

A VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA
PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA

ELISA ÂNGELA DUARTE NEVES

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Gestão de Empresas

Orientador:
Professor Doutor José Paulo Esperança, ISCTE Business School,
Departamento de Finanças

Outubro 2012

A VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE EM CABO VERDE:

O CASO DA ELECTRA

Elisa Ângela Duarte Neves

A VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA
PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA

ELISA ÂNGELA DUARTE NEVES

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Gestão de Empresas

Orientador:
Professor Doutor José Paulo Esperança, ISCTE Business School,
Departamento de Finanças

Outubro 2012

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser realizado sem a preciosa ajuda e colaboração de pessoas e entidades, que de uma forma ou de outra partilharam do meu esforço.

Ao meu orientador Professor Doutor José Paulo Esperança agradeço acima de tudo, a confiança e a disponibilidade demonstrada em orientar esta dissertação, e pelas sugestões e correcções que permitiram a sua conclusão.

Um muito obrigado à Electra, na pessoa do Dr. Pedro Rocha pela paciência, disponibilidade e documentação facultada.

Ao Eng.º Abraão Lopes agradeço pelas informações concedidas.

À minha família pelo incondicional apoio e paciência ao longo deste percurso. Ainda um especial agradecimento ao Victor Neves, pelo carinho, paciência e compreensão ao sacrificar os nossos momentos.

Uma palavra de apreço ao Arlindo Rodrigues, Patrícia Martins e Peggy pela contribuição na revisão e montagem do trabalho.

Aos meus amigos e colegas de trabalho, que de forma directa ou indirecta tiveram um papel fundamental na elaboração dessa dissertação.

A todos, o meu mais profundo agradecimento.

Resumo

Um dos grandes desafios da actualidade está relacionado com a energia, mais concretamente com a sustentabilidade e a segurança energética. A prossecução destes objectivos energéticos tem estimulado a exploração e aproveitamento das energias renováveis. A inexistência de combustíveis fósseis, aliada a fraca penetração das energias renováveis na matriz energética de Cabo Verde, tem colocado grandes desafios ao sector energético do país, caracterizado por uma grande dependência das importações de produtos petrolíferos. Mais de 90% da electricidade produzida em Cabo Verde é suportada por derivados do petróleo, mais concretamente do Fuel e do Gasóleo.

Esta dissertação tem como objectivo analisar a viabilidade da energia solar fotovoltaica na produção de electricidade em Cabo Verde. Para o efeito, foi apresentado como estudo de caso a análise dos custos de produção de energia eléctrica no país através da Electra, Empresa de Electricidade e Água SARL, principal concessionária do sector eléctrico de Cabo Verde. À luz da literatura consultada, relativamente aos modelos de análise de custos das energias renováveis e de análise e selecção de investimentos sob a óptica dos custos, foram analisados os custos de uma central fotovoltaica, conectada à rede de distribuição da Electra.

É de realçar que, durante o estudo constatou-se que a energia solar fotovoltaica em Cabo Verde pode ser viabilizada pela intervenção Governamental, através da obtenção de financiamento baseado em linhas de crédito. Apesar da tendência decrescente do preço dos sistemas solares no mercado internacional, o valor do investimento inicial para este tipo de tecnologia continua ainda muito elevado. Portanto, a obtenção de financiamento com condições especiais para a energia eléctrica fotovoltaica, pode constituir uma forma de ultrapassar a forte pressão que o investimento inicial exerce na sua estrutura de custos.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Energias Renováveis; Análise de Custos; Viabilidade.

Abstract

One of the major challenges today is related with energy, specifically with the sustainability and energetic safety. The prosecution of these energetic aims has been stimulating the exploitation and profit of renewable energies. The inexistence of fossil fuels, allied to the weak penetration of renewable energies in the energetic registry of Cape Verde, has been giving major challenges to the energetic sector of the country, which is characterized by a great dependence on the import of petroliferous products. More than 90% of the electricity produced in Cape Verde is supported by derived of petroleum, more specifically fuel and diesel oil.

This essay has aims to analyze the feasibility of the photovoltaic solar energy in the production of electricity in Cape Verde. Therefore was presented as case study, the analysis of production costs of electric energy in the country through Electra (the Enterprise of Water and Electricity, S.A.R.L.), the main concessionaire of the electric sector in Cape Verde. From the consulted literature, concerning the models of cost analysis of renewable energies and the analysis and selection of investments under the optic of costs, were analyzed the costs of a photovoltaic central, connected to the distribution net of Electra.

One must say that, during the study, one stated that the photovoltaic solar energy in Cape Verde may be feasible by intervention of the Government, through the obtainance of financing based on credit lines. In spite of the falling tendency of the price of the solar systems on the international market, the value of the initial investment for this type of technology is still very high. Therefore, the obtainance of the financing with special conditions for the photovoltaic electric energy may constitute a way of overcoming the strong pressure that the initial investment will have on its cost structure.

Key-words: Photovoltaic Energy; Renewable Energies; Cost Analysis; Feasibility.

Índice

Agradecimentos.....	I
Resumo.....	II
Abstract.....	III
Índice de Tabelas.....	VI
Índice de Gráficos.....	VI
Índice de Figuras.....	VI
Abreviaturas e Siglas.....	
Capítulo 1: Introdução.....	1
1.1 – Introdução.....	1
1.2 - Contextualização.....	1
1.3 - Formulação do Problema.....	2
1.4 - Objectivos.....	3
1.5 - Relevância e Justificação do Tema.....	3
1.6 - Estrutura do Trabalho.....	5
PARTE I – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	7
Capítulo 2: Enquadramento da Energia Solar Fotovoltaica.....	8
2.1 – Desenvolvimento Histórico da Energia Solar Fotovoltaica	8
2.2 – Tecnologias	10
2.3 – Mercado.....	10
2.4 – Perspectivas de Crescimento do Sector Solar.....	12
2.5 – Vantagens da Energia Solar Fotovoltaica e Barreiras ao Crescimento	15
2.6 - Políticas/ Instrumentos de Desenvolvimento.....	20
2.7 – Responsabilidade Social no Contexto Energético.....	23
Capítulo 3: Economia da Energia Solar Fotovoltaica.....	28
3.1 – Custo da Electricidade Fotovoltaica.....	28
3.1.1 – Levelised Cost of Electricity (LCOE).....	28
3.1.1.1 – Parâmetros do Levelised Cost of Electricity (LCOE).....	32
3.1.1.2 – Aplicações e Limitações da Metodologia LCOE	35

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

3.1.1.3 – Apresentação de um estudo com utilização da metodologia LCOE.....	37
3.1.2 – Custo Médio Anual Equivalente (CMAE).....	44
PARTE II – O CASO DA ELECTRA.....	45
Capítulo 4: Metodologia e Procedimentos dos Trabalhos de Investigação.....	46
4.1 - Caracterização da Investigação.....	46
4.2 – Desenvolvimento da Pesquisa.....	46
Capítulo 5: O Caso da Electra.....	48
5.1 – Apresentação da Empresa.....	48
5.2 – Sector Energético em Cabo Verde.....	49
5.3 - Caracterização do Potencial Fotovoltaico de Cabo Verde.....	55
5.4 – Electra em Números.....	57
5.5 – Análise de custo da Energia Solar Fotovoltaica.....	60
5.5.1 - Aspectos Técnicos do Sistema de produção de energia.....	60
5.5.2 - Aspectos Económico-Financeiros do projecto.....	61
5.5.3 – Resultados dos Métodos de Avaliação de Custos.....	61
5.5.4 – Valor Estimado da Poupança de Combustível.....	62
5.5.5 – Análise de Sensibilidade.....	64
Capítulo 6: Discussão, Conclusões e Recomendações.....	68
6.1 – Discussão.....	68
6.2 – Conclusões.....	69
6.3 - Recomendações.....	70
Bibliografia.....	72
Anexo I.....	75
Anexo II.....	76
Anexo III.....	77
Anexo IV.....	78

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Resumo de Custos e Pressupostos no Cálculo do LCOE.....	40
Tabela 2 – Produção de Energia eléctrica 2011.....	50
Tabela 3 – Evolução da Taxa de Crescimento Médio Anual.....	50
Tabela 4 – Evolução da Produção de Energia.....	53
Tabela 5 – Indicadores Económico-Financeiros.....	57
Tabela 6 – Rentabilidade e Eficiência.....	58
Tabela 7 - Decomposição Custo Mercadorias Vendidas e Matérias Consumidas.....	59
Tabela 8 – Aspectos Técnicos do Sistema Fotovoltaico	60
Tabela 9 – Aspectos Económico-Financeiro do Projecto.....	61
Tabela 10 – Consumo de Combustível Sistema Eléctrico.....	62
Tabela 11 – Poupança de Combustível.....	63
Tabela 12 – Cenários Poupança Combustível.....	63
Tabela 13 – Taxas de Actualização.....	65
Tabela 14 – Resumo Cenários Análise Sensibilidade.....	66
Tabela 15 – Resultados Análise Sensibilidade.....	66

Índice de Gráficos

Gráfico 1 – Repartição da Quota de Mercado Fotovoltaico 2011.....	11
Gráfico 2 – Repartição da Produção de Electricidade 2011 por Tecnologia.....	53
Gráfico 3 – Evolução do Preço do Gasóleo no Mercado Nacional.....	54
Gráfico 4 – Evolução do Preço do Fuel no Mercado Nacional.....	55
Gráfico 5 – Evolução do Numero de Contractos.....	57
Gráfico 6 – Consumo de Combustível em Litros.....	59

Índice de Figuras

Figura 1 – Fontes de energia no Mundo.....	13
Figura 2 – Potencial Fotovoltaico de Cabo Verde.....	56

Abreviaturas e Siglas

AFBD – *African Bank for Development*

AICD – *Africa Infrastructure Country Diagnostic*

ARE – Agência de Regulamentação Económica

CC(S) – *Carbon capture where currently no storage is included*

CMAE – Custo Médio Anual Equivalente

EPA – *Environmental Protection Agency*

EPC – *Engineering, Procurement and Construction*

EPIA – *European Photovoltaic Industry Association*

EREC – *European Renewable Energy Council*

FIT – *Feed-in-tariffs*

GW – *Gigawatt*

IDC – *Interest During Construction*

IEA – *International Energy Agency*

KWp – *Kilowatt pico*

LCOE – *Levelised Cost of Electricity*

MECC – Ministério da Economia Crescimento e Competitividade

MWp – *Megawatt pico*

NEA – *Nuclear Energy Agency*

OECD – *Organisation for Economic Cooperation and Development*

ONG – Organização Não Governamental

PDERCV – Plano Director das Energias Renováveis em Cabo Verde

TCMA – Taxa de Crescimento Médio Anual

UNDP – *United Nations Development Programme*

UNECA – *Economic Commission for Africa*

Wp – *Watt pico*

Capítulo 1: Introdução

1.1 - Introdução

A necessidade energética constitui um dos maiores desafios da actualidade e das gerações futuras. Se por um lado, as reservas dos combustíveis fósseis, base da matriz energética mundial, dão sinais de esgotamento, por outro lado, a queima desses mesmos combustíveis na produção de energia levanta questões a nível do impacto ambiental, com consequências nefastas para o planeta, nomeadamente a nível do aquecimento global.

Assim, para além da preocupação com o aumento do preço do petróleo que, consequentemente, tem elevado os custos de produção de energia, o aumento dos índices de poluição, aumento da temperatura e as mudanças climáticas, tornaram-se uma preocupação a nível das nações, culminando com o protocolo de Quioto, que visa a redução da emissão dos gases com efeito de estufa, por parte dos países industrializados.

Atendendo ao papel estratégico da energia, questões ligadas à sustentabilidade e segurança energética têm colocado a tónica na exploração e aproveitamento de novas fontes de energia que sejam baratas, menos poluentes e renováveis.

1.2 - Contextualização

O contributo das energias renováveis no total de electricidade consumida a nível global vem sofrendo aumentos sucessivos. Em particular, a energia solar fotovoltaica foi considerada a tecnologia renovável com maior taxa de crescimento anual na última década (IEA, 2011).

A capacidade acumulada, a nível do globo, alcançada pela energia solar fotovoltaica, 67,4 GW (*Gigawatt*) no final do ano de 2011, coloca esta tecnologia de produção de electricidade como a terceira mais importante fonte de energia renovável, relativamente a capacidade instalada, sendo ultrapassada apenas pela hídrica e pela eólica (EPIA, 2011).

Os preços das matérias-primas, nomeadamente o silício cristalino, vêm sofrendo diminuições sucessivas, com o respectivo impacto nos preços dos sistemas fotovoltaicos, cuja diminuição em 2011 rondou os 30% (*Marketbuzz*, 2012). Ainda assim, o custo inicial dos projectos de energia solar fotovoltaica continua sendo um entrave ao seu desenvolvimento e a uma maior participação na matriz energética mundial.

Em Cabo Verde a participação das energias renováveis na produção de electricidade é ainda muito fraca, menos de 10% da electricidade produzida no país, segundo a Electra, Relatório e Contas (2011). A contribuição das renováveis restringe-se a energia eólica e a solar fotovoltaica, sendo esta última a mais recente e com menor expressão.

Não obstante, estudos apontam para grandes potencialidades em termos de energias renováveis em Cabo Verde. O Plano Director das Energias Renováveis de Cabo Verde (PDERCV, 2011) aponta para um potencial estimado de 2.600 MW (*Megawatt*) sendo o recurso solar e o recurso eólico os mais abundantes.

Atendendo à aposta na eficiência energética e na sustentabilidade, faz parte da política energética do governo a penetração das energias renováveis na matriz energética do país. Esta política, que visa atingir uma taxa de 50% de energias renováveis até 2020 e diminuir a dependência face aos combustíveis fósseis, passa por um conjunto de investimentos, com particular incidência nos projectos de energia eólica e solar fotovoltaica (PDERCV, 2011).

1.3 - Formulação do problema

A Electra SARL é a entidade que explora a produção de electricidade e água em Cabo Verde, em regime de concessão. A água utilizada no país provém, essencialmente, do processo de dessalinização, tendo em conta os fracos recursos pluviais de Cabo Verde.

O parque electroprodutor de Cabo Verde assenta, predominantemente, em centrais termoeléctricas, alimentadas por combustíveis fósseis. A Electra tem vindo a alterar o seu parque electroprodutor de gasóleo para fuel, no entanto esta alteração tem-se revelado insuficiente face ao elevado custo suportado com os combustíveis. A economia

energética de Cabo Verde encontra-se, portanto, dependente da volatilidade dos preços dos mercados petrolíferos

A procura de novas opções, mais sustentáveis, tem indicado a utilização das energias renováveis, na maioria dos casos, conectadas à rede de distribuição, na medida em procura suprir as necessidades energéticas do país como um todo.

Assim, levanta-se as questões sobre as quais iremos trabalhar ao longo do presente trabalho: Porquê utilizar a energia solar fotovoltaica? Será que a energia solar fotovoltaica, conectada à rede, constitui uma opção viável para Cabo Verde?

1.4 - Objectivos

Esta dissertação tem como objectivo analisar a viabilidade da energia solar fotovoltaica na produção de electricidade em Cabo Verde, utilizando para o efeito o comportamento dos custos de uma central fotovoltaica da Electra.

Para se alcançar o objectivo geral acima enunciado são considerados os seguintes objectivos específicos: (i) análise do estado-da-arte da electricidade solar fotovoltaica, com incidência nos seus pontos fortes e benefícios; (ii) análise das possíveis poupanças futuras com combustíveis; (iii) análise de viabilidade da central fotovoltaica em funcionamento na Electra.

1.5 - Relevância e Justificação do Tema

O acesso a energia é um dos motores de crescimento económico uma vez que interfere com a vida dos cidadãos a vários níveis. O sector energético em Cabo Verde vem atravessando um conjunto de constrangimentos que dificultam a prossecução dos objectivos propostos, com implicações em vários sectores da realidade cabo-verdiana.

Apesar de Cabo Verde ter conquistado a classificação de país de rendimento médio, e não obstante os progressos significativos já alcançados, o país continua a enfrentar alguns constrangimentos e desafios ao seu desenvolvimento.

Cabo Verde não possui quaisquer recursos petrolíferos conhecidos e, portanto, o país está completamente dependente das importações de petróleo para o seu abastecimento de combustível. A electricidade produzida, maioritariamente, pelo recurso aos derivados do petróleo é apontada como uma das principais razões para as dificuldades sentidas no sector eléctrico em Cabo Verde. Como reflexo desta dependência, as tarifas de electricidade praticadas em Cabo Verde, superiores a 0,40 cêntimos de dólar por kilowatt-hora (kWh), são, de longe, as mais altas em África e devem estar entre as mais altas do mundo, segundo o Relatório Nacional da AICD - *Africa Infrastructure Country Diagnostic* (2010). Ainda segundo este mesmo relatório, no inquérito sobre o Clima de Investimentos (*Investment Climate Survey*) de 2006, realizado às empresas de Cabo Verde, mais de 60% dos inquiridos indicaram o estado do sector energético como o obstáculo principal ou muito sério para os seus negócios.

Os recursos hídricos, também são extremamente escassos no arquipélago, sendo que, nos últimos 40 anos, a precipitação tem diminuído acentuadamente, para cerca de metade do seu nível inicial, pelo que os recursos do subsolo são bastante limitados. Consequentemente, Cabo Verde apresenta uma acentuada dependência das centrais de dessalinização de água, processo que consome muita energia, sendo aquelas actualmente responsáveis por mais de 85% da produção. Este facto tem implicações nas tarifas de água cobradas pela Electra, 4,43 dólares por metro cúbico (m³), que se enquadram no grupo das mais elevadas de África e do mundo (AICD, 2010).

Não obstante as elevadas tarifas de electricidade praticadas, conforme anteriormente referido, estas têm-se revelado insuficientes para suportar os custos de produção (PDERCV, 2011). Ao conjunto de questões já expostas pode ainda ser acrescentada a insularidade do país, que impede o aproveitamento de economias de escala e obriga a custos adicionais de transporte e armazenagem de combustível, como forma de assegurar o abastecimento do país.

Em termos ambientais, verificou-se um aumento médio da temperatura enquanto que, a nível da precipitação anual, a tendência foi inversa. Este cenário é apontado como possível efeito das alterações climáticas sobre o arquipélago. Desde a década de 60 do século passado, segundo o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), a temperatura em Cabo Verde aumentou em média 6 graus centígrados – e as projecções apontam para ainda mais aumentos. Ao mesmo tempo, a média de

precipitação anual desceu (para 230mm/ano, abaixo da média subsariana), com a estação de chuvas a ficar mais pequena (AFBD, OECD, UNDP, UNECA, 2012)

Neste contexto, a análise de viabilidade da energia solar fotovoltaica poderá contribuir para um melhor conhecimento do comportamento dos custos de electricidade, dado o carácter estratégico deste sector. Adicionalmente, contribuirá em termos ambientais para sustentar uma política que seja simultaneamente amiga do ambiente e economicamente viável.

Não obstante os estudos internacionais que apontam para a continuidade da descida dos preços dos equipamentos fotovoltaicos no mercado internacional, e dos benefícios da energia solar em termos ambientais, é pertinente avaliar a viabilidade económica, principalmente considerando uma rede de distribuição que pode ser obsoleta e portanto dificultar a exploração e o aproveitamento deste recurso energético natural, abundante em Cabo Verde, que é o sol.

1.6 - Estrutura do trabalho

Após a contextualização, a definição do problema, a apresentação dos objectivos e da relevância do estudo pretendido, que compõem o capítulo introdutório, estruturou-se a dissertação em duas partes, que integram um total de cinco capítulos.

Na primeira parte é efectuada uma abordagem genérica da energia fotovoltaica, com o intuito de criar bases sólidas para a análise do caso de Cabo Verde. Assim, o segundo capítulo faz o enquadramento da energia solar fotovoltaica, a nível das principais tecnologias e do posicionamento no mercado, passando também pelas barreiras e incentivos à sua instalação. O terceiro capítulo é dedicado à economia da energia fotovoltaica. Para além de uma breve alusão ao Custo Médio Anual Equivalente (CMAE), é abordado também o modelo de cálculo dos custos das energias renováveis *Levelised Cost of Electricity* (LCOE), com a apresentação dos principais parâmetros e as limitações associadas a esta metodologia de avaliação de custos.

