = 0,05, \beta = 60^\circ$

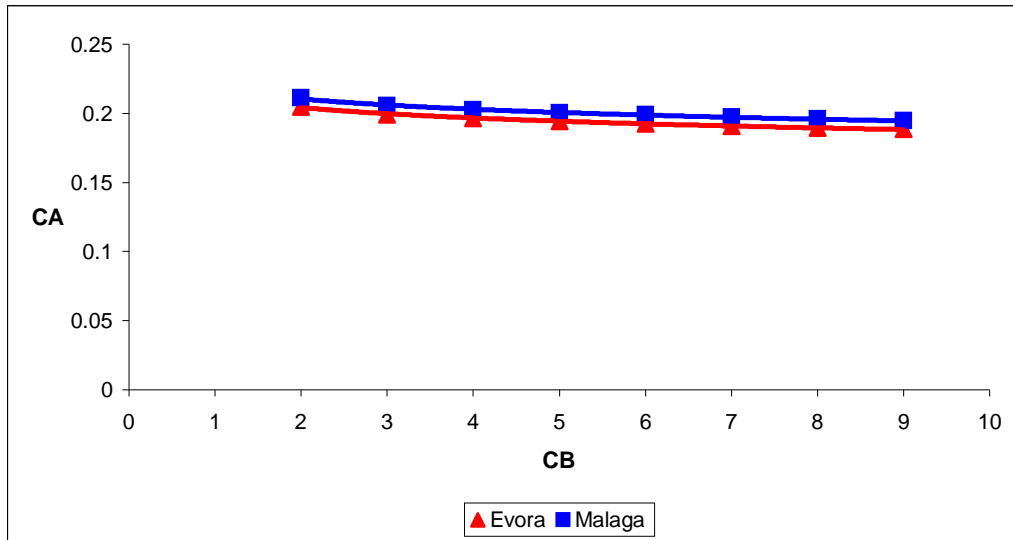


Figura 13: Curvas de LLP para Évora versus Málaga. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$

Nota-se que, atendendo as figuras 11, 12 e 13, existe uma aproximação entre as curvas de LLP , para as regiões de Évora e Málaga. A diferença entre os valores da capacidade dos painéis fotovoltaicos diminui com o aumento do valor de LLP . Os resultados obtidos fazem todo o sentido, porque as duas zonas, Évora (grupo I_3) e Málaga (grupo I_3), têm uma variabilidade da irradiação solar semelhante. Mas, através dos resultados obtidos, pode-se afirmar que, para a mesma área dos painéis fotovoltaicos, um sistema fotovoltaico localizado em Évora será mais fiável em relação a um sistema localizado em Málaga.

4.4. Comparação das Curvas LLP de Évora com as de Salamanca

A seguir compara-se as curvas de *Loss of Load Probability* de Évora com as de Salamanca. Escolheu-se a zona de Salamanca, devido ao facto de esta localizar-se, geograficamente, próximo da região Norte de Portugal. O que permitiu efectuar uma comparação entre a zona de Évora e o Norte de Portugal, em termos das linhas de fiabilidade. Para Évora continuou-se a utilizar os mesmos dados de irradiação que têm vindo a ser utilizados neste trabalho e para Salamanca, os dados de irradiação têm como fonte o Atlas do Instituto Meteorológico de Espanha (Tullot, 1984). Foi aplicado um ângulo de 60° para a inclinação dos painéis fotovoltaicos em ambas as regiões.

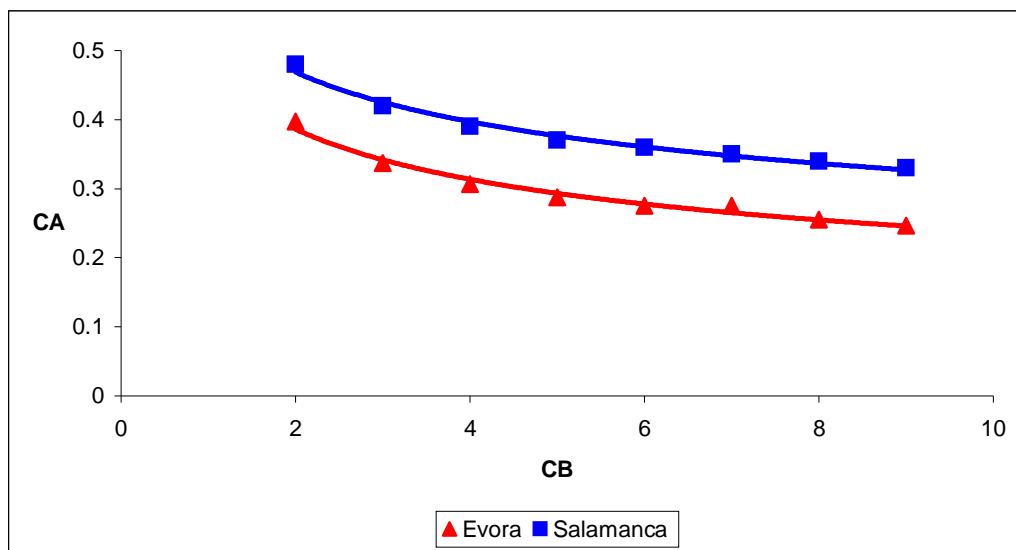


Figura 14: Curvas de LLP para Évora versus Salamanca. $LLP = 0,01$, $\beta = 60^\circ$

