

# ANÁLISE DOS SISTEMAS TERMO-SOLARES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Sérgio Fernando Oliveira Ferreira

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em  
Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica



31 de Outubro de 2012



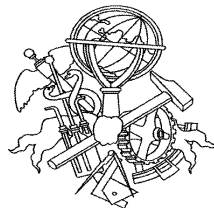
Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projecto/Estágio do 2º ano do Mestrado  
em Energias Sustentáveis

Candidato: Sérgio Fernando Oliveira Ferreira, N° 1940639, 1940639@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Prof. Doutor António Carvalho de Andrade, ata@isep.ipp.pt

Mestrado em Energias Sustentáveis  
Departamento de Engenharia Mecânica

Instituto Superior de Engenharia do Porto



31 de Outubro de 2012



“Solar future is not about fashion, is about survival...” N. Foster



## *Agradecimentos*

Ao Prof. Doutor António Carvalho de Andrade, por me ter proporcionado a oportunidade de desenvolver este trabalho, e pela orientação e apoio prestado durante a realização deste trabalho.

À minha família, pelo carinho, compreensão e paciência em todos os momentos do meu percurso académico. Agradeço também o estímulo, nunca me deixando desanimar ou desistir mesmo quando as dificuldades pareciam impossíveis de superar. Sem vocês nada disto era possível.

A todos os meus colegas, que me acompanharam durante este percurso académico e em especial aos meus amigos Alexandra Leitão, Inês Albuquerque e João Magalhães que preencheram estes anos com sorrisos e palavras de conforto nos momentos mais difíceis.

De forma genérica, agradeço a todos os que, tendo desempenhado um papel de maior ou menor preponderância, contribuíram para a realização deste trabalho. Certamente, que sem a colaboração de qualquer um deles, a elaboração desta dissertação teria sido mais difícil.

Um agradecimento sincero a todos vós...



## *Resumo*

Actualmente a humanidade depara-se com um dos grandes desafios que é o de efectivar a transição para um futuro sustentável. Logo, o sector da energia tem um papel chave neste processo de transição, com principal destaque para a energia solar, tendo em conta que é uma das fontes de energias renováveis mais promissoras, podendo no médio-longo prazo, tornar-se uma das principais fontes de energia no panorama energético dos países.

A energia solar térmica de concentração (CSP), apesar não ser ainda conhecida em Portugal, possui um potencial relevante em regiões específicas do nosso território. Logo, o objectivo deste trabalho é efectuar uma análise detalhada dos sistemas solares de concentração para produção de energia eléctrica, abordando temas, tais como, o potencial da energia solar, a definição do processo de concentração solar, a descrição das tecnologias existentes, o estado da arte do CSP, mercado CSP no mundo, e por último, a análise da viabilidade técnico-económica da instalação de uma central tipo torre solar de 20 MW, em Portugal. Para que este objectivo fosse exequível, recorreu-se à utilização de um *software* de simulação termodinâmica de centrais CSP, denominado por *Solar Advisor Model* (SAM). O caso prático foi desenvolvido para a cidade de Faro, onde foram simuladas quatro configurações distintas para uma central do tipo torre solar de 20 MW. Foram apresentados resultados, focando a desempenho diário e anual da central. Foi efectuada uma análise para avaliação da influência da variabilidade dos parâmetros, localização geográfica, múltiplo solar, capacidade de armazenamento de calor e fracção de hibridização sobre o custo nivelado da energia (LCOE), o factor de capacidade e a produção anual de energia. Conjuntamente, é apresentada uma análise de sensibilidade, com a finalidade de averiguar quais os parâmetros que influenciam de forma mais predominante o valor do LCOE. Por último, é apresentada uma análise de viabilidade económica de um investimento deste tipo.

### ***Palavras-Chave***

Energias Renováveis, Energia Solar Termoeléctrica de Concentração (CSP), Tecnologia de Torre Solar



## *Abstract*

Currently humanity is faced with a major challenge which is to effect the transition to a sustainable future. Therefore, the energy sector has a key role in this transition process, with the main focus on solar energy, taking into account that it is a source of renewable energy most promising and could in the medium-long term, become a major energy sources in the energy mix of countries.

The concentrated solar power (CSP), although not yet known in Portugal, has a significant potential in specific regions of our territory. Therefore, the goal of this work is to perform a detailed analysis of solar concentration systems for electricity production, covering topics such as the potential of solar energy, the concentration of solar process definition, description of existing technologies, the CSP state of art, CSP world market, and lastly, the analysis of the technical and economic feasibility of installing a solar tower central of 20 MW, in Portugal. For this goal was achievable, resorted to the use of a CSP central thermodynamic simulation *software*, denominated by Solar Advisor Model (SAM). The case study was developed for the city of Faro, where four different configurations were simulated for a solar tower central of 20 MW. Results were presented, focusing on the daily and annual performance of the plant. Analysis was performed to evaluate the influence of variability of parameters, geographic location, multiple solar, heat storage capacity and hybridization fraction, on the levelized cost of energy (LCOE), the capacity factor and annual energy production. Together, presents a sensitivity analysis, in order to determine which parameters influence more prevalent the value of LCOE. Finally, is shown an analysis of the economic viability of an investment this type.