A segunda parte é dedicada à Cabo Verde, procurando analisar a viabilidade da energia solar fotovoltaica no país, através de uma central fotovoltaica conectada à rede de

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

distribuição da Electra, objecto do estudo de caso. Antes da análise efectiva dos custos, faz-se, no quarto capítulo, a caracterização da investigação e a descrição da metodologia utilizada no estudo. O quinto capítulo inclui a análise dos custos de produção de electricidade fotovoltaica com recurso à metodologia LCOE, apresentada na primeira parte do estudo. É também realizada uma análise de sensibilidade para testar o impacto das diferentes condições possíveis nos resultados do projecto. Finalmente, no capítulo seis, apresentam-se as conclusões e recomendações do estudo.

PARTE I – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Capítulo 2: Enquadramento da Energia Solar Fotovoltaica

2.1 – Desenvolvimento Histórico da Energia Solar Fotovoltaica

As potencialidades do sol vêm assumindo cada vez maior importância no contexto energético. Dados disponibilizados pela *Solarbuzz* demonstram que a procura da energia solar tem apresentado, em média, uma taxa de crescimento de 30% ao ano, nos últimos 20 anos, e movimenta bilhões de dólares anualmente (www.solarbuzz.com).

No entanto, um longo trajecto foi percorrido até que o objectivo de se aproveitar a radiação solar na produção de electricidade se concretizasse. O percurso que teve início em 1839 encontra-se ainda hoje em constante evolução (Vallêra e Brito, 2006).

Edmond Becquerel observou o efeito fotovoltaico pela primeira vez em 1839 através de experiências com eléctrodos de metal e electrólitos. No entanto, as primeiras células fotovoltaicas convencionais apenas foram produzidas por volta de 1953 por Calvin Fuller, um químico dos laboratórios Bell. Entretanto, é de salientar outras contribuições anteriores, nomeadamente a do engenheiro Werner Siemens que, já nos finais do século XIX, comercializou células de selénio como fotómetros para máquinas fotográficas. Ou ainda, a contribuição de Albert Einstein com o seu artigo sobre a teoria do efeito fotoeléctrico, publicado em 1905 (Vallêra e Brito, 2006).

Vários desenvolvimentos científicos da primeira metade do século XX beneficiaram o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica. Estes desenvolvimentos científicos tiveram impacto positivo a nível da eficiência na conversão da energia, o que permitiu a utilização da tecnologia fotovoltaica em diversas aplicações.

Entretanto, rapidamente foi constatado que o custo das células solares era demasiado elevado. Por esse motivo, a sua competitividade económica estava condicionada a aplicações muito especiais, como por exemplo no sector espacial. As células solares foram utilizadas pela NASA em 1958 como *back up* para as pilhas utilizadas em satélites após a verificação das suas características de fiabilidade, durabilidade e baixo peso (Vallêra e Brito, 2006).

As primeiras aplicações terrestres, nomeadamente a utilização de painéis fotovoltaicos em sistemas de telecomunicações remotos e em bóias de navegação, surgiram também

na década de 50. Estas aplicações revelaram-se economicamente interessantes devido a inexistência de fontes de energias alternativas a electricidade solar.

A crise petrolífera de 1973 levou a elevados níveis de investimentos em programas de investigação tendo em vista a redução do custo de produção das células solares. Estes investimentos resultaram em tecnologias que revolucionaram as ideias sobre o processamento das células solares. Os avanços conseguidos permitiram a redução do custo de electricidade solar de 80 \$/Wp (dólares por *watt* pico) para 12 \$/Wp.

As ameaças ao ecossistema, nomeadamente as mudanças climáticas, estiveram também na origem do aumento dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento do sector solar. Durante as décadas de oitenta e noventa verificou-se o desenvolvimento de uma maior consciência quanto aos efeitos da utilização de combustíveis fósseis e a consequente emissão de gases com efeito de estufa. Em 1982 foi instalada a primeira central fotovoltaica de grande envergadura (1 MWp) na Califórnia. A percepção, pelo poder político, da importância do desenvolvimento do mercado fotovoltaico culminou com o lançamento na Alemanha (1990) e no Japão (1993) do programa de microgeração, fortemente apoiado pelos governos.

De facto, o crescimento acelerado, a que se assistiu na década de 90, teve como principal impulsionador o apoio político. Em 1999 o total acumulado de painéis solares atingia 1GW (*gigawatt*). Três anos depois esse valor sofria uma duplicação (Vallêra e Brito, 2006). Paralelamente, assistiu-se ao desenvolvimento tecnológico do fotovoltaico. Assim, em 1998 foi atingida a eficiência de conversão recorde de 24,7% (em laboratório) com células de silício monocristalino, e em 2005, cientistas do alemão *Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems* anunciaram uma eficiência superior a 20% para células em silício multicristalino, segundo Schultz et al.,(2004), e King.R.R et al., (2003), citados por Vallêra e Brito (2006). Adicionalmente, células solares com configurações mais complexas, as chamadas células em cascata¹, permitem atingir rendimentos de conversão superiores a 34%, segundo Viaud e Hoffman, 2004, citado por Vallêra e Brito (2006).

¹ As células em cascata, também designadas por *tandem*, consistem na sobreposição de varias células semicondutoras, cada uma otimizada para um dado comprimento de onda da radiação.

2.2 – Tecnologias

Segundo a *International Energy Agency* (IEA, 2010), as células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores que convertem a energia solar em corrente de electricidade directa. A potência máxima de uma única célula é de aproximadamente 2 watt, valor manifestamente insuficiente na maioria das aplicações. Assim, as células são agrupadas em serie e em paralelo, formando deste modo os módulos fotovoltaicos, com potência aproximada de 50 a 200 watt. Por sua vez, os módulos também podem ser agrupados, permitindo alcançar potências de alguns *megawatts*.

Os sistemas fotovoltaicos utilizam, para além da luz directa do sol, os componentes da luz difusa do sol. Este facto permite a produção de energia mesmo nos dias de céu nublado. Os sistemas fotovoltaicos são actualmente utilizados em aplicações ligadas à rede e em sistemas isolados, oferecendo deste modo a possibilidade de electrificação das áreas remotas (IEA, 2011)

As tecnologias fotovoltaicas disponíveis no mercado podem ser separadas essencialmente em dois grupos: silício cristalino e película fina. No entanto, outras tecnologias, nomeadamente as células fotovoltaicas orgânicas, encontram-se em fase de pesquisa (IEA, 2011).

As duas principais tecnologias diferem entre si, tanto a nível de custo como a nível do seu grau de eficiência. O silício cristalino é a tecnologia mais antiga e apresenta maior eficiência na conversão da energia solar em electricidade, sendo também a mais dispendiosa. A película fina, embora seja a tecnologia com menor performance, vem por outro lado responder à necessidade de diminuição dos custos associados aos sistemas fotovoltaicos (IEA, 2011).

2.3 – Mercado

O mercado fotovoltaico conheceu um crescimento acelerado no período 2000 a 2010. A energia solar fotovoltaica foi considerada a tecnologia renovável cujo mercado apresentou a maior taxa de crescimento anual no referido período, a nível mundial (IEA, 2011).

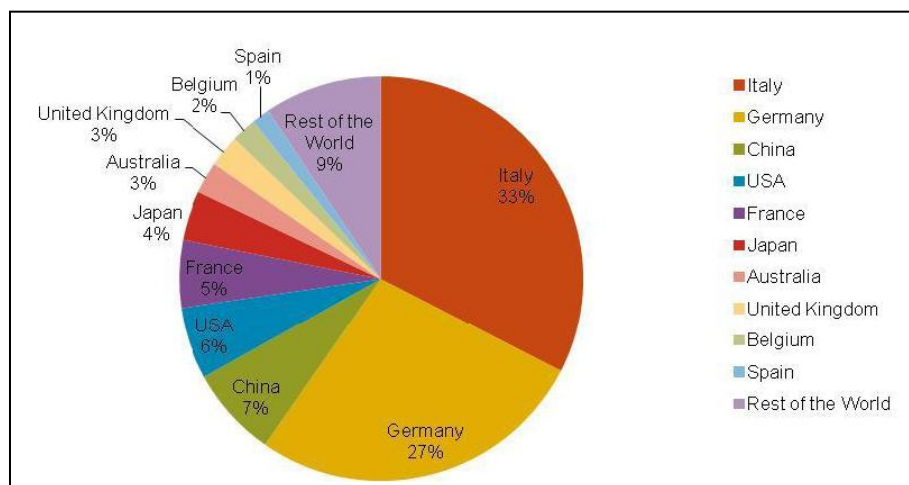
VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE: O CASO DA ELECTRA

O mercado fotovoltaico atingiu durante o ano de 2010 valores históricos. A capacidade instalada acumulada a nível global atingiu os 37 GW. Dados divulgados pela *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2011) demonstram que, apenas durante o ano de 2010, a capacidade instalada atingiu cerca de 17 GW. Este valor representa assim um crescimento de capacidade instalada na ordem dos 100% relativamente ao ano de 2009.

A tendência de crescimento do mercado fotovoltaico mundial manteve-se durante o ano de 2011. A nível global, a capacidade total de novos sistemas fotovoltaicos, conectados à rede, aumentou de 16,6 GW em 2010 para 27,7 GW em 2011 (cerca de 40%). A capacidade fotovoltaica acumulada, a nível do globo, alcançou os 67,4 GW no final do ano de 2011. Esta nova marca na capacidade instalada coloca a energia fotovoltaica como a terceira mais importante fonte de energia renovável relativamente à capacidade instalada, sendo ultrapassada apenas pela hídrica e pela eólica (EPIA, 2011).

A distribuição das quotas do mercado fotovoltaico a nível mundial demonstra grandes discrepâncias, uma vez que mais de 50% está repartido apenas por dois países. Atendendo ao relatório anual da EPIA, a Itália, líder de mercado em 2011, apresenta uma quota de 33%. Já a Alemanha, que foi líder de mercado em 2010, aparece agora como o segundo maior mercado, com cerca de 27% da quota do mercado fotovoltaico mundial. Para além destes, mais oito países perfazem o total dos dez maiores mercados mundiais, que representa mais de 90% do total do mercado fotovoltaico: China, Estados Unidos da América, França, Japão, Austrália, Reino Unido, Bélgica e Espanha (EPIA, 2011).

Gráfico 1 – Repartição da Quota do Mercado Fotovoltaico 2011



Fonte: EPIA (2011)

A quota de mercado europeu, no contexto global, sofreu um decréscimo em cerca de 5 pontos percentuais, já que em 2011 este representava à volta de 75% do mercado global, contra os 80 % de 2010. Fora do mercado europeu, é de realçar o crescimento da China e dos Estados Unidos da América, cujas capacidades ultrapassaram a capacidade instalada do Japão, líder do mercado não europeu no ano 2010 (EPIA, 2011).

A indústria fotovoltaica, em franca expansão nos últimos dez anos, movimentou bilhões de dólares a nível mundial. A *Solarbuzz*, no seu relatório anual do mercado fotovoltaico, *Marketbuzz* 2011, indica que em 2010, a indústria solar fotovoltaica gerou cerca de USD 82 bilhões em receitas a nível mundial, abrangendo a venda de módulos solares e equipamentos associados e ainda a instalação de sistemas solares. Já a *Marketbuzz* 2012 aponta para cerca de USD 93 bilhões em receitas globais durante o ano 2011, um aumento de cerca de 12% relativamente ao ano anterior.

Por seu lado, em 2011 o mercado atingiu o recorde a nível de instalação fotovoltaica ao alcançar a marca de 27,4 GW, segundo os dados da *Marketbuzz* 2012. Em 2010, as instalações no mercado fotovoltaico mundial totalizavam 18,2 GW.

A *Marketbuzz* 2012 realça ainda o facto da produção de células solares atingir, a nível global, os 29,5 GW em 2011 contra os 23 GW alcançados em 2010. Cerca de 74% da produção mundial de células esteve a cargo da China e da Taiwan, mais onze pontos percentuais que os 63% do ano de 2010.

Outro facto é também destacado neste relatório, a diminuição dos preços da matéria-prima. O preço de custo do silício cristalino diminuiu em média 28% em 2011, contra a diminuição de 14% em 2010, com impacto também nos preços dos sistemas fotovoltaicos. Na origem esteve o excesso de produção de células solares relativamente à procura, durante primeiro semestre do ano de 2011.

2.4 – Perspectivas de Crescimento do Sector Solar

As perspectivas quanto ao papel a ser desempenhado pela energia solar no contexto energético são elevadas. O sol assume assim um lugar de destaque dentro das

VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE: O CASO DA ELECTRA

renováveis, tendo em conta o seu elevado potencial². Segundo a EREC – *European Renewable Energy Council* (2010), em apenas um dia, a radiação solar que chega ao planeta Terra produz energia suficiente para responder a demanda da energia global durante cerca de oito anos. Durante vários séculos, as sociedades não estiveram aptas a aproveitar as potencialidades desta rica fonte de energia. As tecnologias disponíveis não permitiam a captura e transformação da energia solar, de forma a permitir a sua utilização para suprir as diversas necessidades de energia das populações.

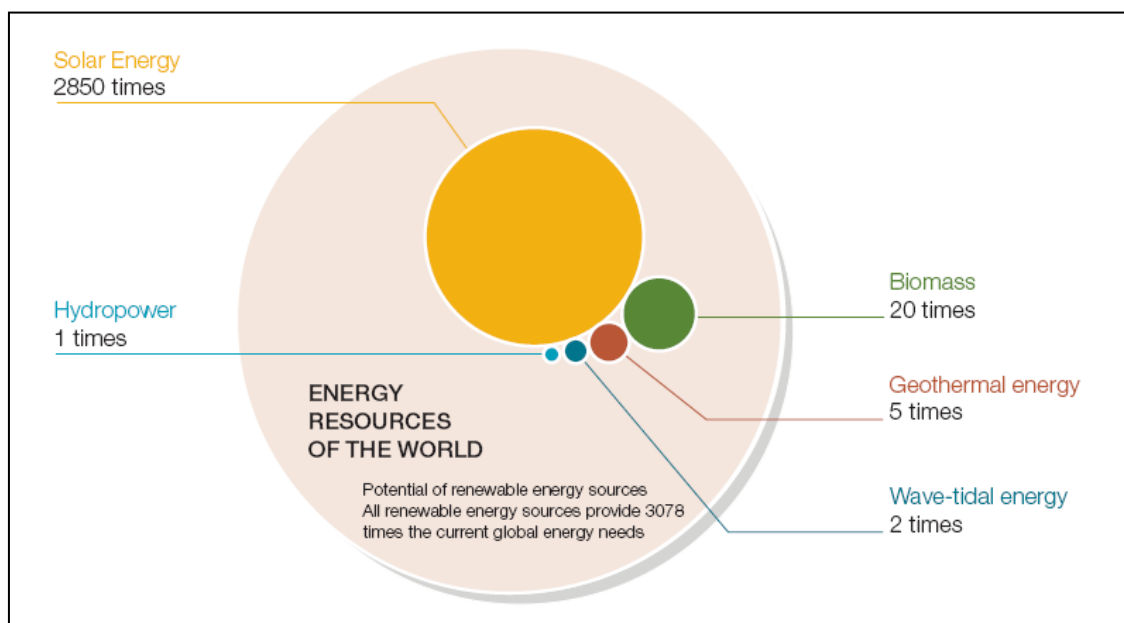


Figura 1 – Fontes de Energia no Mundo

Fonte: EREC (2010)

As projecções de crescimento a longo prazo, existentes variam e têm subjacente um vasto número de pressupostos. No entanto, estão de acordo em que a energia solar fotovoltaica poderá tornar-se na maior fonte de energia até 2050.

As projecções divulgadas pela EREC (2010) apontam para um total de capacidade instalada na ordem dos 962 GWp até 2050. Espera-se que a energia fotovoltaica seja capaz de suprir cerca de 12 % da procura de electricidade na Europa até 2020.³ Por seu

² Segundo a EREC (2010), na inventariação das disponibilidades de cada uma das fontes de energia renovável, deve ser considerada três tipos de potencial: teórico, técnico e económico. O potencial teórico representa o nível mais elevado de potencial e identifica o limite máximo de produção de determinada fonte de energia, baseando-se nos conhecimentos científicos. O potencial técnico leva em consideração as limitações tecnológicas e deve ser analisada numa perspectiva dinâmica tendo em conta as constantes evoluções das tecnologias subjacentes. Já o potencial económico representa a parcela do potencial técnico economicamente viável. Assim, o potencial económico leva em consideração os níveis de custos considerados competitivos.

³ Os pressupostos das projecções foram baseadas nos conhecimentos correntes da evolução tecnológica prevista para os próximos anos.

lado, segundo as projecções da EIA (2011a) a capacidade instalada em 2035 será cerca de 748 GWp.

O relatório *Marketbuzz* 2011 definiu três cenários para a oferta, procura e preços ao longo dos próximos cinco anos. Em 2015, a projecção da *Solarbuzz* aponta para a diminuição da quota de mercado europeia para valores entre 45-54%. Contrariamente estima-se que o mercado na América do Norte e vários mercados asiáticos conhecerão um rápido crescimento. Nos próximos cinco anos, estima-se também a redução entre 37% e 50% a nível dos preços, relativamente aos valores verificados em 2010.

A nível do curto prazo as previsões são de alteração do mapa actual com o mercado europeu a cair para 53% em 2012 e 42% em 2016 (*Solarbuzz*, 2011). O relatório trimestral do mercado fotovoltaico europeu para primeiro trimestre de 2012, *Marketbuzz*, aponta para uma redução em 37%, durante a ano de 2012, do tamanho combinado dos dois principais mercados da Europa, Alemanha e Itália. Os cortes agressivos nos incentivos nomeadamente na Alemanha e outros países europeus criam, em princípio, um potencial para declínio do mercado mundial em 2012, primeiro declínio do mercado na última década segundo realça Osborne (2012).

Estima-se um crescimento dos mercados menores para os próximos um a dois anos, com base em políticas de incentivos em vigor, como por exemplo na Áustria, Bulgária, Republica Checa e Roménia, segundo realça o mesmo relatório *Marketbuzz*. Adicionalmente, o crescimento estimado para o sector fotovoltaico, será também impulsionado, segundo a *Markerbuzz*, pelas tarifas de incentivos e preços baixos, que poderá levar ao desenvolvimento de novos mercados, especialmente no leste e sudoeste da Europa. O sector fotovoltaico torna-se assim mais competitivo com preços retalhistas de electricidade, com os investidores menos dependentes dos sistemas de financiamento público.

As previsões, de uma forma geral, acarretam algumas incertezas e constituem por isso desafios. Apesar de todos os esforços para se incluir todas as variáveis possíveis, quando as previsões são relacionadas com a evolução da energia solar fotovoltaica, alguns factores específicos devem ser considerados. Segundo a IEA (2011), a evolução do sector fotovoltaico pode ser fortemente afectada pelos instrumentos de promoção da energia solar e pelas políticas energéticas governamentais de cada país. O impacto das

decisões políticas inesperadas ou melhores condições meteorológicas são factos que, segundo realça Wilkinson (2012), devem ser também considerados.

2.5 – Vantagens da Energia Solar Fotovoltaica e Barreiras ao Crescimento

➤ Vantagens da energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica apresenta uma taxa de crescimento elevada e excelentes perspectivas de desenvolvimento, conforme verificado nos pontos 2.3 e 2.4 deste trabalho.

Vários factores estão na base do crescimento acelerado da energia solar fotovoltaica, nomeadamente, os benefícios económicos e ambientais deste tipo de energia eléctrica, aliado às características do sol, como fonte de energia gratuita, segura e fiável.