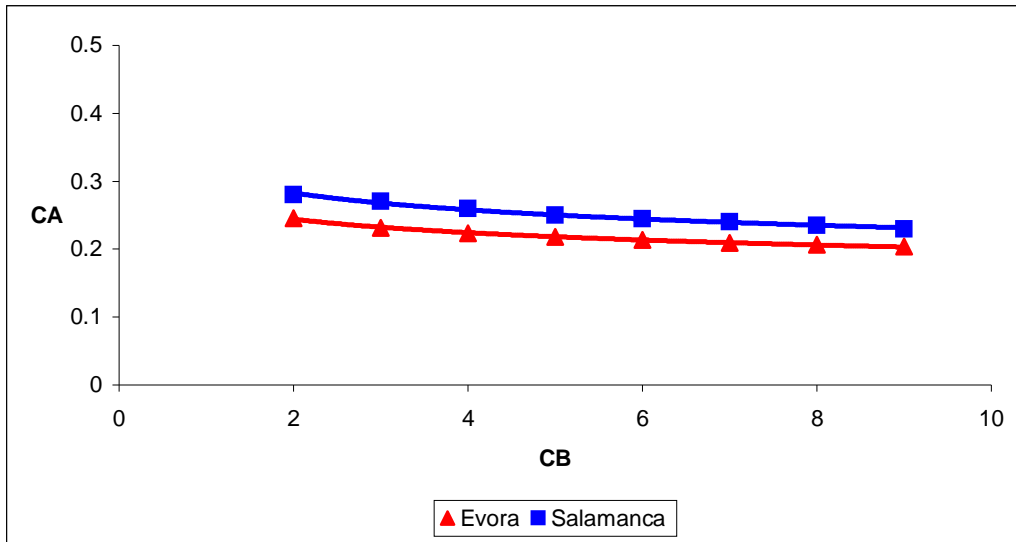


Figura 15: Curvas de LLP para Évora versus Salamanca. $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$

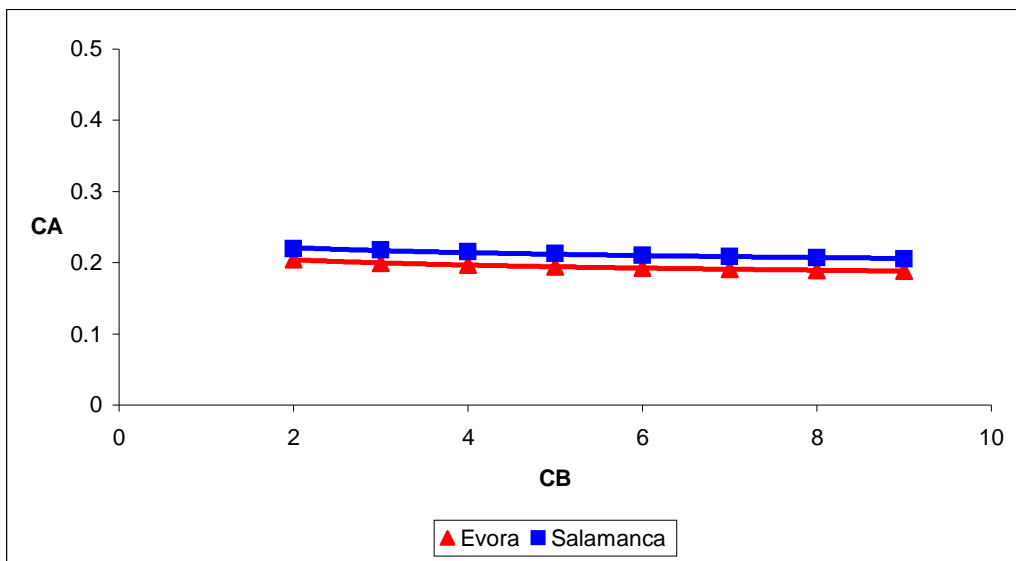


Figura 16: Curvas de LLP para Évora versus Salamanca. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$

Através das figuras 14, 15 e 16, observam-se que um sistema fotovoltaico colocado na zona de Évora apresenta menores valores da capacidade dos painéis em relação a um localizado em Salamanca. Além disso, também se observa que a diferença dos valores de C_A diminui com o aumento de LLP .

No entanto, pode-se afirmar que, para a mesma área dos painéis fotovoltaicos, um sistema fotovoltaico isolado localizado em Évora será, claramente, mais fiável em relação a um sistema localizado em Salamanca, o que faz todo o sentido se tivermos em conta as características da irradiação solar das duas zonas.

4.5. Comparação dos Resultados do Método da Probabilidade de Perda de Carga com os Resultados dum Método Intuitivo

Nesta secção, apresentar-se-á a comparação da área dos painéis fotovoltaicos obtida através do modelo implementado, método da probabilidade de perda de carga, com a área obtida através do programa DIMEN.PV. DIMEN.PV é um programa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, desenvolvido por Goma (2007), que recorre a um método intuitivo de dimensionamento baseado no critério do pior mês.

Dimensionou-se a área dos painéis fotovoltaicos de um sistema com os mesmos parâmetros considerados no caso de estudo, secção 4.1.

Para determinar a área dos painéis através do método da probabilidade de perda de carga foi feito o seguinte:

Da figura 8, considerando a curva de LLP igual a 0,01, seleccionou-se o $C_B = 2$ e o correspondente $C_A = 0,435$ e utilizando a equação 6, equação para o cálculo da capacidade dos painéis fotovoltaicos, estimou-se a área dos painéis fotovoltaicos. Foi ainda considerado para este cálculo a média anual da irradiação diária sobre uma superfície inclinada igual a $5,07 \text{ kWh/m}^2$, o rendimento dos painéis fotovoltaicos igual a 13% (Goma, 2007), o rendimento do inversor igual a 90%, perdas no painel em percentagem no valor de 1% e outras perdas condicionadas igual a 0. Do cálculo efectuado, encontrou-se uma área dos painéis fotovoltaicos igual $3,69 \text{ m}^2$.

Voltou-se a efectuar o mesmo cálculo para os outros valores de LLP e apresenta-se na tabela 8 os resultados obtidos com o método da probabilidade de perda de carga, presente estudo, assim como a área dos painéis fotovoltaicos obtida com o programa DIMEN.PV.