### ***Keywords***

Renewable Energy, Concentrated Thermoelectric Solar Power (CSP), Solar Tower Technology



# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XV</b>
<b>NOMENCLATURA</b> .....	<b>XVII</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO .....	1
1.2. MOTIVAÇÃO E OBJECTIVOS DESTE TRABALHO .....	2
1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO .....	3
<b>2. ENERGIAS RENOVÁVEIS</b> .....	<b>5</b>
2.1. ENQUADRAMENTO .....	5
2.2. VISÃO GERAL DO MERCADO DAS RENOVÁVEIS .....	6
2.2.1. <i>Energia solar</i> .....	7
2.2.2. <i>Energia eólica</i> .....	8
2.2.3. <i>Energia hídrica</i> .....	9
2.2.4. <i>Energia oceânica</i> .....	10
2.2.5. <i>Energia geotérmica</i> .....	11
2.2.6. <i>Bioenergia</i> .....	12
2.3. PRINCIPAIS INDICADORES DO MERCADO DAS RENOVÁVEIS .....	15
2.3.1. <i>Situação mundial</i> .....	15
2.3.2. <i>Situação em Portugal</i> .....	18
2.4. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DAS RENOVÁVEIS .....	20
2.5. PRINCIPAIS BARREIRAS AO DESENVOLVIMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS .....	22
2.6. PERSPECTIVAS FUTURAS .....	23
<b>3. ENERGIA SOLAR</b> .....	<b>29</b>
3.1. INTRODUÇÃO .....	29
3.2. GEOMETRIA SOLAR .....	30
3.2.1. <i>Latitude e longitude</i> .....	30
3.2.2. <i>Ângulo de declinação</i> .....	31
3.2.3. <i>Ângulo horário solar</i> .....	32
3.2.4. <i>Ângulo de altitude solar</i> .....	33

3.2.5.	Ângulo de azimute solar .....	34
3.2.6.	Ângulo de zénite solar.....	34
3.2.7.	Ângulo de azimute da superfície .....	35
3.2.8.	Ângulo de incidência .....	35
3.2.9.	Tempo de duração do dia .....	36
3.2.10.	Sistemas de tempo.....	37
3.3.	<b>RADIAÇÃO SOLAR .....</b>	<b>39</b>
3.3.1.	<i>Radiação solar extraterrestre</i> .....	39
3.3.2.	<i>Distribuição espectral da radiação extraterrestre</i> .....	40
3.3.3.	<i>Interacção da radiação solar com a superfície terrestre</i> .....	43
3.3.4.	<i>Componentes da radiação solar</i> .....	44
3.3.5.	<i>Cálculo da radiação solar</i> .....	44
3.3.5.1	Radiação solar extraterrestre em superfície normal .....	44
3.3.5.2	Radiação solar extraterrestre em superfície horizontal .....	45
3.3.5.3	Radiação solar global em superfície horizontal .....	46
3.3.5.4	Radiação difusa na horizontal / Radiação global na horizontal .....	46
3.3.5.5	Radiação difusa na horizontal.....	47
3.3.5.6	Radiação directa na horizontal.....	47
3.3.5.7	Radiação em superfície inclinada .....	48
3.3.6.	<i>Potencial da energia solar</i> .....	49
<b>4.</b>	<b>CONCENTRAÇÃO SOLAR.....</b>	<b>53</b>
4.1.	INTRODUÇÃO.....	53
4.2.	DEFINIÇÃO DE ENERGIA SOLAR DE CONCENTRAÇÃO .....	54
4.3.	HISTÓRIA BREVE DO SOLAR DE CONCENTRAÇÃO .....	56
4.4.	CONCEITO DE CONCENTRAÇÃO SOLAR .....	59
4.5.	TIPOS DE CONCENTRADORES SOLARES .....	67
4.5.1.	<i>Concentrador Parabólico</i> .....	69
4.5.2.	<i>Concentrador Hiperbólico</i> .....	70
4.5.3.	<i>Concentrador Fresnel</i> .....	70
4.5.4.	<i>Concentrador Parabólico Composto (CPC)</i> .....	71
4.6.	APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA .....	72
4.6.1.	<i>Aquecimento de águas sanitárias e de espaços</i> .....	73
4.6.2.	<i>Produção de calor e vapor industrial</i> .....	73
4.6.3.	<i>Processos de refrigeração</i> .....	74
4.6.4.	<i>Dessalinização</i> .....	75
4.6.5.	<i>Produção de combustíveis solares</i> .....	76
4.6.6.	<i>Descarbonização de materiais</i> .....	79
4.7.	POTENCIAL DO SOLAR DE CONCENTRAÇÃO .....	80
<b>5.</b>	<b>TECNOLOGIAS CSP.....</b>	<b>81</b>
5.1.	INTRODUÇÃO.....	81
5.2.	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO .....	82
5.2.1.	<i>Ciclo de carnot</i> .....	82