Assim, a EPIA (2009) enumera um conjunto de fundamentos para a utilização generalizada da energia solar fotovoltaica:

O combustível é gratuito: o sol é a única fonte de energia necessária no funcionamento dos painéis fotovoltaicos e estará disponível, teoricamente, ao longo da existência humana. Por outro lado, a maioria das células fotovoltaicas são fabricadas tendo por base o silício, um elemento abundante (o segundo elemento mais abundante na massa terrestre) e não tóxico;

É não poluente, tanto a nível sonoro como em termos de emissões para a atmosfera: a utilização da energia solar, para além de contribuir para a redução do aquecimento global, não produz, como é o caso dos combustíveis fósseis, outras formas de fumos ou subprodutos tóxicos e não contribui para a poluição do ar, emissão de gases com efeito de estufa ou chuvas ácidas.

Os sistemas fotovoltaicos são seguros e altamente fidedignos: a vida útil estimada dos módulos fotovoltaicos é de 30 anos. Além disso, a performance dos módulos é elevada, fornecendo mais de 80% da capacidade inicial após 25 anos, o que torna a energia fotovoltaica uma tecnologia confiável a longo prazo. Adicionalmente, vários

standards de qualidade estão sendo implementados na Europa de modo a garantir que os consumidores adquirem produtos fiáveis.

Os módulos fotovoltaicos podem ser reciclados: este facto permite a reutilização de materiais. Para além dos benefícios ambientais, a reciclagem dos materiais ajuda na diminuição da energia necessária à produção dos mesmos, contribuindo assim para a redução dos custos de produção.

Requer baixo custo de manutenção: os módulos fotovoltaicos são praticamente isentos de custos de manutenção e requerem uma fácil instalação.

Permite a electrificação de zonas rurais: os sistemas fotovoltaicos podem ser uma mais-valia nas áreas rurais (especialmente em países de desenvolvimento médio onde a electricidade nem sempre está disponível). Iluminação habitacional, sistema de refrigeração/ventilação nos hospitais e bombagem/extracção de água são algumas das utilizações dos sistemas *off-grid*. Os sistemas de energia fotovoltaicos também podem ser utilizados em sistemas de telecomunicações em áreas remotas.

O *pay-back time* dos módulos está em decréscimo constantemente: o tempo necessário para que o sistema fotovoltaico produza a quantidade de energia suficiente à sua produção é muito pequeno, variando entre 1,5 anos e 3 anos. Para além disso, os módulos produzem 6 a 18 vezes mais energia do que é necessário para a sua produção.

Cria milhares de empregos: o sector fotovoltaico, com uma média anual de crescimento a volta dos 40% durante os últimos anos, está contribuindo para a criação de milhares de postos de trabalho na Europa e no mundo inteiro

Contribui para o incremento da segurança energética: a electricidade produzida através do sol poderá contribuir para dar resposta ao total das necessidades energéticas a nível mundial. Por exemplo, será necessário a cobertura de 0,7% do espaço total europeu com módulos fotovoltaicos para ser suprida 100% da procura de electricidade europeia. A energia fotovoltaica pode, portanto, desempenhar um papel preponderante no contexto energético, contribuindo para alcançar com sucesso a meta da segurança energética dos países.

➤ **Barreiras ao crescimento**

Apesar das previsões optimistas relativamente ao crescimento do sector fotovoltaico e das potencialidades do sol como fonte renovável de energia, a literatura identifica uma serie de barreiras que podem restringir a implementação da tecnologia solar no processo de geração de electricidade.

Consequentemente, torna-se fundamental o estudo destas barreiras, pois só assim será possível tomar as medidas adequadas para que estas sejam superadas, segundo realça a IEA (2011b).

Segundo a IEA (2011b), as barreiras à utilização eficaz das energias renováveis e, consequentemente, da energia solar fotovoltaica, não são estáticas. Elas variam de país para país e dependem de: (i) maturidade da tecnologia de electricidade; (ii) *status* do mercado doméstico para esta tecnologia e (iii) o *status* do mercado global para a mesma tecnologia. Ou seja, um país que adopte as energias renováveis necessita de adaptar as suas políticas energéticas continuamente.

Dependendo do nível de maturidade da tecnologia e da extensão em que os custos e benefícios (como por exemplo, a emissão de gases com efeito de estufa, diminuição da poluição ou prejuízos à saúde) são internalizados, conforme realça a IEA (2011b), as tecnologias de energia renovável diferem na sua competitividade relativamente a tecnologia de energia convencional.

Atendendo à existência relativamente recente da utilização das energias renováveis em comparação com a utilização das fontes convencionais, os derivados do petróleo por exemplo, segundo a IEA (2011b), em grande parte dos países, as iniciativas passadas para desenvolvimento e implementação das tecnologias renováveis estiveram focadas nos factores económicos. Consequentemente houve maior foco na redução das barreiras económicas.

No entanto, segundo realça a IEA (2011b), para além das barreiras económicas, que estão directamente ligadas à maturidade tecnológica, as barreiras não económicas também contribuem para os riscos associados aos projectos das energias renováveis.

Neste contexto, a IEA (2011b) subdivide as barreiras em dois grandes grupos:

✓ **Barreiras técnico-económicas**

Estão relacionadas com o custo directo de determinada tecnologia em comparação com a tecnologia concorrente, dada a internalização de todos os custos externos e condições ideais de estruturas. Portanto, uma barreira económica existe se o custo desta tecnologia é superior ao custo da alternativa concorrente, mesmo sob óptimas condições de mercado.

✓ **Barreiras não económicas**

As barreiras não económicas têm em comum um papel importante em moldar os custos das renováveis. Estão relacionadas com factores que, por um lado, evitam a utilização totalmente eficaz das energias renováveis, ou, por outro lado, conduzem os custos a níveis elevados desnecessariamente ou distorcem os preços. Estas barreiras podem ser diferenciadas em:

- ✓ Incertezas de regulamentos e políticas: concepção das políticas ou descontinuidade e/ou transparência insuficiente das mesmas e da legislação.
- ✓ Administrativas e Institucionais: ausência ou insuficiência de instituições fortes e dedicadas, insuficiência de responsabilidades claras e procedimentos de admissão complicadas, vagarosas ou não transparentes.
- ✓ Mercados: estrutura de preços inconsistente colocando renováveis em desvantagem, informação assimétrica, poder de mercado, subsídio para combustíveis fósseis e o fracasso dos métodos de custeio na introdução de custos sociais e ambientais.
- ✓ Financeiras: associadas com ausência de produtos financeiros e fundos de oportunidade para renováveis
- ✓ Infra-estruturas: centra principalmente na flexibilidade do sistema de energia, isto é, na capacidade da rede, na integração/ absorção da energia renovável
- ✓ Insuficiência de conhecimento e pessoas capacitadas: relacionada com o conhecimento insuficiente sobre disponibilidades e performance das renováveis, bem como número insuficiente de trabalhadores especializados.
- ✓ Aceitação pública e barreiras ambientais: relacionadas com a experiência com regulação de planeamento e aceitação pública de energia renovável.

Assim, na sequência do acima exposto, a análise da energia solar fotovoltaica deve ter em consideração as barreiras que podem inibir o desenvolvimento das suas potencialidades. Esta inibição pode traduzir-se na redução da penetração da energia fotovoltaica na matriz energética de cada país ou ainda influenciar negativamente o desempenho das instalações solares em funcionamento.

Vários são os exemplos das barreiras enfrentadas pela energia solar fotovoltaica, abordadas por diversos autores.

Assim, segundo Timilsina et Al (2011), na perspectiva de Jacobson & Johnson, 2000, os custos iniciais dos sistemas fotovoltaicos constituem uma das principais barreiras. Isto porque as tecnologias fotovoltaicas enfrentam comparações com bases desiguais. Por um lado, as comparações efectuadas, a nível dos custos das tecnologias fotovoltaicas, têm por base os custos das tecnologias convencionais, com larga experiência acumulada e economias de escala⁴. De realçar ainda que as contribuições da energia fotovoltaica no sentido de se alcançar a segurança energética, os benefícios sociais, ambientais e de saúde não são internalizados no cálculo dos custos.

Quando conectadas á rede pública de distribuição, a distribuição da electricidade produzida é também factor importante e os custos associados a esse processo devem ser também considerados. A utilização de energia solar fotovoltaica em forma de central, implica a produção de electricidade a uma certa distância do ponto de consumo. Este facto, segundo realça Ruther (2010), exige, à semelhança das centrais eléctricas convencionais, complexos sistemas de transmissão e distribuição (T&D) e conseqüentemente, aumenta o custo da electricidade. Para além dos custos de implementação e manutenção associados aos sistemas T&D, devem ser também consideradas as perdas de energia na rede de distribuição.

O financiamento é outra barreira crítica, realça Timilsina et Al (2011), na perspectiva de Goldman et al. (2005) e Chaki (2008). As tecnologias de energia solar são cotadas como projectos de elevado risco, aquando da análise da sua credibilidade pelas instituições financeiras. Este facto resulta da história relativamente curta da energia solar fotovoltaica, dos longos períodos de retorno e pequenos fluxos de receitas, levando a

⁴ As tecnologias de energia convencionais possuem mais de 150 anos de pesquisa sistemática e aprendizagem (IEA, 2011b)

que os encargos para projectos de energia solar sejam mais elevados, como por exemplo, as taxas de juros.

As barreiras institucionais também afectam o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, reflectindo de forma considerável a novidade das tecnologias fotovoltaicas. Limitações ao nível da capacitação de pessoal e os mecanismos de planeamento e coordenação de incentivos financeiros e políticos, ou ainda, número insuficiente de pessoas razoavelmente treinadas para preparar, instalar e manter os sistemas de energia solar, constituem algumas das barreiras mais comuns enunciadas por Banerjee (2005), segundo Timilsina et Al (2011).

2.6 - Políticas/ Instrumentos de Desenvolvimento

Como exposto no ponto anterior, varias são as barreiras que dificultam o crescimento e desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. Assim, um determinado conjunto de instrumentos tem sido adoptado pelos governos no sentido de impulsionar o crescimento do mercado fotovoltaico. Segundo Timilsina et al. (2011), estes instrumentos são responsáveis pelo forte crescimento nos mercados de energia solar, nomeadamente, os conectados à rede.

A utilização dos mecanismos de incentivo à energia solar fotovoltaica por parte dos governos, tem por base, segundo Timilsina et al. (2011), três justificativos comuns:

- Incentivo ao uso de tecnologias de baixo carbono, como forma de colmatar a ausência de uma política mais abrangente para a mitigação de gases com efeito de estufa;
- A expansão do mercado fotovoltaico ajuda na redução do custo das tecnologias através de economias de escala e curvas de experiência;
- A possibilidade de electrificação de áreas remotas e de difícil acesso constitui uma forma de estimular o desenvolvimento económico.

Os instrumentos de incentivo constituem mecanismos de suporte económico, que segundo a IEA (2011b), tem em vista a anulação, principalmente, das barreiras

económicas. Os mecanismos criam um fluxo de receitas adicionais ou ainda obrigam os participantes no mercado a utilizar determinadas tecnologias

Os principais instrumentos são os seguintes:

➤ **Feed-in tariffs (FIT)**

As tarifas fixas, segundo a IEA (2011b), garantem ao produtor de electricidade, de fonte renovável, um determinado preço de compra por KWh. As taxas são estipuladas por um longo período, normalmente 20 anos, e são fixas durante esse mesmo período.

As FIT constituem um prémio para as tecnologias novas e renováveis que não são competitivas, a nível dos custos, com as tecnologias convencionais de produção de electricidade (Timilsina et al., 2011). A tarifa é baseada no custo da electricidade produzida, incluindo um retorno razoável sobre o investimento para o produtor. As FIT constituem assim, uma forma de reduzir o risco de potenciais investidores, para investimentos de longo prazo em tecnologias novas e inovadoras, conforme afirma Timilsina et al. (2011).

A política de tarifas fixas já foi implementada em diversos países e difere entre nações ou áreas geográficas, tipo e tamanho da tecnologia. Esta política tem desempenhado um importante papel na promoção da energia solar em países como a Itália e a Alemanha, os líderes do mercado de energia solar a nível mundial, conforme realça Timilsina et al. (2011). Posição semelhante é defendida por Mendonça e Jacobs (2008), ao realçar, segundo Timilsina et al. (2011), que as FIT promovem a rápida expansão da energia eléctrica renovável ao menor custo, repartindo os custos entre todos os clientes de energia eléctrica. Um estudo de avaliação das políticas de energia renovável nos países da União Europeia, levado a cabo pela Commission of the European Communities (2008), concluiu, segundo Timilsina et al. (2011), que as FIT são o instrumento político mais eficaz para promover as tecnologias de energia eólica, solar e biogás.

➤ **Créditos fiscais de investimento**

Diferentes tipos de créditos fiscais têm sido implementados em diversos países com o intuito de apoiar o desenvolvimento da energia solar. Esta política, segundo destaca Timilsina et al. (2011), baseia-se na atribuição de créditos fiscais tendo por base

diferentes critérios, nomeadamente: (i) possibilidade de recuperação acelerada dos custos, através das depreciações, com a aplicação de um reduzido tempo de vida útil, cinco anos, aos investimentos em energia solar; (ii) atribuição de créditos fiscais correspondentes a uma percentagem dos gastos em sistemas híbridos de iluminação solar; (iii) atribuição de créditos fiscais correspondentes a uma percentagem dos gastos com equipamentos de energia solar, preparação e montagem do sistema, com possibilidade do montante em excesso transitar para anos seguintes, quando o crédito fiscal ultrapassa as responsabilidades.

As medidas citadas no parágrafo anterior constituem apenas alguns exemplos de créditos fiscais que têm sido atribuídos no contexto da promoção da energia solar. A aplicação da política de incentivos fiscais depende de país para país. Segundo realça Timilsina et al. (2011), estas e outras medidas adoptadas pelo governo dos Estados Unidos da América deram um impulso significativo ao desenvolvimento da energia solar naquele país.

Não obstante a sua contribuição positiva, os créditos fiscais têm sido alvo de críticas devido ao seu impacto nas receitas do governo, conforme afirma Timilsina et al. (2011).

➤ **Subsídios**

Para a IEA (2011b), a atribuição de subsídios tem subjacente a ideia da diminuição do preço efectivo do equipamento, no momento da compra, através de um incentivo financeiro. Este incentivo pode ser em forma de crédito de imposto ou reembolso efectivo do montante.

Timilsina et al. (2011) destaca os subsídios como um dos instrumentos fundamentais no apoio ao desenvolvimento da energia solar. Podem assumir a forma de ajudas ao investimento ou pagamentos de capacidade, empréstimos em condições favoráveis, como por exemplo as bonificações de juros, ou ainda pagamentos baseados na produção.

A dependência fundamental dos subsídios de capital, segundo Timilsina et al. (2011), na perspectiva de Sharma (2007), foi criticada por incentivar a capacidade e não necessariamente a produção.

➤ **Investimento Público**

O investimento público directo constitui, segundo Timilsina et al. (2011), um dos principais promotores de energia solar nos países em desenvolvimento. Alguns países recebem projectos financiados pelos governos e/ou por fundos doados, por instituições e agências, para o apoio ao desenvolvimento da energia solar, principalmente nos programas de electrificação rural.

Este mecanismo foi utilizado em países como a China, Estados Unidos da América ou ainda nas Filipinas, sendo esta última com o apoio do Banco Mundial, segundo realça Timilsina et al. (2011).

➤ **Portfólio de Energias Renováveis**

O Portfólio das Energias Renováveis é um instrumento utilizado maioritariamente pelos países desenvolvidos. Nesse grupo de países, segundo Timilsina et al. (2011), são estipuladas metas de penetração das energias renováveis no mix total de fornecimento de electricidade a nível nacional. Assim, os fornecedores de electricidade são obrigados a ter uma determinada percentagem de energia renovável no total de energia fornecida. Quando não se consegue atingir a percentagem previamente estipulada e o custo de expansão das energias renováveis é elevado, os fornecedores podem comprar certificados dos fornecedores com maior percentagem de energia renovável, através do *Tradable Green Certificate*.

2.7 – Responsabilidade Social no Contexto Energético

O desenvolvimento e as constantes mudanças no cenário económico têm imposto novos e constantes desafios às empresas. Atendendo à crescente competitividade do mercado, o objectivo primário de maximização dos lucros e minimização dos custos por si só pode se revelar insuficiente. As novas exigências do mercado demonstram que a gestão responsável também é valorizada, pelo que deve ser considerada na elaboração da estratégia e na prossecução dos objectivos da empresa. Assim, o conceito de Responsabilidade Social pode transformar-se num elemento diferenciador e fundamental na competitividade e no sucesso empresarial.

Segundo a Comissão Europeia (2010), a Responsabilidade Social é o conceito pelo qual as empresas integram, voluntariamente, preocupações a nível social e ambiental nas suas operações comerciais e nas suas interacções com os seus diversos *stakeholders*. A gestão actual, para além de se preocupar com a remuneração dos *shareholders* e dos empregados, ou ainda com a disponibilização de produtos aos clientes, preocupa-se também com os valores e objectivos sociais e ambientais. A preocupação com o meio ambiente vem aumentando rapidamente fazendo com que, cada vez mais, haja empresas lucrativas e que simultaneamente, respeitam os meios naturais e são socialmente responsáveis.

A Responsabilidade Social, conceito que segundo Falck e Heblich (2007), foi formalmente desenvolvido por H. Bowen no ano de 1953, pode ter diversos fundamentos base (Sprinkle e Maines, 2010):

- Altruísmo: as empresas consideram as suas acções como a sua contribuição para um planeta melhor. Assim, os esforços em termos de desenvolvimento de actividades sustentáveis mais não são que a escolha correcta a ser feita;
- Marketing: as empresas procuram evitar publicidade negativa e acções de contestação por parte de determinados grupos de *stakeholders*, nomeadamente das Organizações Não Governamentais (ONG). Desta forma, a Responsabilidade Social pode ser entendida como um custo do negócio em si;
- Benefícios contratuais: o comprometimento com a sociedade e com o ambiente facilita na contratação e manutenção de quadros altamente qualificados e motivados, sendo os benefícios a nível dos empregados um dos principais benefícios da Responsabilidade Social;
- Razões comerciais: os clientes são mais motivados na aquisição de produtos provenientes de empresas socialmente responsáveis. Assim os esforços a nível de Responsabilidade Social podem ser traduzidos, por exemplo, numa maior cota de mercado. No caso dos bens de luxo, é possível a reinvenção da imagem associada ao ambiente;
- Razões operacionais: os valores ambientais contribuem para a redução do custo de produção, nomeadamente a nível da poupança energética;
- Gestão de risco: as actividades de responsabilidade social podem ser consideradas como parte integrante da gestão do risco empresarial. Os custos da

não gestão de determinados riscos podem ser substanciais, elevando as probabilidades de ocorrência de incidentes puníveis pela legislação;

A Responsabilidade Social apresenta portanto, um conjunto de vantagens pelo que pode ser considerada como um investimento no futuro da empresa (Falck e Heblich, 2007). Assim, deve ser planeado, cuidadosamente supervisionado e avaliado regularmente. Ainda segundo Falck e Heblich (2007), citando Baron, 2003, a Responsabilidade Social pode ser considerada uma eficiente estratégia de gestão e pode ser um factor crucial para o sucesso das empresas.

Não obstante a crescente preocupação, por parte das empresas, com as questões sociais e ambientais, e as aspirações dos *stakeholders* no sentido de se fomentar uma gestão responsável virada para o desenvolvimento sustentado, as empresas não podem abandonar os seus objectivos de maximização do lucro (Sprinkle & Maines, 2010). Desta forma, as decisões relativas à Responsabilidade Social devem ser analisadas, á semelhança das restantes decisões empresariais, à luz dos benefícios obtidos e dos custos incorridos, segundo Sprinkle & Maines (2010).

De salientar que, segundo Cochran (2007), a Responsabilidade Social por si só não garante o sucesso empresarial, embora possa ser um factor determinante. Assim, a maioria, se não todas, as decisões económicas devem ser avaliadas tendo em conta os seus impactos sociais e ambientais. Os benefícios económicos e sociais não devem ser vistos de forma isolada, mas devem ser analisados em conjunto e devidamente contextualizados. Neste sentido, segundo o mesmo autor, é provável que se verifique maior rentabilidade nas empresas cujas decisões e estratégias visam, simultaneamente, a maximização do lucro e a resolução de necessidades sociais

Para Weber (2008), os benefícios associados à Responsabilidade Social podem ser classificados em monetários e não monetários. Isto é, os benefícios da responsabilidade social incluem tanto os efeitos monetários directos como as influências positivas na competitividade e sucesso financeiro da empresa.