Tabela 8: Comparação dos resultados do presente estudo com os do DIMEN.PV

Presente Estudo				DIMEN.PV	
LLP	C_B	C_A	$A_{pv} [\text{m}^2]$	C_B	$A_{pv} [\text{m}^2]$
0,01	2	0,435	3,69	2	7,92
0,05	2	0,255	2,16		
0,1	2	0,203	1,72		

Observa-se através da tabela 8 que os resultados obtidos com o presente estudo e o DIMEN.PV são diferentes. Por exemplo, a área dos painéis calculada pelo presente estudo, considerando um LLP igual a 0,01, é inferior em relação a do DIMEN.PV, apresentando uma diferença de 53%. Esta

diferença é atribuída a vários factores, uma das causas tem a ver com os cálculos efectuados para a obtenção da irradiação no plano dos painéis fotovoltaicos. Um outro factor que se pode indicar é facto do programa DIMEN.PV utilizar um método intuitivo que aplica um coeficiente de segurança de 1,2 no cálculo da área dos painéis. Também, se pode atribuir a esta diferença o facto do DIMEN.PV utilizar um método de dimensionamento baseado no critério do pior mês, o que normalmente leva a um sobredimensionamento do sistema fotovoltaico.

Portanto, através da tabela 8, pode-se dizer que diferença observada nos resultados destes métodos tem, claramente, impacto no custo do sistema. Neste caso, o sistema fotovoltaico isolado dimensionado através do método da probabilidade de perda de carga apresentará menor custo em relação ao sistema dimensionado com o método intuitivo.

4.6. Parâmetros f e u Obtidos Através das Curvas LLP

O outro método implementado neste trabalho é o método analítico para o cálculo da probabilidade de perda de carga. Para aplicar este método é necessário determinar os parâmetros f e u da equação 8, expressão que representa analiticamente as curvas de LLP . Nesta secção apresentar-se-á os valores destes dos parâmetros correspondentes a zona de Évora.

Foram simulados sistemas fotovoltaicos com três valores diferentes de ângulo de inclinação ($53,6^\circ$, 60° e 30°) dos painéis. Os dados de irradiação utilizados como *input* continuam a ser os mesmos dados utilizados no caso de estudo.

Os valores obtidos para os coeficientes f e u estão apresentados nas tabelas 9, 10 e 11.

Tabela 9: Parâmetros f e u das curvas LLP para $\beta = 53,6^\circ$

LLP	f	u
0,01	0,4901	0,1966
0,05	0,2996	0,085
0,1	0,208	0,0411

Tabela 10: Parâmetros f e u das curvas LLP para $\beta = 60^\circ$

LLP	f	u
0,01	0,4752	0,2997
0,05	0,2657	0,1221
0,1	0,2018	0,032

Tabela 11: Parâmetros f e u das curvas LLP para $\beta = 30^\circ$

LLP	f	u
0,01	0,4211	0,1694
0,05	0,2494	0,0664
0,1	0,1957	0,0331

Seguidamente, apresenta-se um exemplo de dimensionamento da área dos painéis fotovoltaicos através do método analítico de LLP , utilizando os parâmetros escritos acima.

Considera-se um sistema fotovoltaico com os mesmos parâmetros ao do caso de estudo, secção 4.1.

Para se determinar a área dos painéis através do método analítico de LLP foi feito o seguinte:

Da tabela 9, considerando um LLP igual a 0,01, seleccionou-se os parâmetros $f = 0,4901$ e $u = 0,1966$. Substituindo estes valores na equação 26, com $C_B=2$, determinou-se o valor de C_A igual a 0,4277. Utilizando a equação 6, equação para o cálculo da capacidade dos painéis fotovoltaicos, estimou-se a área dos painéis fotovoltaicos. Foi ainda considerado para este cálculo a média anual da irradiação diária sobre uma superfície inclinada igual a 5,07 kWh/m², o rendimento dos painéis fotovoltaicos igual a 13% (Goma, 2007), o rendimento do inversor igual a 90%, perdas no painel em percentagem no valor de 1% e outras perdas condicionadas igual a 0. Do cálculo efectuado, encontrou-se uma área dos painéis fotovoltaicos igual 3,63 m².

Voltou-se a efectuar o mesmo cálculo para os outros valores de *LLP* e apresenta-se na tabela 12 os resultados obtidos.

Tabela 12: Área dos painéis fotovoltaicos obtido através do método analítico de *LLP*

<i>LLP</i>	C_B	C_A	$A_{pv} [m^2]$
0,01	2	0,4277	3,63
0,05	2	0,2825	2,40
0,1	2	0,2022	1,72

Como se pode observar, os resultados obtidos são similares aos resultados obtidos através do método da probabilidade de perda de carga indicados na tabela 8 e que foram comparados com os resultados do programa de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados, DIMEN.PV.

Com a utilização dos parâmetros obtidos e apresentados nas tabelas 9, 10 e 11, a tarefa do dimensionamento de um sistema fotovoltaico localizado em Évora torna-se simples e rápida.

4.7. Influência de Alguns Parâmetros no Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

Estudar-se-á, nesta secção, a influência da escolha dos modelos de cálculo da irradiação difusa e da irradiação incidente num plano inclinado nos resultados da capacidade da bateria e dos painéis fotovoltaicos. Não se analisará a interferência de outros parâmetros como a declinação solar, a irradiação extraterrestre e o ângulo de incidência, porque a opção destes modelos, segundo Goma (2007), não tem influência significativa no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados.