5.2.2.	<i>Ciclo de rankine</i> .....	86
5.3.	TECNOLOGIAS CSP .....	88
5.3.1.	<i>Cilindro-parabólico</i> .....	88
5.3.2.	<i>Fresnel linear</i> .....	91
5.3.3.	<i>Torre solar</i> .....	92
5.3.4.	<i>Disco-parabólico</i> .....	95
5.4.	ARMAZENAMENTO TÉRMICO .....	98
5.4.1.	<i>Tipo de fluídos de transferência de calor</i> .....	99
5.4.2.	<i>Tipo de armazenamento térmico</i> .....	99
5.4.2.1	Armazenamento em dois tanques .....	99
5.4.2.2	Armazenamento em tanque único .....	100
5.4.3.	<i>Configurações possíveis de centrais com armazenamento</i> .....	101
5.5.	FUNCIONAMENTO HÍBRIDO .....	103
5.6.	COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGIAS .....	104
5.7.	TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS FUTURAS .....	106
5.7.1.	<i>Cilindro-Parabólico e Fresnel</i> .....	106
5.7.2.	<i>Torre solar e Disco-Parabólico</i> .....	106
<b>6.</b>	<b>MERCADO CSP NO MUNDO</b> .....	<b>107</b>
6.1.	SITUAÇÃO ACTUAL DO CSP NO MUNDO .....	107
6.2.	MERCADO CSP PORTUGUÊS .....	109
6.3.	ANÁLISE ESTRATÉGICA DO MERCADO CSP PORTUGUÊS .....	110
6.4.	ESTRUTURA DA CADEIA DE VALOR NO MERCADO CSP INTERNACIONAL .....	113
6.5.	ESTRUTURA DOS CUSTOS DA TECNOLOGIA CSP .....	117
6.6.	CUSTO NIVELADO DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE .....	123
6.7.	TARIFAS PAGAS PELA ELECTRICIDADE CSP .....	126
6.8.	BARREIRAS AO DESENVOLVIMENTO DO SECTOR .....	127
<b>7.</b>	<b>IMPACTOS AMBIENTAIS DO CSP</b> .....	<b>129</b>
7.1.	CONSUMO DE ÁGUA .....	129
7.2.	UTILIZAÇÃO DE TERRA .....	130
7.3.	CONSUMO DE ENERGIA .....	131
7.4.	CONSUMO DE MATERIAIS .....	132
7.5.	EMISSÕES DE GEE .....	132
7.6.	IMPACTOS NA FAUNA E FLORA .....	133
<b>8.</b>	<b>CASO DE ESTUDO</b> .....	<b>135</b>
8.1.	INTRODUÇÃO .....	135
8.2.	SIMULAÇÃO DE UMA CENTRAL DE TORRE SOLAR .....	138
8.2.1.	<i>Seleccção do local</i> .....	138
8.2.2.	<i>Dados meteorológicos</i> .....	139
8.2.3.	<i>Seleccção da tecnologia</i> .....	140
8.2.4.	<i>Configurações de central</i> .....	144
8.3.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES .....	145

8.3.1.	<i>Desempenho anual da central para as diversas configurações.....</i>	146
8.3.2.	<i>Desempenho diário da central do tipo configuração b.....</i>	148
8.3.3.	<i>Desempenho anual da central do tipo configuração b.....</i>	152
8.3.4.	<i>Influência do número de horas de armazenamento térmico na produção anual da central.....</i>	155
8.3.5.	<i>Influência do múltiplo solar na produção anual da central.....</i>	157
8.3.6.	<i>Influência da hibridização na produção anual da central.....</i>	159
8.3.7.	<i>Influência da radiação solar na produção anual da central.....</i>	159
8.3.8.	<i>Optimização dos resultados das simulações.....</i>	161
8.4.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	162
8.5.	ANÁLISE ECONÓMICA.....	164
8.5.1.	<i>Estimativa de custos.....</i>	164
8.5.2.	<i>Indicadores financeiros.....</i>	165
<b>9.</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>171</b>
9.1.	CONCLUSÕES.....	171
9.2.	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	176
	<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....</b>	<b>177</b>
	<b>ANEXO A. ANÁLISE FINANCEIRA DE CENTRAL DE 20 MW.....</b>	<b>181</b>
	<b>ANEXO B. ANÁLISE FINANCEIRA DE CENTRAL DE 50 MW.....</b>	<b>183</b>
	<b>ANEXO C. ANÁLISE FINANCEIRA DE CENTRAL DE 100 MW.....</b>	<b>185</b>
	<b>ANEXO D. ANÁLISE FINANCEIRA DE CENTRAL DE 200 MW.....</b>	<b>187</b>