Os custos associados às actividades de Responsabilidade Social podem-se traduzir em redução do *cash inflow* ou no aumento do *outlays of cash*. Estes custos podem ser mensurados através da análise das actividades efectivas de Responsabilidade Social bem

como as actividades necessárias ao engajamento das mesmas. Os custos associados à Responsabilidade Social Ambiental podem ser estimados através da comparação entre os custos dos processos tradicionais e os custos dos processos *green*. No entanto, actualmente, os processos considerados amigos do ambiente resultam na redução de custos quando comparados com os processos tradicionais, pelo que resultam em benefícios em vez de custos (Sprinkle & Maines, 2010).

No contexto ambiental, é fundamental o papel desempenhado pela energia. De facto, a energia é considerada como um agente importante nos processos de desenvolvimento económico e criação de riqueza. No entanto, é também um dos factores que estão na origem dos problemas ambientais enfrentados na actualidade, conforme realça Kalogirou (2009).

O desenvolvimento de estruturas e processos industriais conduziu a novos problemas ambientais. O dióxido de carbono (CO₂), como gás com efeito de estufa, contribui fortemente para o aquecimento global, uma vez que é responsável por cerca de 2/3 do aumento do efeito de estufa, conforme estudo da EPA (2007), citado por Kalogirou (2009).

Segundo a EREC – *European Renewable Energy Council* (2010), existe um indiscutível consenso entre os cientistas, líderes mundiais na área ambiental, de que a emissão dos gases com efeito de estufa, cujo maior componente é o dióxido de carbono, é o principal responsável pelo aquecimento global, com potenciais consequências dramáticas a nível económico, social e ambiental.

Neste contexto, a União Europeia colocou na linha da frente o seu pacote de clima e energia, que abrange, entre outros compromissos, alcançar 20% de energia renovável em 2020 e alcançar 20% na redução de emissão de gases com efeito de estufa, no mesmo ano (EREC, 2010).

Para a EREC (2010), as energias renováveis têm um papel importante a desenvolver na mitigação das alterações climáticas. O aumento da percentagem de energia renovável no mix de combustível de cada país resultará numa diminuição significativa da emissão de gases com efeito de estufa. O montante de CO₂ que pode ser evitado com a exploração das potencialidades renováveis depende fortemente da forma como a fonte renovável é

convertida em calor, electricidade ou combustível para transporte, do combustível fóssil que é substituído. Até 2050 a União Europeia prevê a redução em mais de 90 % de emissão de CO₂ comparativamente as emissões de 1990.

A resolução dos problemas ambientais enfrentados pela humanidade actualmente passa portanto por acções a longo prazo com o intuito de se alcançar o desenvolvimento sustentável, como realça Kalogirou (2009). É considerando este facto que o mesmo autor chama a atenção para as fontes de energia renovável, como uma soluções mais efectivas e eficientes.

Segundo Kalogirou (2009), na perspectiva de diversos autores (Ronsen, 1996; Dincer e Ronses, 1998) um dos principais factores a ser considerado no contexto do desenvolvimento sustentável é a energia. Consequentemente, a segurança no abastecimento, no sentido de continuidade e quantidade, é também um dos maiores problemas.

Para a EREC (2010), a sustentabilidade engloba não só a ecologia como também aspectos económicos e sociais que devem ser sempre considerados como um conjunto, tendo em conta a sua inter-relação.

Assim, a EREC (2010) realça a utilização crescente das energias renováveis como forma de aumentar a segurança no fornecimento de combustível, através da redução da dependência de combustíveis fósseis e na diversificação do mix energético. Adicionalmente, a utilização de energias renováveis permite poupanças significativas pela redução da utilização de combustíveis fósseis.

Capítulo 3: Economia da Energia Solar Fotovoltaica

3.1 – Custo da Electricidade Fotovoltaica

Os problemas ambientais e as consequências para a humanidade têm levantado inúmeras questões relativamente à electricidade convencionalmente produzida pela utilização dos combustíveis fósseis. Adicionalmente, a possibilidade de esgotamento das reservas de petróleo tem levantado a questão da sustentabilidade e da segurança energética.

Neste contexto, a energia solar fotovoltaica pode desempenhar um papel muito importante, tendo em conta as potencialidades do sol como fonte de energia limpa, abundante e sem custo.

Apesar do sol estar totalmente disponível e a custo zero, as tecnologias para a sua transformação em electricidade acarretam um determinado custo. Esse custo deve ser considerado no momento de decidir se a energia solar fotovoltaica é ou não a melhor opção, tendo em vista a sustentabilidade e a segurança energética, conforme referido anteriormente.

Assim, o custo da electricidade produzida deve ser avaliado tendo por base um método comum que permita a obtenção de dados comparáveis e permita uma melhor tomada de decisão.

3.1.1 – Levelised Cost of Electricity (LCOE)

Cada tecnologia utilizada na produção de electricidade apresenta determinadas características e custos específicos, como por exemplo, a nível dos custos de construção e custos de operação e manutenção (O&M).

Assim, torna-se necessário a utilização de uma metodologia comum que permita comparar o custo unitário, expresso em *megawatt hour* (\$/MWh) ou *kilowatt hour* (\$/kWh) de diferentes tecnologias durante sua vida económica: o *Levelised Cost of Electricity* (LCOE).

O LCOE é igual ao valor presente da soma de todos os custos, divididos pelo total da produção, ajustada pelo seu valor económico no tempo. O LCOE representa a tarifa necessária para remunerar a produção de electricidade à taxa de actualização, ou seja, o valor que conduz a um valor actual líquido (VAL) nulo. Assim, se o preço da electricidade é igual ao *levelised average lifetime cost* o investidor deveria interromper o projecto (IEA, NEA, OECD, 2010).

Esta equivalência entre preço da electricidade e LCOE é baseada em dois pressupostos importantes:

1 – Taxa de juro “r” utilizada na actualização é estável e não varia durante o tempo de vida do projecto em consideração. As taxas mais comuns são 5% e 10%.

2 – O preço da electricidade “ $P_{electricidade}$ ” é estável e não muda durante a vida útil do projecto. Toda a produção é imediatamente vendida a este preço.

Vários são os modelos apresentados por diversos autores para o cálculo da LCOE. Embora todos tenham subjacente a noção de valor actual líquido, apresentam algumas diferenças quanto ao nível de abrangência dos custos envolvidos.

Assim, o cálculo do LCOE, segundo a EPIA (2011b), inclui para além de todos os investimentos, todos os custos operacionais durante a vida útil da instalação, abarcando também os custos de combustível e substituição de equipamento. O método do cálculo é apresentado pela seguinte equação (1):

$$LCOE = \frac{CAPEX + NPV \text{ of total OPEX}}{NPV \text{ of total EP}} \quad (1)$$

Onde:

CAPEX = *Capital Expenditure* (Custos de investimento)

OPEX = *Operations and Maintenance cost* (Custo de Operações e de Manutenção)

EP = *Electricity Production* (Produção de Electricidade em kWh)

NPV = *Net Present Value* (Valor Presente Líquido)

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

Outra fórmula de cálculo do LCOE é apresentada em conjunto pela IEA, NEA e OECD, 2010, e é expressa pela seguinte equação (2):

$$LCOE = P_{Electricity} = \frac{\sum_t \left((Investment_t + O \& M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t) * (1+r)^{-t} \right)}{\left(\sum_t (Electricity_t * (1+r)^{-t}) \right)}$$

Onde:

$Electricity_t$ = Amount of Electricity Produced in Year "t" (montante de electricidade produzida no ano "t")

$P_{Electricity}$ = Constant Price of Electricity (preço constante de electricidade)

$(1+r)^{-t}$ = Discount Factor for Year "t" (factor de desconto para ano "t")

$Investment_t$ = Investment Cost in Year "t" (custo de investimento no ano "t")

$O \& M_t$ = Operations and Maintenance Cost in Year "t" (custo de operações e manutenção no ano "t")

$Fuel_t$ = Fuel Cost in Year "t" (custo de combustível no ano "t")

$Carbon_t$ = Carbon Costs in Year "t" (custo do carbono no ano "t")

$Decommissioning_t$ = Decommissioning Cost in Year "t" (custo de fim do projecto no ano "t")

Segundo Darling et al.,(2011), o LCOE pode também ser definido pela equação (3) seguinte, elaborada pelo SunPower Corporation:

$$LCOE = \frac{Project\ cost + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{(1+DR)^n} - \frac{RV}{(1+DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Initial\ kWh \times (1-SDR)^n}{(1+DR)^n}} \quad (3)$$

Onde:

AO = Annual Operations Cost (Custo Anual de Operações)

DR = Discount Rate (taxa de desconto)

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

$RV = Residual Value$ (valor residual do sistema no fim da vida útil)

$SDR = System Degradation Rate$ (taxa de degradação do sistema)

$N = Number of year$ (vida útil do sistema)

Para além dos custos do sistema, o LCOE pode incluir também outros factores financeiros adicionais, como taxas e subsídios. Neste contexto, Velosa & Aboudi, 2010, apresentaram, segundo Darling et al.,(2011), a equação (4) seguinte:

$$LCOE = \frac{PCI - \sum_{n=1}^N \frac{DEP + INT}{(1+DR)^n} TR + \sum_{n=1}^N \frac{LP}{(1+DR)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{(1+DR)^n} (1-TR) - \frac{RV}{(1+DR)^N}}{\sum_{n=1}^N \frac{Initial kWh \times (1-SDR)^n}{(1+DR)^n}} \quad (4)$$

Onde:

$PCI = Project cost minus any investment tax credit or grant$ (custos do projecto excluindo créditos e subsídios ao investimento)

$DEP = Depreciation$ (depreciação)

$INT = Interest paid$ (juros pagos)

$LP = Loan payment$ (amortização de empréstimos)

$TR = Tax Rate$ (taxa de imposto)

$AO = Annual Operations Cost$ (Custo Anual de Operações)

$DR = Discount Rate$ (taxa de desconto)

$RV = Residual Value$ (valor residual do sistema no fim da vida útil)

$SDR = System Degradation Rate$ (taxa de degradação do sistema)

$N = Number of year$ (vida útil do sistema)

Cada parâmetro que constitui o LCOE encontra-se associado a um conjunto de pressupostos. Em grande parte dos casos, conforme realça Darling et al., (2011), os pressupostos do LCOE encontram-se envoltos num elevado nível de incertezas. Este facto, segundo os mesmos autores, pode transformar a informação produzida através da

metodologia LCOE numa estimativa rudimentar, dado que essas incertezas não são quantificadas e reflectidas no processo de cálculo. Assim, Branker et al., (2011) chama a atenção para a necessidade de utilização da análise de sensibilidade de forma a representar as possíveis variações e os impactos de daí podem advir, mitigando desta forma as incertezas associadas aos resultados obtidos no cálculo do LCOE.

3.1.1.1 – Parâmetros do Levelised Cost of Electricity (LCOE)

A utilização do LCOE para determinar o custo da electricidade produzida leva em consideração um conjunto de parâmetros. Conforme referido anteriormente, existem várias fórmulas para o cálculo do LCOE. Dos modelos apresentados no ponto anterior, pode-se constatar parâmetros comuns como por exemplo, o investimento, taxa de actualização, custos de operações e manutenção, e ainda a vida útil do projecto de energia em análise. No entanto, é possível constatar que, nalguns casos, outros parâmetros são também considerados, atendendo a delimitação do projecto estudado. Assim, alguns autores delimitam a análise aos custos do sistema de produção de electricidade. Outros autores preferem incluir, também, o impacto das decisões financeiras e das influências governamentais, nomeadamente, os juros pagos, as taxas de imposto e créditos fiscais atribuídos aos projectos de energia.

➤ Investimento

O investimento realizado no sistema de energia fotovoltaica inclui, segundo a EPIA (2011b), os seguintes componentes: (i) módulos fotovoltaicos, um dos principais componentes do custo do sistema eléctrico fotovoltaico, sendo que em 2010 representava entre 45-60% dos sistemas fotovoltaicos, (ii) inversores⁵, (iii) estrutura de fixação para montagem, suporte e conexão dos módulos e ainda (iv) custos de instalação incluindo custos como planeamento, desenvolvimento e gestão do projecto, ou ainda custo de construção e conexão à rede.

⁵ Inversor é o equipamento responsável pela conversão da corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada para ser injectada na rede eléctrica pública.

➤ **Taxa de actualização**

A escolha da taxa de actualização, segundo Branker, K. et al (2011), apresenta alguma incerteza, normalmente colmatada pelo uso de análise de sensibilidade. A taxa de actualização é a taxa a que os investidores pretendem ver remunerado um determinado investimento e varia de acordo com as circunstâncias, localização e o período de tempo em análise. Adicionalmente, ainda segundo os mesmos autores, alguns investidores e instituições de financiamento variam as taxas de actualização consoante a tecnologia de produção de electricidade em causa, de forma a reflectir a percepção de risco financeiro que associam a cada tecnologia.

Dado o elevado capital inicial necessário nos projectos de geração de electricidade solar fotovoltaica, esta tecnologia é tida normalmente como um projecto de elevado risco, o que provoca as elevadas taxas de actualização para o sector privado, que procura, segundo Branker, K. et al (2011), a maximização do lucro no curto prazo.

No entanto, segundo a EPIA (2011b), tendo em conta a crescente divulgação de informação e consciencialização das instituições de financiamento, a tecnologia fotovoltaica começa a ser considerada, cada vez mais, um investimento de baixo risco. Assim, o retorno requerido pelos investidores na tecnologia fotovoltaica poderá vir a decrescer.

➤ **Custo de Operação e Manutenção (O&M)**

Os custos de operação e manutenção variam de acordo com as condições locais da instalação, segundo realça Darling, et al., (2011). Por exemplo, nas áreas poeirentas ou com queda de neve, a limpeza dos painéis será mais frequente. Adicionalmente deverá ser considerado o custo de substituição dos inversores, tendo em conta que a vida útil dos inversores é menor do que os módulos fotovoltaicos, normalmente substituídos de 10 em 10 anos, ou ainda o custo do terreno onde é instalada a central fotovoltaica.

➤ **Taxa de degradação**

A taxa de degradação do sistema, segundo Branker et al., (2011), representa a percentagem de diminuição na produção de energia ao longo do tempo de funcionamento.

O processo de degradação gradual ocorre devido as condições meteorológicas, oxidação e corrosão, bem como devido à qualidade de produção das células, o tipo de célula solar utilizado e ainda o nível de produção de electricidade (Branker et al., 2011; Darling, et al., 2011).

De acordo com Branker et al., (2011), o financiamento dos sistemas solares fotovoltaicos, usualmente tem por base uma taxa de degradação anual de 0,5 a 1,0%. No entanto, ainda segundo os mesmos autores, vários estudos têm demonstrado taxas de degradação inferiores, com as células c-Si a apresentarem taxas entre 0,2 e 0,5%. Assim, pode-se considerar que este intervalo representa um valor aceitável para a taxa de degradação tendo em conta os avanços tecnológicos.

➤ **Vida útil**

As avaliações económicas e financeiras dos sistemas solares fotovoltaicos consideram normalmente a vida útil sobre a qual recai a garantia do produtor entre 20 a 25 anos. No entanto, segundo realça Branker et al., (2011), vários estudos têm demonstrado que a vida útil dos sistemas fotovoltaicos vai muito além dos 25 anos, mesmo para as tecnologias mais antigas. Tendo em conta as constantes descobertas e o aperfeiçoamento tecnológico, espera-se que a vida útil dos sistemas fotovoltaicos possa ultrapassar os 30 anos.

A vida útil de um activo representa o tempo em que este desempenha as suas funções de forma efectiva. Também é verdade que os custos de operações e manutenção tendem a aumentar com o incremento dos anos de funcionamento. Uma vez que o custo de capital anual tende a diminuir e os custos O&M a aumentar, existe uma média anual a partir da qual o bem deve ser substituído, uma vez que a sua utilização a partir desse momento passa a ser muito mais dispendiosa (Branker et al., 2011). No que toca aos sistemas solares fotovoltaicos, os custos O&M, essencialmente mudança de inversores e custos ocasionais com limpeza e reparação do sistema eléctrico, são considerados custos relativos e com tendência para reduzir com o passar do tempo.

Assim, a vida económica de um sistema fotovoltaico deverá estar relacionada com a quantidade de energia produzida ao longo do tempo. Este facto é influenciado pela taxa de degradação do sistema e pela tecnologia fotovoltaica em causa.

➤ **Valor residual/ Custos do fim do projecto**

Os custos de fim do projecto estão associados com os custos de desmantelamento das centrais produtoras de electricidade. Muitas vezes esta rubrica é anulada pelo valor residual dos materiais e equipamentos no final da vida útil. Em particular, para a energia solar fotovoltaica, o valor residual que advém da reciclagem da instalação é estimado em cerca de 20% do investimento inicial, embora na maioria das vezes, este valor não seja contabilizado no cálculo do custo da electricidade produzida (IEA, NEA, OECD, 2010).

3.1.1.2 – Aplicações e Limitações da Metodologia LCOE

A metodologia LCOE pode ser utilizada em diversas aplicações e com diversos objectivos, nomeadamente:

- ✓ Estimar o custo de produção da electricidade de uma nova instalação de determinada tecnologia;
- ✓ Analisar as várias opções de produção disponíveis aos investidores num determinado mercado;
- ✓ Identificar a opção com menor custo, entre alternativas de investimento em produção;
- ✓ Avaliar o impacto de mudanças no mercado nos custos de produção;
- ✓ Avaliar a estrutura de custos de várias opções de produção;
- ✓ Analisar o impacto da mudança nos pressupostos-chave, nomeadamente em termos de políticas como o preço do carbono ou o custo unitário.

O LCOE fornece informações práticas na avaliação de investimentos e na formulação de políticas. No entanto, esta metodologia, como outros instrumentos analíticos, apresenta determinadas limitações, nomeadamente:

➤ **Riscos e incertezas**

A abordagem do LCOE não reflecte de forma adequada as características reais do mercado, relativamente às incertezas e dinâmica dos preços. Trata-se de uma fraqueza

básica desta metodologia, que assume um mundo estático onde não há incertezas e os custos ocorrem de acordo com as previsões.

Embora o LCOE forneça uma parte importante da análise dos custos de produção, o mercado real é muito mais complexo e caracteriza-se por múltiplos riscos e incertezas, não abrangidos pela LCOE. A subestimativa ou sobrestimativa dos custos de produção é um risco inerente nas estimativas do LCOE.

Alguns riscos são comuns a várias tecnologias de produção de electricidade, no entanto, a natureza e o grau do risco variam de projecto para projecto e de tecnologia para tecnologia.

➤ **Custos de Produção e distribuição**

A abordagem do LCOE fornece os custos de produção a nível da instalação mas não inclui os custos da rede de distribuição. Os custos de produção, transmissão e distribuição constituem os principais componentes do custo de funcionamento de um sistema eléctrico. Normalmente, os custos de produção representam cerca de 60% do custo total de uma instalação de produção eléctrica. Os custos de transmissão, distribuição e marketing, que compõem os restantes 40%, estão fora do âmbito do LCOE.

➤ **LCOE, Segurança Energética e Sustentabilidade Ambiental**

O sector eléctrico enfrenta actualmente dois grandes desafios, a segurança energética e as mudanças climáticas. A electricidade fotovoltaica pode desempenhar um papel fundamental na garantia da segurança energética, através da diversificação das fontes de energia bem como da redução da dependência de importação de combustíveis fósseis. Por outro lado, sendo uma tecnologia de baixo carbono, apresenta um impacto positivo no ambiente.