4.7.1. Irradiação Difusa na Superfície Horizontal

As curvas de *LLP*, para cidade de Évora, obtidas através do uso do modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979), para o cálculo da irradiação difusa na superfície horizontal, foram comparadas com as linhas de fiabilidade adquiridas por intermédio dos modelos de Tarhan e Sari (2004), equação 18, e Tasdemiroglu e Sever (1991), equação 19. As figuras 17, 18 e 19 apresentam os resultados obtidos.

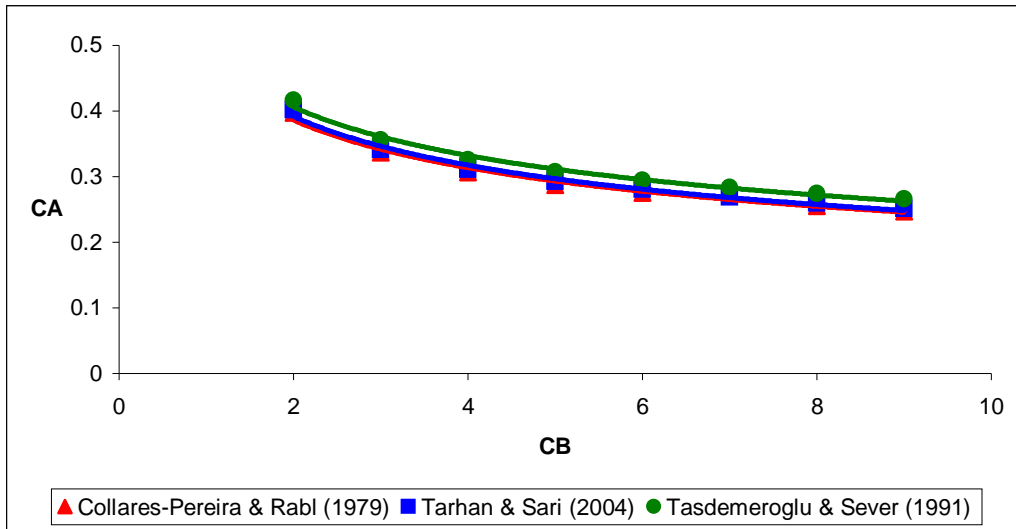


Figura 17: Curvas de LLP para Évora obtidas através do uso de três modelos diferentes da irradiação difusa. $LLP = 0,01$, $\beta = 60^\circ$

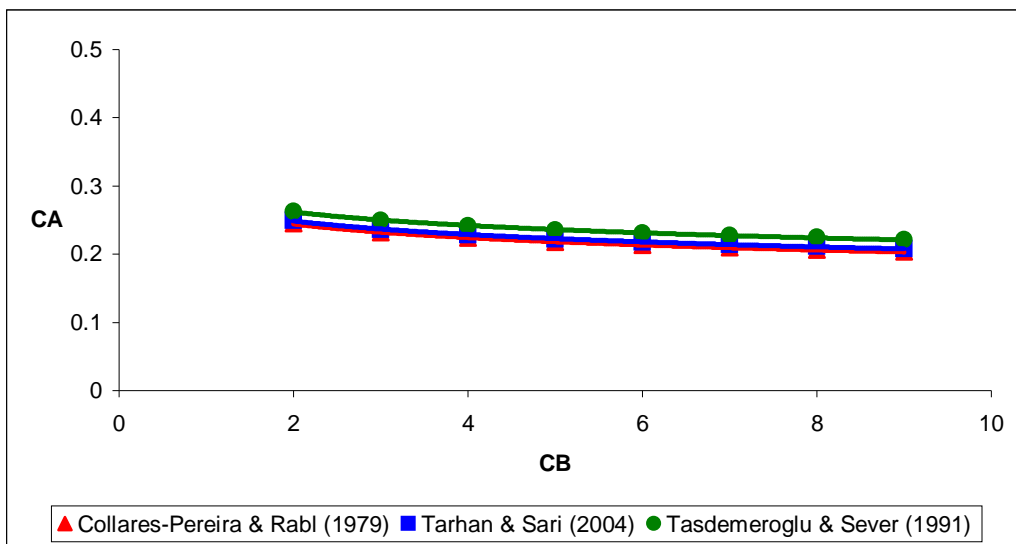


Figura 18: Curvas de LLP para Évora obtidas através do uso de três modelos diferentes da irradiação difusa. $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$

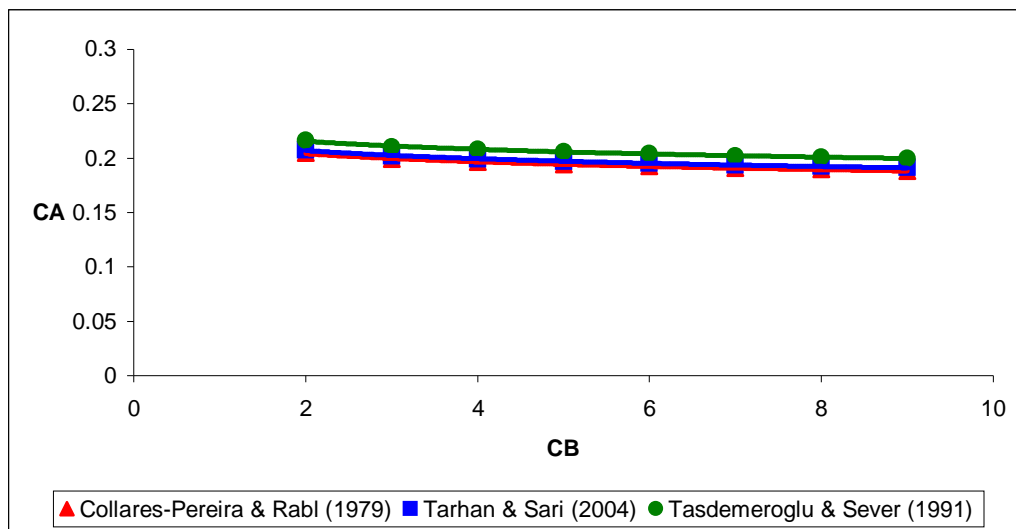


Figura 19: Curvas de LLP para Évora obtidas através do uso de três modelos diferentes da irradiação difusa. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$

As linhas de fiabilidade obtidas através do modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979), método utilizado, aproximam-se mais as calculadas pelo método de Tarhan e Sari (2004) e afastam-se mais às curvas determinadas por intermédio do modelo de Tasdemeroglu e Sever (1991). O modelo de Tasdemeroglu e Sever (1991) apresenta os valores mais altos da capacidade dos painéis fotovoltaicos em relação aos outros dois modelos. Por fim, é de realçar que, a diferença entre os modelos diminui com o aumento do valor de LLP .