No entanto, a abordagem do LCOE evidencia poucas informações relativamente ao contributo de uma determinada tecnologia quanto ao objectivo de segurança energética e sustentabilidade ambiental, uma vez que estes aspectos estão para além do âmbito do desta metodologia.

➤ **Custos e Preços**

O LCOE não indica a provável estabilidade dos custos de produção durante a vida útil de uma instalação e portanto, a contribuição potencial relativamente à estabilidade dos preços e custos.

3.1.1.3 – Apresentação de um estudo com utilização da metodologia LCOE

Apesar das preocupações com os impactos ambientais provocados pela produção da electricidade através dos combustíveis fósseis, o custo de produção das tecnologias alternativas será sempre um factor importante para a tomada de decisão sobre que tecnologia utilizar na produção de energia eléctrica.

Neste contexto, foi efectuado um estudo conjunto entre a *International Energy Agency* (EIA), *Nuclear Energy Agency* (NEA) e a *Organisation for Economic Cooperation and Development* (OECD). Este estudo apresenta o resultado de um trabalho efectuado em 2009. O objectivo era o de calcular o custo de produção de electricidade, de diversas tecnologias entre as quais a energia fotovoltaica, em cerca de 21 países e, apresentar assim, uma base de comparação.

O referido estudo baseia-se nos custos de 190 instalações de produção de electricidade, pertencentes a 21 países. Destes países 16 são membros da OECD: Áustria, Bélgica, Canada, Republica Checa, França, Alemanha, Hungria, Itália, Japão, Coreia, México, Holanda, Eslováquia, Suécia, Suíça e Estados Unidos. Os restantes países representados no estudo são: Brasil, Rússia, África do Sul, Austrália e China.

➤ **Pressupostos**

O cálculo do custo da electricidade não inclui o custo de transmissão e distribuição, nem o custo do sistema *back up* no caso das energias renováveis

O estudo em referência foi produzido num período de incertezas sem precedentes relativas ao contexto económico e político, caracterizado pelo aumento de **políticas** relativas as mudanças climáticas, bem como incertezas quanto ao *timing* do impacto das

mensurações das políticas. Verificou-se ainda mudanças drásticas nas condições económicas que afectam a procura e fornecimento de energia.

Adicionalmente, existem outros factores que não podem ser enquadrados convenientemente nas análises do LCOE mas devem ser tidos em conta.

Neste contexto, deve ser considerado um princípio muito importante: o referido estudo é sobre o LCOE na produção de electricidade a nível do sistema de electricidade. Este princípio tem determinadas implicações: (i) Os pressupostos no *load factor* são considerados sistematicamente no limite máximo do que é tecnicamente viável e, (ii) a verdadeira noção de custo ao nível do sistema implica que este estudo não considera os custos do sistema, ou seja, o impacto da potência do sistema como um todo. Este assunto toca todas as tecnologias em termos de localização e conexão da rede. No entanto, o problema das externalidades do sistema é a maior das dificuldades para energias renováveis variáveis como o sol. Uma vez que a electricidade não pode ser armazenada, a procura e a oferta precisam ser balanceadas todos os segundos literalmente.

A intermitência da disponibilidade da electricidade proveniente do sol coloca pressão adicional na habilidade de equilibrar o sistema. O problema da variabilidade pode ser resolvido com sistemas de reserva. Parte do custo destes sistemas de reserva deve, em princípio, ser adicionado ao LCOE das energias renováveis intermitentes quando comparados com outras fontes de geração.

Existe um consenso dos especialistas relativamente à existência desses custos de sistemas para as energias renováveis. No entanto, o nível de concordância é menor sobre o seu valor preciso, que varia com a estrutura e interconexão do sistema de energia e a quota de renovável intermitente.

A concentração nos dados do sistema também se preocupa com a captura e armazenagem do carbono, uma tecnologia chave promissora, mas técnica e financeiramente, ainda não foi aprovado em termos comerciais. O estudo apenas inclui custos de captura e compressão do carbono. Não inclui custos de transporte e armazenagem requerida no depósito final.

O estudo considera os custos líquidos de todas as formas de intervenção governamental. O cálculo dos custos é feito numa base social, o custo das sociedades na construção e operação de um sistema, independente de taxas, subsídios e transferências. Posteriormente, em forma de crédito de imposto ou depreciações mais rápidas, pode haver maior impacto na rentabilidade de determinado projecto.

➤ **Resultados**

A partir dos dados disponibilizados pelos diversos países, foi calculado o LCOE da electricidade produzida através de alguns tipos de tecnologias, entre as quais a energia solar fotovoltaica.

A tabela representa um resumo dos custos, baseado nos valores medianos de todos os dados obtidos, tendo em conta a grande dispersão observada nos dados entre os diversos países. De notar que a informação disponível não se trata de uma amostra estatística uma vez que a base de dados de referência foi constituída tendo em conta a informação disponibilizada pelos países abrangidos pelo estudo. Assim, a referida base de dados pode não incluir informação sobre determinados mercados, relevantes para um determinado tipo de tecnologia de produção eléctrica. Este facto pode ser exemplificado, a nível das energias renováveis, com a ausência de informações da Espanha, que pertence ao grupo dos dez maiores mercados fotovoltaicos a nível mundial, conforme referido anteriormente. Da mesma forma, na energia eólica *offshore* nota-se a ausência de informações de países com grandes potencialidades neste tipo de tecnologia de produção de electricidade, nomeadamente a Dinamarca, a Noruega ou o Reino Unido (IEA, NEA, OECD, 2010).

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

Tabela 1 – Resumo de Custos e Pressupostos no Cálculo do LCOE

Median case specifications	Nuclear	CCGT	SC/USC coal	Coal w/90%CC(S)	Onshore wind	Solar PV	
Capacity (MW)	1 400.00	480.00	750.00	474.40	45.00	1.00	
Owner's and construction	3 681.07	1 018.07	1 915.65	3 336.96	2 236.80	5 759.35	
Overnight cost (\$/kW)*	4 101.51	1 068.97	2 133.49	3 837.51	2 348.64	6 005.79	
O&M (\$/MWh)	14.74	4.48	6.02	13.61	21.92	29.95	
Fuel cost (\$/MWh)	9.33	61.12	18.21	13.04	0.00	0.00	
CO ₂ cost (\$/MWh)	0.00	10.54	23.96	3.22	0.00	0.00	
Efficiency (net, LHV)	33%	57%	41.1%	34.8%	-	-	
Load factor (%)	85%	85%	85%	85%	26%	13%	
Lead time (years)	7	2	4	4	1	1	
Expected lifetime (years)	60	30	40	40	25	25	
LCOE (\$/MWh)	5%	58.53	85.77	65.18	62.07	96.74	410.81
	10%	98.75	92.11	80.05	89.95	137.16	616.55

*Overnight costs include owner's, construction and contingency costs but exclude IDC.

Notes:

- Years refer to time of plant coming on line i.e. duration of plant construction.
- All costs are expressed in USD (2008 average values 1 USD=0.684 EUR).
- Construction costs include owner's and EPC costs but exclude contingency and IDC. The LCOE includes total investment costs, i.e. construction costs plus contingency for unforeseen technical and regulatory difficulties and IDC. Overnight costs were calculated applying the study generic assumptions (15% contingency for nuclear and coal with CC(S) and 5% for coal without CC(S), gas, wind and solar technologies).
- Thermal plant efficiencies are net (sent out basis), LHV (lower heating value). The difference between lower and higher heating value, based on IEA conventions, is 5% for coal and 10% for gas.

Fonte: (IEA, NEA, OECD, 2010)

Apesar das restrições expostas acima, é possível constatar, conforme Tabela I, que a energia produzida através das tecnologias eólica e fotovoltaica apresentam custo de geração muito superior em relação as restantes tecnologias em análise: Nuclear, *Combined Cycle Gas Turbine* (CCGT), *Supercritical/ Ultra-Supercritical Coal* (CS/USC Coal) e *Coal with 90% CC(s)*.

➤ **Conclusões**

A análise dos dados fornecidos pelos diversos países permitiu um conjunto de conclusões abrangendo aspectos fundamentais a considerar no investimento de determinada tecnologia de produção de electricidade.

O aumento da incerteza eleva os custos devido a elevadas taxas de retorno do investimento requerido, ou taxas de actualização, e esta situação se aplica a todos as tecnologias de produção de electricidade

O LCOE e a competitividade das diferentes tecnologias de produção de electricidade em cada país são extremamente sensíveis às variações na taxa de actualização. As elevadas taxas de actualização penalizam mais intensamente o capital intensivo, as tecnologias de

baixo carbono, como as renováveis, devido aos seus elevados investimentos iniciais relativamente as tecnologias tradicionais/convencionais que apresentam elevados custos operacionais mas relativamente baixos custos iniciais.

Com a liberalização do mercado da electricidade, certos riscos tornaram-se mais transparentes e, portanto, estes componentes do projecto têm que carregar e gerir estes riscos. Este facto tem implicações na determinação da taxa de retorno dos investimentos. As políticas nacionais de financiamento para cada tecnologia individualmente para redução do risco de financiamento têm influência na escolha final da tecnologia de geração de electricidade.

As políticas ambientais também têm um peso importante uma vez que possivelmente terão influência significativa no custo de combustíveis fósseis no futuro, afectando a competitividade relativa de vários tipos de tecnologia.

O estudo concluiu ainda que não existe uma tecnologia que possua uma vantagem clara e total a nível global ou regional. Cada tecnologia possui forças e fraquezas potenciais e decisivas, que nem sempre são reflectidas no LCOE. As preferências dependem de um conjunto de parâmetros-chave e das circunstâncias específicas de cada projecto. As escolhas dos investidores estão geralmente ligadas aos custos de financiamento, preço do petróleo e do carbono, bem como o contexto específico de políticas energéticas (segurança de abastecimento, redução de CO₂ e políticas de mercado).

O LCOE da electricidade produzida com a tecnologia fotovoltaica apresenta uma elevada sensibilidade à variação do *load factor* e ao custo de construção, qualquer que seja a taxa de desconto. Para tecnologias renováveis o *load factor* específico do país e da localidade tem também elevada importância.

Para os sistemas fotovoltaicos, o *load factor* varia entre 10% a 25%. Com a maior percentagem, o LCOE da electricidade gerada através da energia solar chega a cerca de 215 USD/Mwh a uma taxa de desconto de 5% e 333USD/MWh a uma taxa de 10%. Com o *load factor* menor, o LCOE ronda os 600 USD/MWh (dados do relatório do estudo efectuado).

➤ **Limitações**

O estudo fornece conhecimentos relativos aos custos de produção de electricidade nos países participantes. No entanto apresenta limitações. Os custos estimados não apresentam os custos precisos calculados pelos potenciais investidores. A percepção do risco pelo investidor é uma das razões que explicam a diferença entre as conclusões do estudo e as preferências do mercado. As perspectivas diferentes relativas ao preço do petróleo também afectam as decisões em alguns mercados.

O referido estudo tem inerente um elevado nível de incerteza, muito superior aos estudos publicados anteriormente. Um dos indicadores desta incerteza a que as estimativas divulgadas neste estudo estão envoltas, é o intervalo alargado mesmo entre países da OCDE na mesma região.

Uma das razões que explicam o porque do intervalo de incerteza ser superior relaciona-se com a privatização generalizada e a liberalização do mercado na maioria dos países da OECD, que reduziram o acesso à informação comercial sensível dos custos de produção. Os agentes económicos privados citam pressupostos relativos a confidencialidade e competitividade como razões para não divulgarem dados que incluam custo de produção. Uma vez que informações de qualidade são necessárias para construir cenários confiáveis, os dados utilizados levam a cenários de custos finais com alguma incerteza relativamente a determinados elementos: (i) Políticas de redução dos gases com efeito de estufa atingiram a maturidade, pela primeira vez o custo do CO₂ foi considerado pelos membros da OCDE: \$30/Ton; (ii) os custos financeiros presentes e futuros; (iii) os custos de construção; (iv) os custos de desmontagem no fim da vida útil da instalação.

Também, os factores políticos criaram mais incerteza no custo de diferentes tecnologias, hoje mais do que nunca. A imperatividade na redução da emissão de gases com efeito de estufa determinou novos objectivos políticos, com impacto na escolha da tecnologia de produção de electricidade com o preço do carbono, de forma implícita ou explícita. Apenas a União Europeia estabeleceu o preço do carbono de modo formal, mas em outros países este esquema de preços está a ser debatido e implicitamente afecta a escolha.

A evolução tecnológica, depois de duas décadas de relativa estabilidade, é outro factor a considerar. O sector apresenta um número significativo de desenvolvimento tecnológico. Até hoje não se sabe como estes factores poderão afectar o sistema de custos das diferentes tecnologias.

Adicionalmente, a escassez em experiências recentes de construção das tecnologias existentes e das novas tecnologias contribui também para a incerteza associada ao sector. Isto porque as construções foram limitadas e não foram tecnicamente diversificadas. Este facto cria incertezas em como os custos de construção e operação actuais serão, especialmente para as novas tecnologias. Existe uma confiança considerável de que os custos diminuirão com mais número de construções e experiência acumulada. Também os progressos na energia solar devem ser considerados. No entanto, nenhum destes aspectos pode ser previsto com certeza.

As rápidas mudanças em todos os custos dos sistemas, observados no período 2004-2008, demonstram um nível da inflação sem precedentes, nomeadamente materiais de construção, componentes mecânicos e eléctricos. Verificou-se aumentos de pelo menos 50% em diferentes locais. A inflação teve impacto em diferentes tecnologias e a diferentes níveis mas todos foram afectados.

O LCOE estima os custos de produção de electricidade na perspectiva de funcionamento contínuo de uma instalação. Esta metodologia não considera os custos de transmissão, distribuição e o impacto no sistema eléctrico como um todo. Este facto apresenta diferentes impactos em diversas tecnologias. Como por exemplo, o caso das energias renováveis (intermitentes), como a energia solar, que requer capacidade *back up*, dependendo do tipo de rede e sua flexibilidade.

Existe uma vasta dispersão dos dados – as circunstâncias específicas de um país tem um efeito determinante no LCOE pelo que não é possível fazer generalizações em termos de região e mesmo em países de grandes dimensões, pelo que cada caso deve ser analisado individualmente.

Outro factor de incerteza relaciona-se com o preço futuro da electricidade. Isto porque, a metodologia LCOE pressupõe a estabilidade dos preços de electricidade, que cobre na

totalidade os custos da instalação durante a vida útil da mesma. No entanto, preços de electricidade diferentes podem gerar resultados diferentes.

A metodologia LCOE fornece uma base de referência muito útil. Não se trata de uma fraqueza da metodologia ou lacuna do estudo mas o sinal de um mundo de electricidade cada vez mais complexo. Os agentes intervenientes (jornalistas, académicos e políticos) necessitam de *benchmarks* para discussão. Ao mesmo tempo, precisam de estar conscientes das limitações dos dados de forma a evitar interpretações erradas.

Apesar de todas as incertezas inerentes a metodologia do custo de produção de electricidade, o estudo permite de qualquer forma identificar as tendências que irão dar forma ao sector da electricidade nos anos vindouros.

3.1.2 – Custo Médio Anual Equivalente (CMAE)

O Custo Médio Anual Equivalente (CMAE) representa uma adaptação do Valor Actual Liquido (VAL) na medida em que permite a comparação de projectos diferentes, a nível de tempo de vida útil e montante de investimento, através da actualização de todos os custos a eles associados.

O CMAE, que corresponde ao termo de uma renda constante, com vencimento no final de cada ano e durante o período de vida útil do projecto em análise, é dado pela seguinte equação (Esperança e Matias, 2009):

$$CMAE = \frac{VA}{a_{\overline{n}|i}} \quad (5) \quad \text{sendo que } a_{\overline{n}|i} = \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \quad (6)$$

Onde:

$VA =$ Valor Actual dos Custos

$a_{\overline{n}|i} =$ Fator de Actualização

$i =$ Taxa de Actualização

$n =$ Tempo de Vida do Projecto

PARTE II – O CASO DA ELECTRA

Capítulo 4: Metodologia e Procedimentos dos Trabalhos de Investigação

4.1 - Caracterização da Investigação

Considerando o critério de classificação da investigação quanto a abordagem do problema e quanto aos objectivos, proposto por Brito (2009), o presente trabalho pode ser classificado como:

- Qualitativa e quantitativa

Esta abordagem do problema em estudo, segundo Brito (2009), na óptica de Creswell (2007), surge da necessidade de articular dados qualitativos e quantitativos no mesmo estudo. Assim, o processo de recolha de dados a partir de procedimentos mistos inclui dados numéricos, para além de informações textuais.

- Explicativa

Quanto aos objectivos, trata-se de uma pesquisa explicativa uma vez que este tipo de pesquisa visa compreender o porquê de determinado fenómeno através da apreensão e conhecimento da realidade estudada. Desta forma, procura-se explicar as forças que originam o fenómeno em estudo e identificar causas que afectam o mesmo estudo.

4.2 – Desenvolvimento da Pesquisa

Depois de formuladas as questões de investigação, foram traçados os objectivos e, seguidamente, definida a estratégia de investigação.

Yin (2001) aponta o estudo de caso como sendo a estratégia de pesquisa mais adequada quando se encontram reunidas três condições fundamentais a saber: (i) quando a investigação suscita questões do tipo “como” e “porquê”, (ii) quando o investigador tem pouco ou nenhum controle sobre os acontecimentos e (iii) quando o foco se encontra em fenómenos contemporâneos inseridos no seu contexto da vida real.

Analisando a proposta para este trabalho constata-se que se encontraram reunidas as condições anteriormente enunciadas, tendo sido escolhido para a metodologia o Estudo de Caso.

Para dar seguimentos aos trabalhos de investigação foi necessário a elaboração de um projecto de pesquisa que segundo Yin (2001), constitui a lógica que une os dados a serem recolhidos às questões iniciais de um determinado estudo e, em última análise, as conclusões desse mesmo estudo. Assim, cada estudo possui um projecto de pesquisa, implícito ou explícito, constituído por um conjunto de etapas, nomeadamente a colecta e análise de dados relevantes, que permitem, a partir de perguntas, chegar as respostas.

Neste contexto, a elaboração do presente trabalho contou com diversas fases. Teve início com a definição do problema a investigar, que originou as questões de estudo e os objectivos da pesquisa.

As questões de estudo e os objectivos da pesquisa tiveram como base a revisão da literatura relativamente a problemática em estudo, o que permitiu um enquadramento e contextualização da evolução da tecnologia fotovoltaica quanto ao estado-da-arte bem como as técnicas utilizadas na análise da sua viabilidade económica.

A pesquisa recaiu sobre relatórios de diversas entidades especializadas em energia, de uma forma geral e, em particular da energia solar fotovoltaica. Outras fontes foram, também, consultadas, entre as quais se destacam os livros, os artigos da internet ou ainda os estudos governamentais e os relatórios e contas da Empresa de Electricidade e Água de Cabo Verde – ELECTRA, S.A.R.L. Foram ainda realizadas entrevistas com investigadores bem como representante da ELECTRA e da Direcção Geral da Indústria e Energia.

Capítulo 5: O Caso da Electra

5.1 – Apresentação da Empresa

A Electra, Empresa de Electricidade e Água SARL, principal concessionária do sector eléctrico é uma sociedade anónima que tem por objectivo a produção e a distribuição de electricidade em todo o território de Cabo Verde. Para além da electricidade, o objectivo da Electra passa pela produção e distribuição de água potável, nas ilhas de S. Vicente, Sal e Boa Vista e ainda na cidade da Praia, na ilha de Santiago.

Fundada em 1982, a Electra, inicialmente empresa pública, tinha por objectivo central dar resposta à necessidade que se fazia sentir de formar uma empresa com capacidade técnica e financeira para garantir o abastecimento contínuo de água e electricidade aos centros urbanos das ilhas de S. Vicente, Sal e à cidade da Praia, em condições económicas e de segurança, de modo a favorecer o desenvolvimento sócio-económico.

Em 1998 foi criada pelo Decreto-Lei nº68/98 a sociedade anónima Electra S.A.R.L., que sucedeu à Electra E.P. Esta transformação enquadrava-se num conjunto de reformas, levada a cabo pelo Governo, no âmbito do Plano Nacional de Desenvolvimento, para o período de 1997-2000.