A diferença verificada entre os modelos podem ser atribuídas a vários factores, uma das causas tem a ver com o facto de os modelos serem obtidas com dados de estações localizadas em zonas diferentes. A correlação de Collares-Pereira e Rabl (1979) foi obtida através de dados de radiação solar de quatro estações situadas nos Estados Unidos da América e os modelos de

Tasdemeroglu e Sever (1991) e Tarhan e Sari (2004) foram obtidos através de dados de radiação solar de estações situados na Turquia.

Dos modelos estudados, o modelo de irradiação difusa na superfície horizontal que apresenta resultados mais fiáveis, para a região de Évora, como se pode observar através das figuras 17, 18 e 19, é o modelo de sugerido por Collares-Pereira e Rabl (1979), e foi o modelo utilizado para a obtenção das curvas de *LLP* sugeridas para a região de Évora.

4.7.2. Irradiação Solar no Plano dos Painéis Fotovoltaicos

As linhas de fiabilidade, para cidade de Évora, obtidas através do uso do modelo proposto por Duffie e Beckman (1991), para o cálculo da irradiação incidente sobre uma superfície inclinada, foram comparadas com as curvas de *LLP* adquiridas por intermédio dos modelos sugeridos por Circum Solar equação 13, e Jimenez e Castro (1986), equação 12. Os resultados obtidos estão indicados nas figuras 20 e 21.

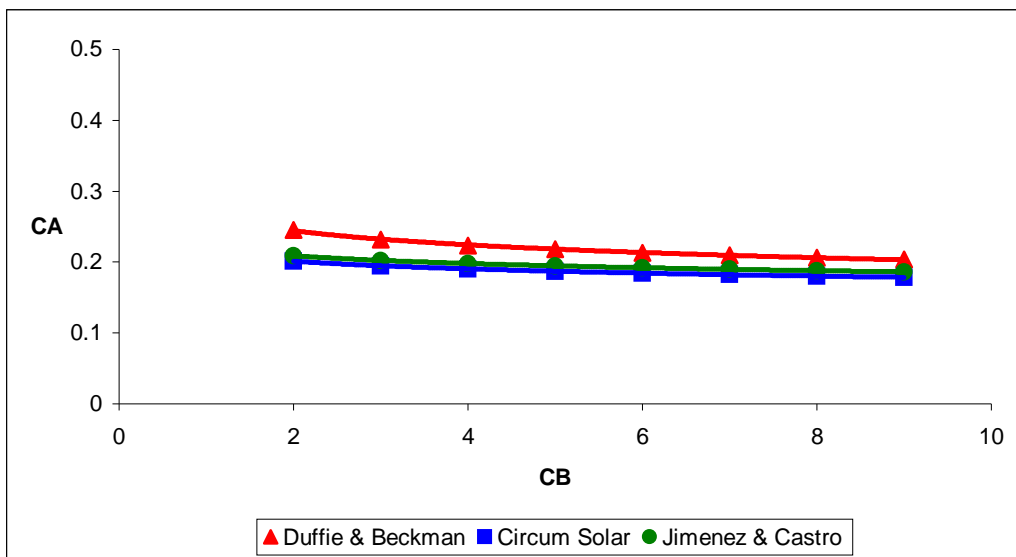


Figura 20: Curvas de LLP para Évora obtidos através do uso de três modelos diferentes da irradiação incidente no plano inclinado. $LLP = 0,05$, $\beta = 60^\circ$

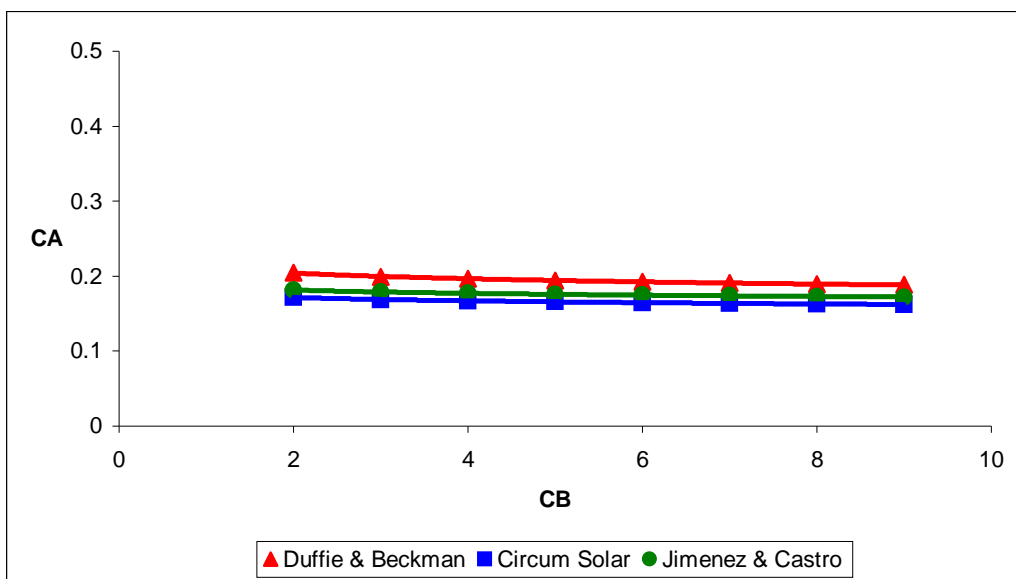


Figura 21: Curvas de LLP para Évora obtidos através do uso de três modelos diferentes da irradiação incidente no plano inclinado. $LLP = 0,1$, $\beta = 60^\circ$

Os modelos de Circum Solar (Iqbal, 1983) e de Jimenez e Castro (1986) apresentam valores da capacidade dos painéis fotovoltaicos diferentes, comparando com os resultados do modelo de Duffie e Beckman (1991). Para

os mesmos dias de autonomia da bateria, o método de Duffie e Beckman (1991) exhibe valores de C_A mais altos, ao passo que o de Circum Solar (Iqbal, 1983) ostenta os mais baixos. Finalmente, os modelos de Jimenez e Castro (1986) e de Circum Solar (Iqbal, 1983) mostram os resultados muito próximos um do outro.

Para a mesma área dos painéis fotovoltaicos, o modelo de Circum Solar sugerido por Iqbal (1983) apresenta menores valores da capacidade dos painéis fotovoltaicos. Mas, utilizou-se o modelo sugerido por Duffie e Beckman (1991) na obtenção das curvas de *LLP* sugeridas para a região de Évora.

Escolheu-se o modelo sugerido por Duffie e Beckman (1991), por ser o modelo mais completo, uma vez que tem a contribuição das três componentes da irradiação incidente na superfície terrestre, nomeadamente, a irradiação directa, a irradiação difusa e a irradiação global na superfície horizontal. Ao passo que os modelos de Jimenez e Castro (1986) e de Circum Solar (Iqbal, 1983) só têm a contribuição da irradiação global na superfície horizontal.

5. Conclusões

Desenvolveu-se este trabalho com as finalidades de implementar métodos que envolvem o conceito de *Loss of Load Probability (LLP)* no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, comparar os métodos implementados com os métodos intuitivos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e avaliar a influência de alguns parâmetros no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Implementaram-se o método da probabilidade de perda de carga e um método analítico para o cálculo de *LLP*.

O método da probabilidade de perda de carga é um método numérico que consiste em determinar, a partir do *LLP* e da capacidade da bateria predefinidos, a capacidade dos painéis fotovoltaicos. O método analítico para o cálculo de *LLP* consiste em descrever as curvas de *LLP* numa forma analítica.

O método da probabilidade de perda de carga implementado envolveu essencialmente quatro etapas:

1. Obtenção dos dados da irradiação solar do local onde o sistema foi implementado;
2. Preparação das séries de dados da irradiação global sobre a superfície horizontal;
3. Cálculo da irradiação incidente na superfície inclinada a partir da incidente na horizontal;
4. Simulação do comportamento do sistema fotovoltaico, no sentido de quantificar o *LLP* correspondente aos valores dos pares da

capacidade da bateria e da capacidade dos painéis fotovoltaicos

$$(C_B, C_A).$$

Para validar o método da probabilidade de perda de carga, compararam-se os resultados do modelo com os resultados do modelo de *LLP* desenvolvido por Sidrach-de-Cardona e López (1998), tendo-se verificado uma ótima coerência entre os resultados dos modelos. Esta coerência permite que os resultados sejam utilizados no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados.

Não se validou o outro método implementado, método analítico para o cálculo de *LLP*, porque as expressões analíticas obtidas são ajustes das curvas de *LLP* provenientes do método da probabilidade de perda de carga.

De seguida, estudou-se um caso típico de um sistema fotovoltaico isolado, simulando um sistema situado na região de Évora, onde foram utilizados como *input* os dados de irradiação solar correspondentes ao período de 2000 – 2006. Desta simulação, obteve-se curvas e expressões analíticas de *LLP* para a região de Évora, que permitem dimensionar um sistema fotovoltaico isolado localizado em Évora numa forma simples e rápida.

Seguidamente, com o intuito ainda de avaliar os resultados do modelo da probabilidade de perda de carga, efectuaram-se comparações entre as curvas de *LLP*, para a zona de Évora, com diferentes ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos, comparações das curvas *LLP* da região de Évora com as da região de Málaga, comparações das curvas *LLP* da região de Évora com as da região de Salamanca e comparações dos resultados do método da probabilidade de perda de carga com os resultados de um método intuitivo.

Nas comparações entre as curvas de *LLP*, para zona de Évora, com diferentes ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos, verificou-se uma alteração das linhas de fiabilidade com a variação do ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos. As comparações foram feitas para dois valores de *LLP* (0,01 e 0,05) e dois valores de ângulo de inclinação (30° e 60°). A capacidade dos painéis fotovoltaicos diminui quando a inclinação é igual à 60°. Para mesma área dos painéis fotovoltaicos, o ângulo de 60° apresenta resultados mais fiáveis em relação ao ângulo de 30°.

Nas comparações das curvas *LLP* de Évora com as de Málaga, notou-se que existe uma aproximação entre as curvas das ambas localidades e que, quanto maior for o valor de *LLP*, maior será a aproximação entre as linhas de fiabilidade das duas regiões. Para a mesma área dos painéis fotovoltaicos, um sistema fotovoltaico localizado em Évora será mais fiável em relação a um sistema localizado em Málaga.

Nas comparações das curvas *LLP* de Évora com as de Salamanca, observou-se que um sistema fotovoltaico colocado na zona de Évora apresenta menores valores da capacidade dos painéis fotovoltaicos em relação a um localizado em Salamanca. Para a mesma área dos painéis fotovoltaicos, um sistema fotovoltaico isolado localizado em Évora será, claramente, mais fiável em relação a um sistema localizado em Salamanca.