Esta transformação tinha como principais objectivos, estender a acção da Electra a todo o país, proporcionando vantagens económicas acrescidas para todo território nacional e melhores condições, atendendo ao valor estratégico da energia no processo de desenvolvimento.

Com a Sede Social e Serviços Centrais na cidade do Mindelo, ilha de S. Vicente e com cerca de 695 trabalhadores, a empresa exerce a sua actividade operacional através de nove Unidades de Produção e Distribuição, duas na ilha de Santiago e uma em cada das restantes ilhas.

5.2 – Sector Energético em Cabo Verde

O acesso a energia é um dos motores de crescimento económico uma vez que interfere com a vida dos cidadãos a vários níveis, nomeadamente na criação de postos de trabalho, na melhoria da produtividade, no desenvolvimento do sector privado, no acesso a informação e a comunicação ou ainda, na prestação de serviços sociais. A energia constitui assim um dos sectores estratégicos, tendo o desenvolvimento sustentado como objectivo final.

O sector energético em Cabo Verde é caracterizado pelo consumo de combustível fóssil (derivados do petróleo), biomassa (lenha) e utilização de energias renováveis. O consumo de combustível fóssil é constituído pelos seguintes derivados do petróleo: a gasolina, o gasóleo, o fuel óleo, o jet, o gás butano e os lubrificantes. A energia renovável, nomeadamente a eólica e a solar fotovoltaica, representam ainda uma parcela muito pequena no total de energia consumida e são utilizadas na produção de electricidade e bombagem de água.

Do total do combustível fóssil importado por Cabo Verde, uma parte destina-se a reexportação (Jet A1 para aviação e gasóleo para os transportes marítimos). No entanto, grande parte é destinada ao consumo interno, essencialmente para os transportes e produção de electricidade e água dessalinizada (ver documentação de referencia – ARE).

A dependência de Cabo Verde relativamente a água dessalinizada realça o papel crucial da energia relativamente ao desenvolvimento do país. Esta tecnologia de produção de água exige um processo energético intenso. Dados da Electra demonstram que a água de origem subterrânea representou apenas 8% do total (4.422.795 m³) produzido durante o ano de 2011. Os processos de dessalinização e bombagem de água consumiram cerca de 5,5% do total de energia eléctrica produzida nesse ano.

Tabela 2 – Produção de Energia Eléctrica 2011

Rubrica	MWh	% Produção
Vendas	207.195,00	63,7%
Consumo Interno	12.478,00	3,8%
Dessalinização	17.946,00	5,5%
Perdas	87.802,00	27,0%
Total	325.421,00	100%

Fonte: Electra, 2011

Segundo o estudo da Gesto Solutions, publicado no Plano Director das Energias Renováveis de Cabo Verde (PDERCV), estima-se que o consumo de energia eléctrica possa duplicar até 2020. O referido estudo analisou a evolução da procura da energia eléctrica no arquipélago de Cabo Verde, tendo em conta três cenários: conservador, intermédio e agressivo. O Cenário intermédio prevê que a procura total das nove ilhas possa atingir os 403 GWh, 499 GWh e 670 GWh, respectivamente, em 2012, 2015 e 2020. De realçar ainda a previsão de crescimento da procura referente à dessalinização, o único sector com aumento da Taxa de Crescimento Médio Anual (TCMA) no período 2009-2020.

Tabela 3 – Evolução da Taxa de Crescimento Médio Anual

Sector	TCMA 2000-2009	TCMA 2009-2020
Doméstico	10,0%	6,0%
Comércio/Indústria/Agricultura	8,0%	7,0%
Turismo	17,0%	15,0%
Instituições	10,0%	7,0%
Dessalinização	0,0%	6,0%
Consumo interno	12,0%	6,0%
Perdas técnicas	8,0%	7,0%

Fonte: PRERCV, 2011

Prevê-se que as necessidades de água, de forma a responder ao desenvolvimento económico e ao aumento das taxas de cobertura da rede de abastecimento, conduzam a

um aumento da produção de água sendo, por isso, de esperar um aumento significativo do consumo de electricidade neste sector.

Tendo em conta a fraca precipitação e a carência de energia, coloca-se desafios de natureza estratégica e de planeamento de infra-estruturas para Cabo Verde. Estes desafios estão relacionados com o facto de Cabo Verde não possuir combustíveis fósseis e, conseqüentemente, apresentar uma grande dependência das importações de produtos petrolíferos para a maior parte das suas necessidades de energia. Adicionalmente deve ser também considerado o custo de insularidade, o que contribui para um elevado custo de electricidade em Cabo Verde, na medida em que, a situação geográfica do país muitas vezes não lhe permite beneficiar de economias de escala. A dependência da importação de produtos petrolíferos e a volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional faz de Cabo Verde um país altamente vulnerável em termos energéticos.

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

Quadro 1 – Desafios Energéticos de Cabo Verde

Desafios Energéticos	Fundamento
Fraca capacidade institucional	A capacidade institucional e competências dentro do sector são altamente limitadas, especialmente com relação à formulação e implementação de políticas e à regulação
Fraca capacidade de planeamento e de investimento no subsector electrico	A dependência de um único operador na produção de electricidade é um desafio. A ELECTRA tem fraca capacidade para gerir e dar resposta ao aumento da procura.
Insularidade e descontinuidade do território nacional	A geografia de Cabo Verde coloca enormes desafios ao sector. A importação e distribuição inter-ilhas de pequenas quantidades de combustíveis são altamente custosas.
Inadequação da capacidade de armazenagem e dos meios logísticos	A capacidade de armazenagem em cada ilha não é necessariamente proporcional ao peso do consumo da mesma no total nacional.
Sistema de produção e distribuição de energia eléctrica deficiente	A capacidade de produção e a rede de distribuição de energia eléctrica e água estão inadequados à demanda, devido a falta de investimentos e a não integração das redes de distribuição. Esta situação conduziu a enormes deficiências no sector de energia e água, com enormes prejuízos para as populações e para a economia.
Fraca sistema de incentivos à eficiência	A fraca capacidade que o sector de energia enfrenta não é propícia ao desenvolvimento e a inovação de políticas, resultando daí a quase inexistência de incentivos à melhoria e eficiência do sistema energético.
Fraca penetração das energias alternativas	Cabo Verde possui excelentes condições para a energia eólica e solar. No entanto, apesar das condições favoráveis, o factor custo tem sido um dos principais obstáculos à sua adopção. Os avultados investimentos iniciais originam custos financeiros importantes, resultando em custos de produção superiores aos custos dos combustíveis fósseis.
Aumento da procura da água	A procura da água está a aumentar em parte devido ao aumento do turismo e ao incremento das necessidades locais. A resposta a essas necessidades constitui um desafio ao sector de energia devido a dependência da dessalinização. Cabo Verde terá de encontrar novas formas de dessalinização da água, com consumos de energia inferiores aos dos processos actuais.
Falta de sensibilização sobre o papel do sistema educativo e dos órgãos de comunicação social	A noção da necessidade de conservação de energia e de redução da dependência de combustíveis fósseis é ainda reduzida em Cabo Verde. A reformulação dos programas escolares e a introdução de actividades de sensibilização, nos órgãos de comunicação social, devem constituir uma prioridade.

Fonte: Concepção própria, a partir de dados do MECC, Política Energética de Cabo Verde.

A produção da energia eléctrica em Cabo Verde vinha sendo desenvolvida ao longo dos últimos anos com base em três grupos de tecnologias, nomeadamente, a produção da energia diesel, a produção da energia eólica e a produção de energia com turbina a vapor. Esta última tecnologia, para além do fraco contributo para o total da energia eléctrica produzida no país (inferior a 1% entre 2006 e 2008) foi cancelada durante o

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

ano de 2009. Durante o ano de 2010 foi introduzida a produção de energia solar fotovoltaica. Pela primeira vez o país beneficiou da energia solar, conectada a rede, com uma produção total de 2.105 MWh

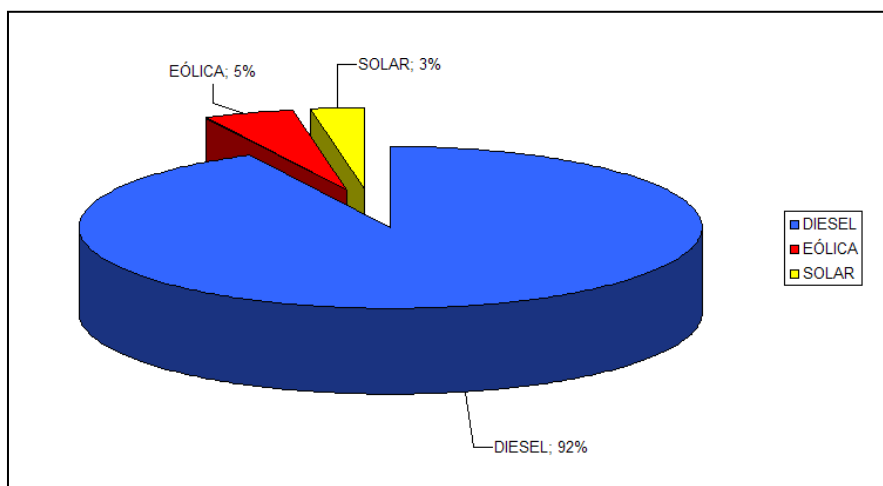
Tabela 4 – Evolução da Produção de Energia (MWh)

Rubrica	Ano					
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Diesel	241.709	260.465	279.645	290.273	314.315	300.860
Eólica	7.441	6.869	5.510	4.661	1.992	15.605
Vapor	1.772	1.185	640	0	0	0
Solar	0	0	0	0	2.105	8.956
Electra	250.922	268.519	285.795	294.934	318.412	325.421

Fonte: Electra, 2011

A produção da energia eólica representou durante o ano de 2011 apenas 5% dos cerca de 325.420.684 kWh produzidos. A contribuição da energia solar fotovoltaica foi de 3% do total da produção. Dados da Electra demonstram que o consumo de energia em Cabo Verde tem sido maioritariamente suportado pela produção de electricidade a partir de derivados do petróleo, mais concretamente do Fuel e do Gasóleo.

Gráfico 2 – Repartição da Produção de Electricidade 2011 por Tecnologia



Fonte: Concepção própria, a partir de dados da Electra, 2011

O sector energético vem consumindo em média, mais de 70 mil toneladas de combustível anualmente. O combustível de maior consumo, o fuel, vem substituindo gradualmente o gasóleo.

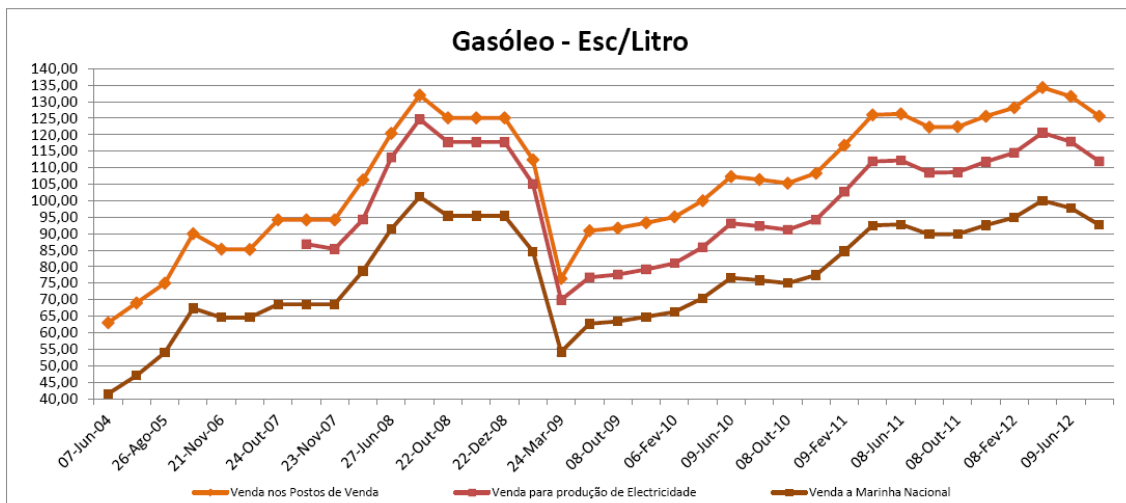
VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE: O CASO DA ELECTRA

Esta mudança verificada, com a troca de alguns grupos geradores, do gasóleo para o fuel, visa a redução do custo do combustível consumido neste sector. No entanto, esta mudança não foi suficiente para se conseguir reduções significativas nos custos associados aos combustíveis no sector energético.

O custo de combustível no mercado internacional vem conhecendo aumentos constantes, verificando alguns picos, muitas vezes derivados das instabilidades políticas nos países produtores de petróleo.

O custo de combustível em Cabo Verde é ainda agravado pelos custos de transporte e logística. A natureza insular de arquipélago e ausência de fontes de energia fóssil também contribuem para o agravamento dos custos uma vez que o país é obrigado pelas suas condições geográficas a manter stocks elevados, sessenta dias, como forma de garantir a sua segurança energética.

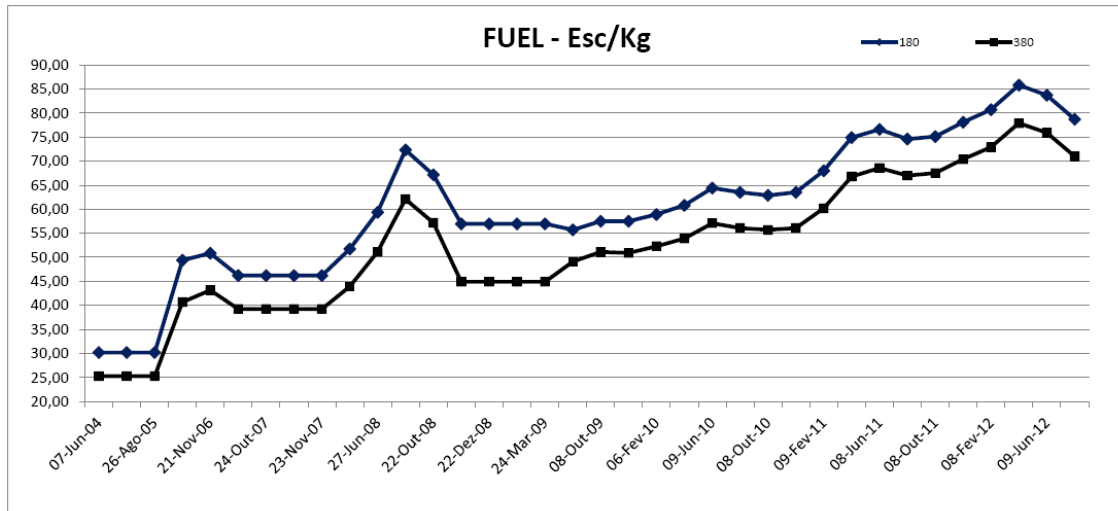
Gráfico 3 – Evolução do Preço do Gasóleo no Mercado Nacional



Fonte: ARE (2012)

O gráfico acima ilustra a evolução do preço do gasóleo no mercado nacional (esc/ litro). A partir de 2007, foi atribuído um preço diferenciado ao gasóleo para produção de electricidade. Ainda assim, o valor por litro continua elevado se comparado com o valor pago a nível internacional.

Gráfico 4 – Evolução do Preço do Fuel no Mercado Nacional



Fonte: ARE (2012)

O preço do fuel também seguiu a mesma tendência, conforme ilustrado no gráfico acima. O preço praticamente triplicou em menos de 10 anos.

Tendo em conta que Cabo Verde é um país sem recursos naturais, o modelo existente de produção de electricidade contribui para o aumento da importação de combustíveis. O peso da importação dos derivados do petróleo tem como consequência o aumento do défice na balança de pagamentos, para além do elevado custo energético suportado pelos cidadãos. Os esforços no sentido de se garantir o abastecimento em energia têm exercido uma forte pressão sobre a estabilidade macroeconómica do país.

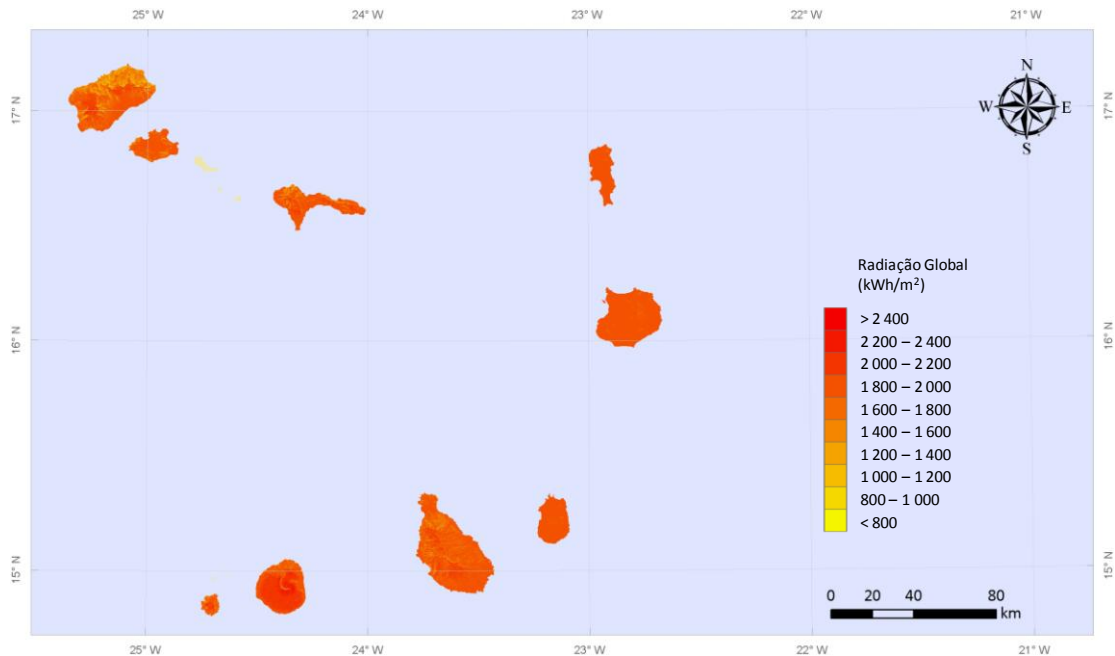
5.3 - Caracterização do Potencial Fotovoltaico de Cabo Verde

Para o estudo do recurso Solar foi elaborado pela consultora GESTO Energia S.A. um mapeamento do recurso com base na cartografia da Direcção Geral do Ordenamento do Território à escala 1:10 000 e em dados de satélite que permitam parametrizar o modelo no que respeite a questões atmosféricas.

VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE: O CASO DA ELECTRA

O resultado sumário da caracterização do recurso solar nas ilhas é dado pelo mapeamento da radiação global, que se apresenta na figura seguinte.

Figura 2 – Potencial Fotovoltaico de Cabo Verde



Fonte: PDERCV (2011)

Do mapeamento do recurso solar pode afirmar-se que Cabo Verde tem um recurso solar abundante. Em termos de média anual, grande parte do território apresenta uma radiação global entre os 1.800 e os 2.000 kWh/m²/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno.