Nas comparações dos resultados do método da probabilidade de perda de carga com os resultados de um método intuitivo, notou-se que existe uma grande diferença (na ordem dos 53%) entre o valor da área dos painéis fotovoltaicos estimado entre ambos os modelos, sendo maior o valor da área

dos painéis fotovoltaicos obtido com o método intuitivo em relação ao valor obtido com o método da probabilidade de perda de carga. Diferença que tem, claramente, impacto no custo do sistema. O custo será maior se o sistema for dimensionado com o método intuitivo e menor se o sistema for dimensionado com o método da probabilidade de perda de carga.

Por fim, para alcançar o último objectivo deste trabalho, influência de alguns parâmetros no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, avaliou-se a influência da escolha dos modelos para o cálculo da irradiação difusa e da irradiação incidente num plano inclinado no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos isolados. Para o primeiro parâmetro, utilizaram-se os modelos de Collares-Pereira e Rabl (1979), Tarhan e Sari (2004) e Tasdemeroglu e Sever (1991). Por seu turno, para o segundo parâmetro, usaram-se os modelos propostos por Duffie e Beckman (1991), Circum Solar (Iqbal, 1983), e Jimenez e Castro (1986). Verificou-se que, a escolha de ambos modelos tem influência nos resultados da capacidade dos painéis fotovoltaicos, sendo esta interferência mais significativa na escolha do modelo do cálculo da irradiação sobre uma superfície inclinada. Por isso, aconselha-se a ter alguma cautela na escolha do modelo do cálculo da irradiação sobre uma superfície inclinada.

Referências Bibliográficas

- Abouzahr, I. e Ramakumar, R. (1991). Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems: a Closed Form Solution Approach. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 6, 1-11.
- Aguiar, R., Collares-Pereira, M. e Conde, J. (1988). Simple Procedure for Generating Sequences of Daily Radiation Values Using a Library of Markov Transition Markov. *Solar Energy*, 40, 229-279.
- Barra, L., Cataloni, S., Fontana, F. e Lavorante, F. (1984). An Analytical Method to Determine the Optimal Size of a Photovoltaic Plant. *Solar Energy*, 33 (6), 509-514.
- Bartoli, B., Cuomo, V., Fontana, F., Serio, C. e Silverstrini, V. (1984). The Design of Photovoltaic Plants: An Optimization Procedure. *Applied Energy*, 18, 37-41.
- Bartoli, B., Cuomo, V., Fontana, F., Serio, C. e Silverstrini, V. (1984). The Design of Photovoltaic Plants: An Optimization Procedure. *Applied Energy*, 18, 37-47.
- Bendford, F. e Bock, J. E. (1939). A Time Analysis of Sunshine. *Trans. of the American Illumination Engineering Soc.*, 34, 200.
- Bucciareli, L. (1984). Estimating Loss-of-Load Probabilities of Stand-Alone Photovoltaic Solar Energy System. *Solar Energy*, 32, 205-209.
- Bucciareli, L. (1986). The Effect of Day-to-Day Correlation in Solar Radiation on the Probability of Loss- Power in Stand-Alone Photovoltaic Solar Energy System. *Solar Energy*, 36, 11-18.
- Castro, R. (2004). Introdução à Energia Fotovoltaica. Lisboa: Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa.
- Chapman, R. (1989). Development of Sizing Nomograms for Stand-Alone Photovoltaic Storage Systems. *Solar Energy*, 43, 71-76.
- Chapman, R. (1990). The Synthesis Solar Radiation Data for Sizing Stand-Alone Photovoltaic System. *In Proceedings of IEEE*, 965-970.
- Ciemat (2000). Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energia Solar Fotovoltaica. Editorial Ciemat.

- Clark, D. R., Klein, S. A. e Beckman, W. A. (1984). A Method for Estimating Performance of Photovoltaic Systems, *Solar Energy*, 33, 551-555.
- Collares-Pereira, M. e Rabl, A. (1979). The Average Distribution of Solar Radiation Correlations Between Diffuse and Hemispherical and Between Daily and Hourly Insolation Values. *Solar Energy*, 22, 155-164.
- Cooper, P. (1969). The Absorption of Solar Radiation in Solar Stills, *Solar Energy*, 12, 33-46.
- DGGE (2011). Renováveis - Estatísticas Rápidas - Janeiro/Fevereiro 2011. Estatísticas rápidas. Renováveis. 71/72, Direcção Geral de Geologia e Energia. <http://www.dgge.pt/>
- Diário da República, 1.a série – n.o 73 – 15 de Abril 2010, 1289-1296
- Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009.
- Duffie, J. A. e Beckman, W. A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd Edition, John Wiley & Sons.
- Egido, M. e Lorenzo, E. (1992). The Sizing of Stand Alone PV-systems: Review and a Proposed New Method. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 26, 51-69.
- EPIA (2011). Global Market Outlook for Photovoltaic Unit 2015, European Photovoltaic Industry Association, Bruxelles.
- Evans, D. (1981). Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output. *Solar Energy*, 27, 555-560.
- Goma, L. (2007). Um Programa de Cálculo para Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados. Évora: Universidade de Évora.
- Gordon, J. M. (1987). Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Solar Power Systems. *Solar Cells*, 20, 295-313
- Graham, V., Hollands, K. e Unny, T. (1988). A Times Series Model for K_t with Application to Global Synthetic Weather Generation. *Solar Energy*, 40, 83-92.
- Groumos, P. e Papageorgiou, G. (1987). An Optimal Sizing Method for Stand-Alone Photovoltaic Power System. *Solar Energy*, 38, 341-351.