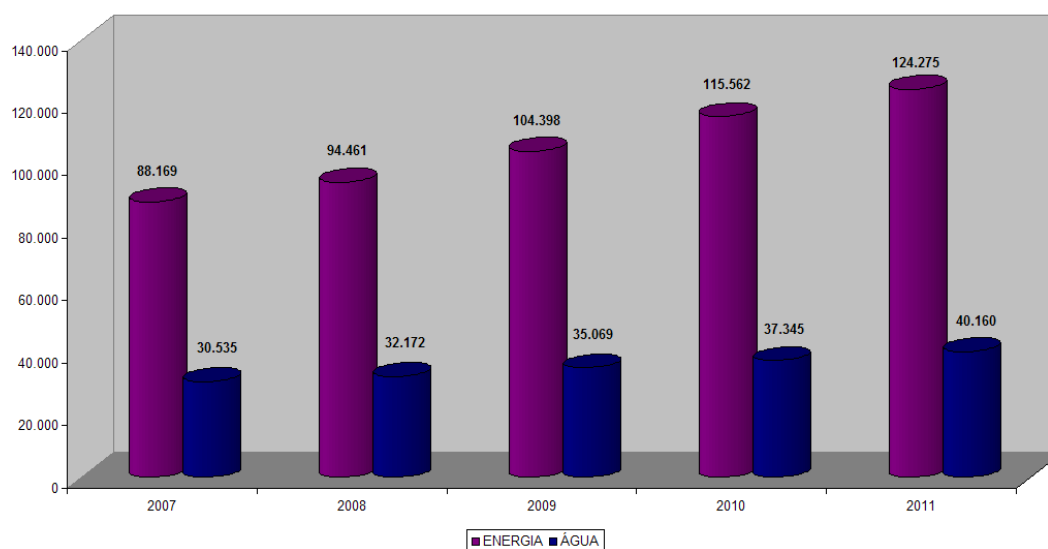
Relativamente ao número de horas de sol no território, mais de metade do território simulado apresenta um potencial de mais de 3.750 horas de sol por ano.

As melhores áreas das ilhas apresentam níveis de radiação global em plano horizontal entre 2.070 kWh/m²/ano e 2.175 kWh/m²/ano, assumindo-se um valor indicativo para as zonas com potencial do arquipélago de 2.130 kWh/m²/ano. Refira-se que as máximas radiações globais em plano horizontal na Europa registam valores na ordem dos 1.700 kWh/m²/ano, o que demonstra que Cabo Verde tem um recurso bastante superior ao recurso solar europeu, local onde o investimento em tecnologia solar tem vindo a aumentar desde a última década.

5.4 – Electra em números

A Electra, como a principal concessionária de energia e água, representa uma empresa estratégica no âmbito do desenvolvimento de Cabo Verde. A procura de energia e água tem sofrido aumentos consecutivos ao longo dos anos, sendo que o número de contratos no ano de 2011 apresenta um acréscimo de 7,54% relativamente aos valores alcançados em 2010, tanto para a energia como para a água, conforme gráfico seguinte:

Gráfico 5 – Evolução do Numero de Contractos



Fonte: Electra (2011)

Não obstante o crescimento contínuo do número de clientes e o consequente aumento do volume de negócios da empresa, a Electra vem apresentando resultados negativos ao longo dos anos, denotando assim a fragilidade da sua posição económica e financeira.

Tabela 5 - Indicadores Económico-Financeiros (Valores em mESC)

Rubrica	Ano				
	2007	2008	2009	2010	2011
Volume dos Negócios	4 813.691,00	5 420 642,00	6 196.225,00	6 930 479,00	7 556 626,00
EBITDA	-360.971,00	271.761,00	551.604,00	396.380,00	538.117,00
Resultados Operacionais	-1 298 496,00	-675 413,00	-280 398,00	-737 433,00	-732 157,00
Resultado Liquido	-1.542.525,00	-969 249,00	-698 661,00	-1.044.726,00	-1.058.941,00

Fonte: Electra (2011)

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

Segundo informações divulgadas pela Electra, através do Relatório e Contas 2011, o *cash-flow* operacional do exercício (EBITDA) aumentou em cerca de 35,8% em relação ao ano de 2010, fixando-se em mESC 538.116. Contudo, este aumento não permitiu a empresa assegurar as suas actividades operacionais com recurso aos rendimentos de exploração. Esse *cash-flow* positivo resultou sobretudo dos custos não desembolsáveis em valor absoluto superiores aos resultados operacionais.

O mesmo relatório realça ainda a diminuição na margem operacional, situando-se em 24,5% no ano de 2011. A rentabilidade dos capitais próprios é inexistente ou negativa em 353,3%, o que demonstra que o prejuízo do exercício acabou por eliminar todo o capital próprio, colocando assim, a continuidade da empresa na dependência da credibilidade financeira dos accionistas.

Tabela 6 - Rentabilidade e Eficiência

Rubrica	Ano			Varição
	2009	2010	2011	Valor
Margem Operacional (a)	27,4%	26,00%	24,6%	-1,43 p.p
Rotação do Activo (b)	62,7%	64,1%	76,1%	12,03 p.p
Rentabilidade do Activo (c')	16,9%	16%	17,9%	1,79 p.p
Rentabilidade do Capitais Proprios - ROE (d)	-137,7%	-137,6%	-353,3%	-215,71 p.p

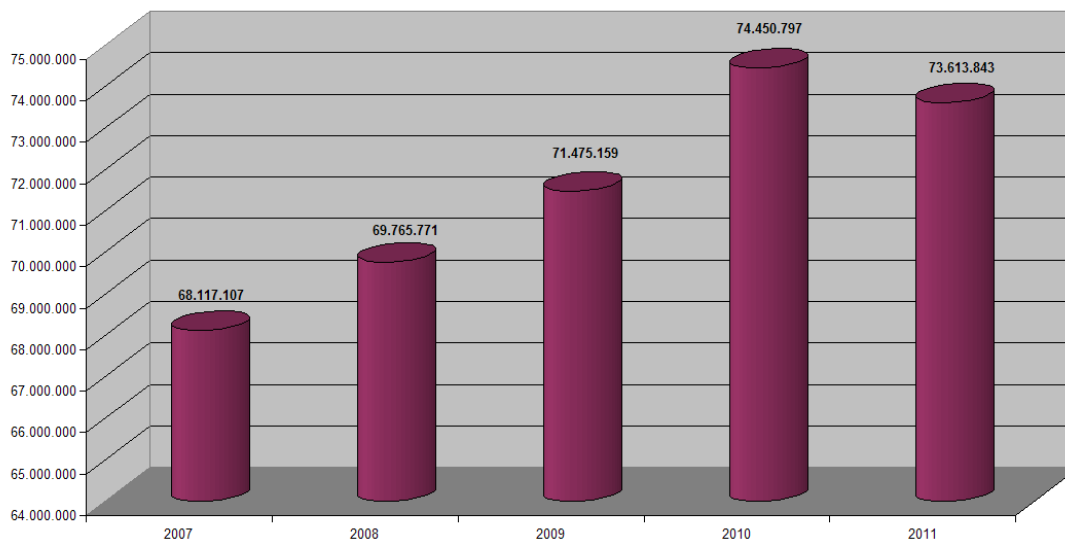
Fonte: Electra (2011)

O resultado líquido do período, conforme evidenciado pela Tabela 5 atingiu a cifra de mESC 1.058.941 negativos, representando um aumento do prejuízo em 1,4% relativamente ao período anterior. Este aumento na deterioração dos resultados da Electra é justificado basicamente pelo aumento dos gastos com matérias-primas consumidas em cerca de 15,9% e na imparidade de dívidas a receber (provisões do exercício para créditos / clientes) em 14,5%, quando o rédito de vendas e de serviços prestados só aumentou 13%, compensado pelo aumento dos subsídios à exploração em 31,2%. O resultado da empresa continua altamente afectado pelos aumentos dos preços dos combustíveis, ocorridos ao longo do ano.

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

O consumo de combustíveis vem registando aumentos consecutivos de ano para ano, verificando-se um ligeiro decréscimo durante o ano de 2011.

Gráfico 6 - Consumo de Combustível em Litros



Fonte: Electra (2011)

Durante o ano de 2011, o valor dos combustíveis e lubrificantes consumidos pela ELECTRA atingiram valores como mESC 5.171.530, cerca de 87% do custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas, conforme tabela seguinte.

Tabela 7 – Decomposição Custo Mercadorias Vendidas e Matérias Consumidas

Rubrica	Ano			
	2010	%	2011	%
Combustíveis	4.218.198,00	82,3%	5.060.263,00	85,2%
Lubrificantes	109.630,00	2,1%	111.267,00	1,9%
Produtos Químicos	2.926,00	0,1%	4.976,00	0,1%
Água e Electricidade	240.801,00	4,7%	302.378,00	5,1%
Materiais Diversos	555.873,00	10,8%	462.148,00	7,8%
Total	5.127.428,00	100,0%	5.941.032,00	100,0%

Fonte: Electra (2011)

Os gastos com os combustíveis na produção de electricidade e água continuam a ser a maior fatia dos gastos da empresa e, contribuem para o elevado nível dos custos desses bens no país.

5.5 – Análise de custo da Energia Solar Fotovoltaica

5.5.1 - Aspectos Técnicos do Sistema de Produção de Energia

Para dimensionar o sistema de produção de energia fotovoltaica levou-se em consideração a avaliação e disponibilidade dos recursos solares na localização determinada para instalação da central de produção de energia eléctrica, cidade da Praia. A avaliação e disponibilidade dos recursos solar foram retiradas do RETScreen Climate Database e RETScreen Product Database, ambos disponíveis no Software RetScreen Versão 4 para avaliação de projectos em energias renováveis. A tabela seguinte resume os parâmetros adoptados para o sistema de produção de energia.

Tabela 8 - Aspectos Técnicos do Sistema Fotovoltaico

Item	Valor	Referências
Modelo Fotovoltaico		
Marca	Martifer Solar	RETScreen Product Database
Modelo	Poly-si-MS-225P	RETScreen Product Database
Capacidade dos Modulos	225 W	
Numero de Modulos	22176	
Potencia Electrica	4.989,600 kW	
Eficiencia	14,10%	RETScreen Product Database
Taxa Degradação	3%;0,7%/ano 1 e seguintes	Electra (Proposta Martifer Solar)
Perdas	2,90%	
Inversor		
Capacidade do Inversor	630 kW	
Numero de Inversores	7	
Eficiencia	98,40%	
Perdas	1,60%	
Avaliação do Recurso Solar		
Localização	Praia, Cabo Verde	
Temperatura Media	24,6 °C	RETScreen Climate Database
Radiação Horizontal Media	5,71 kWh/m ² /d	RETScreen Climate Database
Factor de Capacidade	20,50%	Software RETScreen
Produção Anual de Energia	8967,4 MW	Software RETScreen

Fonte: Elaboração Própria

5.5.2 - Aspectos Económico-Financeiros do Projecto

Tabela 9 - Aspectos Económico-Financeiros do Projecto

Valores em Milhares CVE		
Item	Valor	Referências
Custos de Investimento		Electra (Proposta Martifer Solar)
Central fotovoltaica	2.063.168,42	
Sistema Back-up Termico	507.219,00	
Integração Sistema Solar e Back-up	215.016,75	
Reforço da Rede Electrica	606.457,50	
Total de Custo	3.391.861,67	
Custos Anuais		
Operações e Manutenção (O&M)	2,21 MECV /Kw	PDERCV
Aluguer de Terras	Null	
Impostos (IUR)	18%	PDERCV
Custos Periódicos		
Grandes Reparações		
Preço de Venda de Electricidade	29,57 MECV/ MW	ARE
Taxa de Inflação	2%	
Taxa de Actualização	1,80%	PDERCV
Coefficiente Emissão CO2	0,66tCO2/MWh	PDERCV
Preço das Licenças CO2	1,10 MECV/tCO2	PDERCV
Vida Util do Projecto	30	
Incentivos Fiscais		

Fonte: Elaboração Própria

5.5.3 – Resultados dos Métodos de Avaliação de Custos

A análise dos custos do parque solar fotovoltaico instalado na cidade da Praia, com base nos critérios do capítulo 3 deste trabalho culminou com os seguintes resultados⁶:

Tabela 10 – Resultados Análise Custos

Indicador	Valores	Unidades
LCOE (1)	11,91	MECV/MWh
LCOE (2)	11,91	MECV/MWh
LCOE (3)	11,98	MECV/MWh
LCOE (4)	11,12	MECV/MWh
CMAE	106.600,86	MECV

⁶ Os valores estão expressos em Milhares de Escudo Caboverdiano (MECV). O câmbio EUR/ ECV é sujeita a uma paridade fixa de 1EUR= 110,265 ECV tendo em conta o Acordo de Cooperação Cambial assinado entre Cabo Verde e Portugal.

Fonte: Elaboração Própria

O cálculo do LCOE foi efectuado considerando algumas abordagens apresentadas no presente trabalho tendo em conta a abrangência dos parâmetros de cada uma delas. Apesar dessas diferenças, nota-se uma certa aproximação entre os valores.

Nas abordagens (1), (2) e (3), representam o custo da produção de electricidade para um ano de funcionamento da instalação eléctrica. Os parâmetros associados a essas abordagens não consideram quaisquer relações, institucionais ou governamentais, excluindo assim os efeitos de empréstimos e taxas.

A abordagem do LCOE (4) considera os efeitos fiscais e financeiros, apresentando, por isso, uma maior diferenciação a nível do custo de electricidade produzida.

O CMAE representa a média anual do custo de funcionamento da instalação eléctrica fotovoltaica.

5.5.4 – Valor Estimado da Poupança de Combustível

A utilização de energia solar fotovoltaica, ainda considerando a instalação fotovoltaica da cidade da Praia, e a consequente ausência de utilização de combustíveis fósseis pode possibilitar poupanças, estimadas tendo em conta os seguintes pressupostos:

Tabela 10 – Consumo Combustível Sistema Eléctrico

Item	Valor	Referências
Sistema Electrico Solar Fotovoltaico		
Potência Electrica	4.989,600 kW	
Produção Anual de Energia	8967,4 MW	Software RETScreen
Vida Util (anos)	30	
Sistema Electrico Térmica Diesel		
Consumo Especifico Fuel	220g/kWh	PDERCV
Consumo Especifico Gasóleo	240g/kWh	PDERCV
Densidade Fuel (kg/l)	1	PDERCV
Densidade Gasoleo (kg/l)	0,85	PDERCV
Preço Fuel ECV/L	78,70	ARE
Preço Gasóleo p/ Electricidade ECV/L	111,90	ARE
Aumento Anual Preço Combustivel	2%	

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

Fonte: Concepção Própria

Atendendo aos pressupostos assumidos, as poupanças em termos de combustível podem ser resumidos na tabela seguinte:

Tabela 11 – Poupança de Combustível

Item	Valor
Produção Anual de Energia	8967,4 MW
Consumo Anual Gasoleo Equivalente (L)	1.676.904
Consumo Anual Fuel Equivalente (L)	1.972.828
Valor Anual Gasoleo (MECV)	187.645,54
Valor Anual Fuel (MECV)	155.261,56
Poupança Gasoleo (MECV)	7.612.418,94
Poupança Fuel (MECV)	6.298.663,41

Fonte: Concepção Própria

As poupanças em combustíveis pela não utilização de gasóleo e fuel na produção de electricidade podem ascender a 7.612.419 MECV e 6.298.663 MECV respectivamente. Estes valores verificam-se para a condição mutuamente exclusiva, ou seja, gasóleo ou fuel.

No entanto, se considerar a mistura dos combustíveis, o valor das possíveis poupanças variam conforme tabela seguinte:

Tabela 12 – Cenários Poupança Combustível

Item	Valor
Cenário 1	
50% Gasoleo	3.806.209,47
50% Fuel	3.149.331,70
Total Poupança C1	6.955.541,17
Cenário 2	
30% Gasoleo	2.283.725,68
70% Fuel	4.409.064,39
Total Poupança C2	6.692.790,07
Cenário 2	
70% Gasoleo	5.328.693,25
30% Fuel	1.889.599,02
Total Poupança C3	7.218.292,28

Fonte: Concepção Própria

Várias são as combinações possíveis. As apresentadas baseiam-se no pressuposto de optimização da central na perspectiva de redução dos custos de produção de electricidade e atendendo a percentagem de electricidade produzida na ELECTRA a partir destes tipos de combustíveis.

5.5.5 – Análise de Sensibilidade

O resultado das análises dos custos esteve assente nos dados teóricos do funcionamento da central fotovoltaica da cidade da Praia. No entanto, tendo em conta as muitas variações a que a realidade prática encontra-se sujeita, é pertinente verificar o impacto no custo da electricidade produzida, através da variação de alguns parâmetros a saber:

➤ Investimento

O investimento inicial foi considerado apenas ao nível da central fotovoltaica. No entanto, tendo em conta que se trata de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição eléctrica, o investimento na central fotovoltaica implica outros investimentos complementares. Neste sentido, é pertinente acrescentar os outros custos ao investimento inicial nomeadamente um sistema de *back-up* térmico, a integração do sistema solar com o *back-up* térmico e ainda, o reforço da rede eléctrica e ligação do parque solar.

➤ Taxa de Actualização

O parque solar da cidade da Praia foi concedido à Electra, pelo Estado de Cabo Verde, por contrato de concessão de exploração. Neste contrato, a Electra assumiu a gestão, a manutenção e conservação e ainda a substituição de elementos desgastados do parque fotovoltaico, usufruindo, em contra partida, da energia produzida.

Assim, a taxa utilizada inicialmente teve como base a forma de financiamento, que por se tratar de uma linha de crédito obtida pelo Estado, com condições especiais, é de apenas 1,8%. No entanto, importa verificar o comportamento do custo da electricidade atendendo à possibilidade de investimentos da empresa sem a intervenção estatal.

Tabela 13 – Taxas de Actualização

	Governo	Privado
Dívida	90%	60%
Capitais Próprios	10%	40%
Rentabilidade da Dívida	1,70%	6%
Rentabilidade dos Capitais Próprios	3%	20%
Taxa de Actualização	1,80%	11,60%

Fonte: PDERCV

➤ **Produção Anual de Energia**

O custo da electricidade produzida pelo parque solar fotovoltaico foi analisado tendo por base a produção teórica de um parque solar com as mesmas dimensões e características, obtida através do Software RETScreen Versão 4, para avaliação de projectos em energias renováveis.

Atendendo a que o parque a central fotovoltaica da cidade da Praia esteve em funcionamento durante o ano de 2011, foi possível constatar a produção efectiva de um ano de funcionamento. Vale assim verificar o comportamento do custo da electricidade produzida, considerando os desvios entre a produção teórica e a realidade prática.

Tendo em conta o acima exposto, foram criados três cenários, com a variação dos três parâmetros acima mencionados, mantendo constantes as restantes condições.

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

Tabela 14 – Resumo Cenários Análise sensibilidade

Item	Valor	Unidades
Cenário 1		
Investimento	2.063.168,42	MECV
Taxa Actualização	11,60	%
Produção Anual de Energia	6.893,42	MWh
Cenário 2		
Investimento	3.391.861,67	MECV
Taxa Actualização	11,60	%
Produção Anual de Energia	8.967,40	MWh
Cenário 3		
Investimento	3.391.861,67	MECV
Taxa Actualização	1,80	%
Produção Anual de Energia	6.893,42	MWh

Fonte: Concepção Própria

A fim de apresentar os impactos nos indicadores em análise, fez-se um resumo das variações ocorridas em cada um dos cenários, conforme exposto na seguinte tabela.

Tabela 15 – Resultados Análise sensibilidade

Indicador	Unidades	Actual	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
LCOE(1)	MECV/MWh	11,91	38,20	47,61	22,95
LCOE(2)	MECV/MWh	11,91	38,20	47,61	22,95
LCOE(3)	MECV/MWh	11,98	38,54	48,04	23,12
LCOE(4)	MECV/MWh	11,12	40,36	52,32	21,72
CMAE	MECV	106.600,86	263.160,21	426.710,77	158.081,13

Fonte: Concepção Própria

Com a análise de sensibilidade é possível notar que O LCOE apresenta relação directa ao custo de capital (WACC) do projecto. Uma vez que os projectos de energias renováveis são de capital intensivos, a estrutura de capitais e seus custos interferem no custo final da energia produzida.

Este facto pode ser constatado através das variações nas taxas e no montante do investimento, conforme resultados do cenário 2, que provocaram variações na ordem dos 300%, chegando aos 370% quando considerados os efeitos fiscais e financeiros.

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

Mesmo com o aumento de mais de 60% do valor do investimento no cenário 3, o custo da energia produzida sofre, em média, um aumento de 90%, contra um aumento de mais de 200% no cenário 1, reforçando assim o papel decisivo do custo do capital. No mesmo sentido, o custo médio anual no cenário 3 aumentou cerca de 50%, contrastando-se com os cerca de 150% verificados no cenário 1.