- Hay, J. E. e McKay, D.C. (1985). Estimating solar irradiance on inclined surfaces: A review and assessment of methodologies Int. J., *Solar Energy* 3, 203-240.
- Hontoria, L., Aguilera, J. e Zufiria, P. (2003). A Tool for Obtaining the LOLP Curves for Sizing Off-Grid Photovoltaic Systems Based in Neural Networks, *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, Japan
- Hontoria, L., Aguilera, J. e Zufiria, P. (2005). A New Approach for Sizing Stand Alone Photovoltaic Systems Based in Neural Networks, *Solar Energy*, 78, 313-319.
- IEA-PVPS – International Energy Agency-Photovoltaics Power Systems, Anual Report 2009
<http://www.iea-pvps.org/countries/portugal/index.htm>
- Imamura, M. S. (1991). A Simplified Method for Determining the Available Power and Energy of a Photovoltaic Array. *Solar Energy*, 10, 205-210.
- Iqbal, M. (1983). An Introduction to Solar radiation. Canada: Academic Press
- Jimenez, JI. e Castro, Y. (1986). *National Assembly of Geophysics and Geodesy*, 2, 805.
- Joyce, A., Rodrigues, C. e Manso, R. (2001). Modelling a Photovoltaic system. *Renewable Energy*, 22, 275-280.
- Klein, S. A. (1977). Calculation of Monthly Average Insolation Tilted Surfaces. *Solar Energy*, 19, 325.
- Klein, S. A. e Beckman, W. A. (1987). Loss of Load Probability for Stand Alone Photovoltaic Systems. *Solar Energy*, 39 (6), 499-512.
- Liu, B. Y. H. e Jordan, R. C. (1962). Daily Insolation on Surfaces Tilted Toward the Equator. *ASHRAE Journal*, 3, 53
- Lorenzo, E. e Narvarte, L. (2000). On the Usefulness of Stand-Alone PV Sizing Methods. *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, 8, 391-409.
- Maghraby, H., Shwehdi, M. e Al-Bassam, G. K. (2002). Probabilistic Assessment of Photovoltaic Generation Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17, 205-208.

- Markvart, T., Fragaki, A. e Ross, J. (2006). Photovoltaic System Sizing Using Observed Time Series of Solar Radiation. *Solar Energy*, 80, 46-50.
- Mella, N. (1994). Atlas Climático de Irradiación a Partir de Imágenes del Satélite NOAA. Aplicación a la Península Ibérica. Universidade Politècnica de Catalunya
- Mellit, A. (2007). Sizing of Photovoltaic Systems: a Review, *Revue des Energies Renouvelables*, 10, 463-472.
- Mellit, A. e Benghanem, M. (2007). Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Systems Using Neural Network Adaptive Model. *Desalination*, 209, 64-72.
- Mellit, A., Benghanem, M., Arab, A. e Guessoum, A. (2005). An Adaptive Artificial Neural Network Model for Sizing Stand-Alone Photovoltaic Systems: Application for Isolated Sites in Algeria. *Renewable Energy*, 30, 1501-1524.
- Mellit, A., Kalogirou, S.A., Shaari, S., Salhi, H. e Arab, A. H. (2008). Methodology for Predicting Sequences of Mean Monthly Clearness Index and Daily Solar Radiation Data in Remote Areas: Application for Sizing a Stand-Alone PV System. *Renewable Energy*, 33, 1570–1590.
- Mellit, A., Kalogirou, S., Shaari, S., Salhi, H. e Arab, A. (2008). Methodology for Predicting Sequences of Mean Monthly Clearness Index and Daily Solar Radiation Data in Remote Areas: Application for Sizing a Stand-Alone PV System. *Renewable Energy*, 33, 1570-1590.
- Mogueira, C. (2007). Influência dos Dados de Radiação e Aerossóis no Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. Évora: Universidade de Évora.
- Mun, F. e Jalal, T. (2007). Simulation of Standalone Photovoltaics Using PSPICE, The 5th Student Conference on Research and Development – SCOReD 2007, Malaysia.
- Page, J. K. (1961). Methods for the Estimation of Solar Energy on Vertical and Inclined Surfaces. *Solar Energy Conversion*, 37-99.
- PNAER (2010). Plano de Nacional Acção para as Energias Renováveis ao Abrigo da Directiva 2009/28/CE

- Posadillo, R. e Luque, R. (2008). A Sizing Method for Stand-Alone PV Installations with Variable Demand, *Renewable Energy*, 33, 1049-1055
- RETScreen International (2001). Clean Energy Project Analysis. Minister of Natural Resources Canada
- Rosenthal, Elisabeth – Portugal Gives Itself a Clean-Energy Makeover. The New York Times. (9 Agos. 2010) 12.
- Sidrach, M. (1995). Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energia Solar Fotovoltaica. *CIEMAT*, 14.1-14.30.
- Sidrach-de-Cardona, M. e López, Ll. M. (1998). A simple Model for Sizing Stand Alone Photovoltaic Systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 55, 199-214.
- Siegel, M. D., Klein, S. A. e Beckman, W. A. (1981). A Simplified Method for Estimating the Monthly-Average Performance of Photovoltaic Systems, *Solar Energy*, 26, 413-418.
- Tarhan, S. e Sari, A. (2004). Model Selection for Global and Diffuse Radiation over the Central Black Sea (CBS) Region of Turkey. *Energy Conversion*, 46, 605-613.
- Tasdemiroglu, E. e Sever, R. (1991) Estimation of Monthly Average Daily, Horizontal Diffuse Radiation in Turkey, *Energy* 16, 87-90.
- Tullot, I. F. (1984). Atlas de la Radiación Solar en España. Instituto Nacional de Meteorología
- Zanesco, I., Moehlecke, A., Medeiros, G. S. e Mallmann, A. P. (2004). Analytic Method for Sizing Stand-Alone PV Systems in Brazil. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Paris.