Adicionalmente, os resultados dos cenários 1 e 2 demonstram que as variações no custo da energia produzida e no custo médio anual equivalente, derivadas pela inclusão, ou não, dos valores dos investimentos complementares são significativas, sendo por isso, também um factor de relevância.

Capítulo 6: Discussão, Conclusões e Recomendações

6.1 - Discussão

Porquê utilizar a energia solar fotovoltaica? Será que a energia solar fotovoltaica, conectada à rede, constitui uma opção viável para Cabo Verde?

O presente estudo foi estruturado, tendo por base as questões acima enunciadas e como objectivo recolher dados que permitissem responder as questões iniciais.

A caracterização da energia eléctrica fotovoltaica, apresentada no capítulo II, permite ter uma clara percepção sobre as vantagens ambientais que poderão ser alcançadas com a sua utilização bem como o estado-da-arte desta tecnologia no contexto mundial. Para além das tendências crescentes no mercado fotovoltaico, ficou patente a tendência inversa quanto aos preços das centrais no mercado internacional. Por outro lado, as políticas de incentivo e desenvolvimento das energias renováveis, e da fotovoltaica em particular, caracterizam as boas práticas dos maiores mercados mundiais, em termos de medidas adoptadas pelos governos, para ultrapassar as barreiras que este tipo de energia enfrenta.

Para além dos factores teóricos, é fundamental a componente prática que, através do modelo de análise dos custos gerados pela energia fotovoltaica permitiu uma análise menos superficial e quantificável do desempenho da energia fotovoltaica. No presente estudo avaliou-se o comportamento dos custos na produção de electricidade fotovoltaica em Cabo Verde. Importar realçar que, para analisar a sua viabilidade, tendo em vista os objectivos propostos, foram utilizados os dados de uma central fotovoltaica conectada à rede de distribuição da Electra para além das características e dados teóricos dos módulos que compõem a central.

Para a análise dos custos recorreu-se ao modelo do LCOE, atendendo as diferentes abordagens. Foi também realizada uma análise de sensibilidade tendo em conta três parâmetros: o montante do investimento, a taxa de actualização e a energia anual produzida.

6.2 - Conclusões

Após a discussão em torno do tema proposto, com base nos dados recolhidos no presente estudo, pode-se responder as questões iniciais.

A energia solar fotovoltaica tem verificado um forte crescimento, tanto ao nível da capacidade acumulada como em termos de valores movimentados nos mercados. A sua contribuição no campo total das renováveis não é mais expressiva tendo em conta o volume de investimento inicial que é elevado. No entanto, os custos actuais já incluem reduções significativas nos preços e as inovações tecnológicas têm levantado a possibilidade de reduções ainda maiores. Por outro lado, a energia fotovoltaica possui inúmeras vantagens, entre os quais os benefícios ambientais uma vez que é proveniente do sol, fonte de energia gratuita, segura e fiável

Relativamente a viabilidade, o estudo efectuado permitiu constatar que, o LCOE é muito sensível às variações no investimento e particularmente na taxa de actualização.

Da comparação dos cenários propostos constatou-se que o cenário três é o mais económico, tendo em conta as seguintes análises:

Se compararmos os custos de produção com as tarifas publicadas pela ARE – Agência de Regulamentação Económica (Anexo IV) nota-se que, no cenário um e dois, os custos de produção são superiores as tarifas. O cenário actual apresenta o menor custo. No entanto, o seu cálculo foi restringido ao custo da central fotovoltaica. No caso em estudo, tratando-se de uma central conectada à rede de distribuição, os investimentos complementares (*back up* térmico, integração da central e reforço da rede) são fundamentais na maximização da energia produzida pela central. Apenas o cenário três permite alcançar custos de produção inferiores às tarifas em vigor. Adicionalmente, este também é o cenário que apresenta menor custo médio anual equivalente.

Sobre a perspectiva das poupanças energéticas, no melhor cenário em termos de combinação fuel e gasóleo, a economia em combustíveis, considerando a produção anual efectiva de 2011, ascendeu a MECV 5.548.844,25. Este valor demonstra ser suficiente para cobrir os juros bem como a amortização do capital em dívida no cenário escolhido.

Do acima exposto, ficou assente que a energia solar fotovoltaica em Cabo Verde pode ser viabilizada pela intervenção Governamental, através da obtenção de financiamentos baseado em linhas de crédito. Apesar da tendência decrescente do preço dos sistemas solares no mercado internacional, o valor do investimento inicial para este tipo de tecnologia continua ainda muito elevado. Portanto, a obtenção de financiamento com condições especiais para a energia eléctrica fotovoltaica, pode constituir uma forma de ultrapassar a forte pressão que o investimento inicial exerce na sua estrutura de custos.

Convém realçar que as condições e os resultados do cenário 3 viabilizam a energia solar fotovoltaica no contexto energético actual, com as tarifas em vigor no momento. No entanto, e como exposto no capítulo introdutório, Cabo Verde apresenta uma das tarifas de electricidade e água mais elevadas a nível global. Neste sentido, constitui aspiração dos agentes económicos e da população, de uma forma geral, que o custo da electricidade e conseqüentemente o custo da água, venha a decrescer com a introdução das energias renováveis na matriz energética do país. No entanto, o decréscimo das tarifas, mantendo constante os resultados obtidos poderia, também, tornar inviável o cenário 3.

6.3 - Recomendações

De acordo com o exposto durante o estudo, o sector energético desempenha um papel fundamental no sentido de se alcançar o desenvolvimento sustentável. Tendo em conta a inter-relação entre este sector e os restantes da economia, torna-se necessário monitorizar todas as variáveis possíveis e abarcar o máximo de informação que permita aos decisores tomar decisões conscientes.

O campo das energias renováveis e do fotovoltaico em particular, está intimamente ligado aos avanços tecnológicos. As novas descobertas e aperfeiçoamento das existentes têm uma influência significativa no preço das tecnologias fotovoltaicas disponíveis no mercado.

A nível do sector privado, o estudo demonstrou que o investimento neste tipo de projectos ainda não é atractivo, pelo que vale a pena avaliar de forma mais aprofundada as possíveis medidas capazes de alterar o cenário actual, tendo em vista um maior desenvolvimento do sector energético e melhor aplicação dos recursos.

Assim, recomenda-se análises e estudos cíclicos, que captem as actualizações dos preços das tecnologias no mercado energético, dado o papel fundamental desta variável. Adicionalmente, o estabelecimento de parcerias e estudos sobre os casos de sucesso de implementação das energias fotovoltaicas nos maiores mercados, podem ser pertinentes para captação das boas práticas nesta vertente, ainda muito recente em Cabo Verde, possibilitando assim melhor exploração e aproveitamento de um dos recursos renováveis mais abundante no arquipélago.

BIBLIOGRAFIA

Branker, K. et al (2011), A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity, *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 15, pp.4470-4482.

Brito, Antónia (2009), Fundamentos Teórico-Methodológicos da Pesquisa I, UFPI/UAPI.

Cochran, Philip L. (2007), The Evolution of Corporate Social Responsibility, *Executive Digest*, 50: 449 – 454.

Darling, Seth B. et al (2011), Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics, *Energy & Environmental Science*, The Royal Society of Chemistry 2011
<http://pubs.rsc.org/en/Content/ArticleLanding/2011/EE/c0ee00698j>

Electra, SARL – Relatório e Contas, 2011

Esperança & Matias, (2009), Finanças Empresariais, Texto Editores

EPIA - European Photovoltaic Industry Association, (2009) Photovoltaic Energy – Electricity from the Sun
<http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>

EPIA – European Photovoltaic Industry Association, (2010) Market Outlook 2010
http://www.helapco.gr/ims/file/reports/market-outlook_2010%281%29.pdf

EPIA – European Photovoltaic Industry Association, (2011) Market Report 2011
<http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>

EPIA - European Photovoltaic Industry Association, (2011b) Competing in the Energy – On the Road to Competitiveness
<http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>

EREC – European Renewable Energy Council, (2010) RE-thinking 2050: A 100% Renewable Energy Vision for the European Union
http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Documents/Publications/ReThinking2050_full%20version_final.pdf

Falck, O. e S. Hebllich (2007), Corporate Social Responsibility: Doing Well by Doing Good, *Business Horizons*, 50: 247 – 254.

Greenpeace International & EPIA – European Photovoltaic Industry Association (2011), Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World.

<http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>

IEA - International Energy Agency, (2010) Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050

<http://www.iea.org/techno/etp/etp10/English.pdf>

IEA - International Energy Agency, (2011) Clean Energy Progress Report

http://www.iea.org/publications/freepublications/publicatio/CEM_Progress_Report-1.pdf

IEA - International Energy Agency, (2011a) Renewable Energy: Markets and Prospects by Technology

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Renew_Tech-1.pdf

IEA - International Energy Agency, (2011b) Renewable Energy: Policy Considerations for Deploying Renewables

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Renew_Policies-1.pdf

IEA - International Energy Agency, (2011c) Renewable Energy: Markets and Prospects by Region

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Renew_Regions-1.pdf

Kalogirou, Soteris (2009), Solar Engineering: Processes and Systems

Ministério da Economia Crescimento e Competitividade (2008), Política Energética de Cabo Verde;

Projected Cost of Generating Electricity (2010) – IEA (International Energy Agency), NEA (Nuclear Energy Agency) and OECD (Organization for Economic Co-Operation and Development)

http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected_costs.pdf

Ruther, Ricardo, Revista Pacerias Estrategicas, volume 15 – número 31 – Dezembro de 2010 “Relatório da sessão Energias alternativas e potencial da energia solar fotovoltaica no Brasil”

Sprinkle, G. B. e L. Maines (2010), The Benefits and Cost of Corporate Social Responsibility, *Executive Digest*, 53: 445 – 453.

Tilisina, Govinda et al. (2011), A Review of Solar Energy - Markets, Economics and Polices.

http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/IW3P/IB/2011/10/17/000158349_20111017113749/Rendered/PDF/WPS5845.pdf

Vallêra, A.M. e M. C. Brito (2006), Meio Século de História Fotovoltaica, Gazeta de Física, 10 – 15. Disponível em <http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>

Weber, Manuela (2008), The Business Case for Corporate Social Responsibility: A Company-level Measurement Approach for CSR, *European Management Journal*, 26: 247 – 261

Wilkinson, Sam, PV Module Costs and Prices: What Is Really Happening Now? http://www.pv-tech.org/guest_blog/pv_module_costs_and_prices_what_is_really_happening_now_5478

Yin, Robert (2001), Estudo de Caso, Planejamento e Métodos, Bookman Editora

160 Anos de Tecnologia Fotovoltaica – Disponível em www.sunlightelectric.com/pvhistory.php

History of Photovoltaics – Disponível em http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_electricity/basics/history_of_pv.htm

Perlin, John, A Historia da Energia Fotovoltaica – Disponível em <http://www.usc.edu/org/edisonchallenge/2008/ws1/A%20History%20of%20Photovoltaics.pdf>

World Solar Photovoltaic Market Grew to 27.4 Gigawatts in 2011, up 40% Y/Y – Disponível em www.solarbuzz.com

Solar Industry Reassessing Prospects for the 2012 European PV Market Following a Strong Finish for 2011 - Disponível em www.solarbuzz.com

Direcção Feral de Energia, (2011), Plano Director das Energias Renováveis de Cabo Verde.

Gesto Energy Solutions (2011), Plano Energético Renovável de Cabo Verde: Estudo de Evolução da Procura.

Sites Consultados:

www.solarbuzz.com

www.are.cv

www.electra.cv

www.retscreen.net

<http://solarbuzz.com/our-research/recent-findings/solarbuzz-reports-world-solar-photovoltaic-market-grew-182-gigawatts-20>

<http://solarbuzz.com/facts-and-figures/market-facts/global-pv-market>

<http://solarbuzz.com/facts-and-figures/markets-growth/market-growth>

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

ANEXO I – Tabela Resumo: Dados para Cálculo LCOE

OECD MEDIAN CASE NUCLEAR	Net Capacity	Owner's and Construction	Overnight cost	Fuel cost	CO ₂ cost	O&M cost
number of countries	13	13	13	13	13	13
count	15	15	15	15	15	15
max	1 650	5 862.86	5 862.86	9.33	0.00	29.81
min	954	1 505.92	1 556.40	7.90	0.00	7.20
mean	1 387	3 723.63	4 079.33	9.10	0.00	14.66
median	1 400	3 681.07	4 101.51	9.33	0.00	14.74
delta	696	4 356.94	4 306.46	1.43	0.00	22.61
std.dev	245	1 226.70	1 334.33	0.51	0.00	5.53

OECD MEDIAN CASE SC/ USC COAL	Net Capacity	Thermal Efficiency	Owner's and Construction	Overnight cost	Fuel cost	CO ₂ cost	O&M cost
number of countries	11	11	11	11	11	11	11
count	22	22	22	22	22	22	22
max	1 560	46.0%	3 319.33	3 485.30	31.61	32.16	14.04
min	552	31.3%	787.15	806.68	7.51	22.07	3.84
mean	798	40.8%	1 960.21	2 125.67	18.82	25.27	7.02
median	750	41.1%	1 915.65	2 133.49	18.21	23.96	6.02
delta	1 007.82	14.7%	2 532.19	2 678.62	24.10	10.09	10.20
std.dev	257	4.3%	509.21	537.21	9.60	2.78	2.77

OECD MEDIAN CASE SC/ USC COAL w/CC(S)	Net Capacity	Thermal Efficiency	Owner's and Construction	Overnight cost	Fuel cost	CO ₂ cost	O&M cost
number of countries	5	5	5	5	5	5	5
count	8	8	8	8	8	8	8
max	970	39.00%	5 053.66	5 811.71	34.56	4.03	20.70
min	416	25.00%	2 802.28	3 222.62	9.81	1.41	8.66
mean	586	33.33%	3 471.35	3 961.84	18.34	3.14	14.09
median	474	34.75%	3 336.96	3 837.51	13.04	3.22	13.61
delta	554	14.00%	2 251.38	2 589.09	24.75	2.62	12.04
std.dev	210	5.37%	680.11	799.23	10.18	0.83	4.29

OECD MEDIAN CASE GAS-CCGT	Net Capacity	Thermal Efficiency	Owner's and Construction	Overnight cost	Fuel cost	CO ₂ cost	O&M cost
number of countries	13	13	13	13	13	13	13
count	19	19	19	19	19	19	19
max	1 600	60.0%	1 605.81	1 677.60	72.58	14.74	7.83
min	230	39.9%	618.00	634.50	39.68	9.60	1.32
mean	600	55.1%	1 053.07	1 121.20	59.77	11.12	4.66
median	480	57.0%	1 018.07	1 068.97	61.12	10.54	4.48
delta	1 370	20.1%	987.81	1 043.10	32.90	5.14	6.51
std.dev	309	4.8%	319.16	352.91	8.60	1.47	1.50

OECD MEDIAN CASE WIND ONSHORE	Net Capacity	Load Factor	Owner's and Construction	Overnight cost	Fuel cost	CO ₂ cost	O&M cost
number of countries	12	12	12	12	12	12	12
count	13	13	13	13	13	13	13
max	150	41.0%	3 539.26	3 716.22	0.00	0.00	42.78
min	2	20.5%	1 735.00	1 845.00	0.00	0.00	8.63
mean	56	27.2%	2 297.79	2 422.64	0.00	0.00	23.79
median	45	25.7%	2 236.80	2 348.64	0.00	0.00	21.92
delta	148	20.5%	1 804.26	1 871.22	0.00	0.00	34.15
std.dev	57	5.5%	545.58	575.92	0.00	0.00	10.21

OECD MEDIAN CASE SOLAR PV	Net Capacity	Load Factor	Owner's and Construction	Overnight cost	Fuel cost	CO ₂ cost	O&M cost
number of countries	8	8	8	8	8	8	8
count	13	13	13	13	13	13	13
max	10	24.9%	7 029.18	7 380.64	0.00	0.00	80.97
min	0	9.7%	3 067.11	3 266.56	0.00	0.00	5.71
mean	3	15.4%	5 225.96	5 544.29	0.00	0.00	35.02
median	1	13.0%	5 759.35	6 005.79	0.00	0.00	29.95
delta	10	15.2%	3 962.07	4 114.07	0.00	0.00	75.26
std.dev	4	5.6%	1 372.66	1 439.57	0.00	0.00	24.07

Notes:

- Count refer to the number of data points or plants taken into account for each technology.
- All costs are expressed in USD (2008 average values). Capital costs (owner's and construction cost) are expressed in USD/kW; fuel, CO₂ and O&M costs are expressed in USD/MWh.
- Owner's and construction cost include pre-construction and EPC costs but exclude contingency and IDC.
- Overnight costs include owner's, construction and contingency costs but exclude IDC.

**VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CABO VERDE:
O CASO DA ELECTRA**

ANEXO II – Base de Dados Climáticos do Software RETScreen

RETScreen

País - região: Cabo Verde

Prov./Estado: n/a

Localização dos dados climáticos: Praia

Latitude: °N 14,9

Longitude: °E -23,5

Elevação: m 35

Temperatura para projeto de aquecimento: °C 19,2

Temperatura para projeto de refrigeração: °C 30,1

Amplitude da Temperatura do Solo: °C 2,7

Fonte: Solo

	Temperatura do Ar	Humidade relativa	Radiação solar diária - horizontal	Pressão Atmosférica	Velocidade do Vento	Temperatura do Solo	Graus-dia para aquecimento	Refrigeração graus-dias
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Jan	22,4	73,6%	4,61	101,1	7,1	23,6	0	384
Fev	22,2	75,9%	5,26	101,1	6,5	22,7	0	342
Mar	22,8	76,8%	6,28	101,0	6,0	22,6	0	397
Abr	23,3	76,7%	6,71	101,0	6,0	22,8	0	399
Mai	24,1	77,3%	7,31	101,0	6,0	23,1	0	437
Jun	25,0	77,8%	7,18	101,1	5,2	24,0	0	450
Jul	25,6	78,6%	6,29	101,0	3,6	25,6	0	484
Ago	26,4	81,0%	5,81	100,9	3,5	27,0	0	508
Set	26,9	82,9%	5,39	100,9	4,0	27,6	0	507
Out	26,7	79,5%	5,06	100,9	5,1	27,6	0	518
Nov	25,5	75,5%	4,52	100,9	5,7	26,7	0	465
Dez	23,6	74,8%	4,13	101,0	6,5	25,1	0	422
Anual	24,6	77,5%	5,71	101,0	5,4	24,9	0	5.312
Fonte	Solo	NASA	Solo	Solo	NASA	NASA	Solo	Solo

Medido a: m 10

0

Informação disponível no *RETScreen Climate Database*

ANEXO III – Base de Dados de Produtos do Software RETScreen

The screenshot displays the RETScreen software interface with the following configuration details:

- Sistema:** Eletricidade
- Tecnologia:** Fotovoltaica
- Tipo:** poly-Si
- Fabricante:** Martifer Solar
- Modelo:** poly-Si - MS-225P
- Capacidade por unidade:** 225 W
- Número de unidades:** 22176
- Capacidade:** 4.989.600 W

Additional information displayed in the interface:

- Eficiência: 14,1 %
- Perímetro: 1,61 m²

The interface includes a toolbar at the bottom with icons for confirmation, cancellation, help, and search.

Informação disponível no *RETScreen Product Database*

Anexo IV – Tarifas de Electricidade e Água

Tabela de preços da Electricidade, a ser praticada pela Electra, SA
(a entrar em vigor a partir das 00 horas do dia 18 de Abril 2012)

TARIFA DE ELECTRICIDADE (ECV/kWh)			
Escalões	Tarifa base (T)	IVA (15% \times 30%T)	Tarifa c/Iva
Baixa Tensão Domestica			
<= 60 kWh	30\$03	1\$35	31\$38
> 60 kWh	36\$89	1\$66	38\$55
Iluminação Pública			
	28\$29	1\$27	29\$56
Baixa Tensão Industrial			
	33\$04	1\$49	34\$52
Média Tensão			
	28\$72	1\$29	30\$01

Informação disponível em www.are.cv