## *Índice de Figuras*

Figura 1	Classificação das energias renováveis [4].....	6
Figura 2	Quota mundial das energias renováveis na produção de electricidade em 2010 [5]....	15
Figura 3	Taxa média anual de crescimento da capacidade de energia renovável e produção de biocombustíveis entre 2005-2010 no mundo [5].....	16
Figura 4	Capacidade instalada por tipo de tecnologia renovável em 2010 (GW) [5].....	17
Figura 5	Quota das energias renováveis no consumo bruto de energia nos países da UE [6]....	17
Figura 6	Energia eléctrica produzida através de renováveis em Portugal Continental [7].....	18
Figura 7	Peso da produção das energias renováveis na produção bruta + saldo importador em Portugal Continental [7].....	18
Figura 8	Capacidade total instalada em renováveis em Portugal Continental [7].....	19
Figura 9	Peso da produção de cada tecnologia no total da produção de energia renovável em Portugal Continental [7].....	19
Figura 10	Barreiras ao desenvolvimento das energias renováveis [8].....	23
Figura 11	Capacidade instalada em electricidade renovável na UE [9].....	24
Figura 12	Capacidade instalada em electricidade renovável em Portugal [9].....	25
Figura 13	Contribuição da electricidade renovável no consumo de electricidade na UE [9].....	26
Figura 14	Produção bruta de electricidade a partir de energias renováveis [10].....	26
Figura 15	Contribuição da electricidade renovável no consumo final de electricidade na UE [9]27	27
Figura 16	Movimento da Terra em torno do Sol [11].....	30
Figura 17	Latitude e longitude [13].....	31
Figura 18	Geometria da Terra-Sol na visão de um observador na posição P na Terra [14].....	31
Figura 19	Ângulo de declinação em função do dia do ano.....	32
Figura 20	Ângulo de azimute solar, ângulo de altitude solar e ângulo de zénite solar [15].....	34
Figura 21	Ângulo de azimute e de inclinação da superfície [15].....	35
Figura 22	Ângulo de incidência [15].....	36
Figura 23	Duração do dia em função do dia do ano.....	37
Figura 24	Equação do tempo em função do dia do ano.....	38
Figura 25	Variação da radiação solar extraterrestre em superfície normal para os dias do ano... 40	40
Figura 26	Curva espectral da radiação solar na superfície terrestre [16].....	41
Figura 27	Espectro da radiação electromagnética [17].....	42
Figura 28	Distribuição da radiação solar no sistema Terra/atmosfera [18].....	43
Figura 29	Radiação solar extraterrestre em superfície horizontal para diferentes latitudes.....	45
Figura 30	Radiação solar estimada na cidade do Porto para os meses do ano.....	47
Figura 31	Fases de desenvolvimento da política das renováveis em Portugal [21].....	50

Figura 32	Potencial das renováveis em comparação com o consumo anual mundial de energia primária [22].....	50
Figura 33	Radiação solar global média anual no plano horizontal na Europa [24] .....	52
Figura 34	Número de horas de Sol anuais [21].....	52
Figura 35	Radiação solar global média anual no plano horizontal [24] .....	52
Figura 36	Tecnologias para aproveitamento da energia solar.....	54
Figura 37	Utilização de espelhos pelos gregos para concentrar os raios do Sol [26] .....	56
Figura 38	Batalha de Siracusa ocorrida em Itália, em 213-321 DC [26].....	56
Figura 39	Capa do primeiro livro traduzido para latim sobre óptica [27] .....	57
Figura 40	A concentração da energia do sol foi utilizada na destilação de perfumes [27].....	57
Figura 41	<i>Augustin Mouchot</i> desenvolveu vários concentradores solares em 1868 [27] .....	57
Figura 42	<i>John Ericsson</i> desenvolveu o motor solar em 1868 [27].....	57
Figura 43	Motor solar usado para irrigação em 1901 nos EUA [27].....	58
Figura 44	Bomba de água solar projectada por <i>Isaac de Caus</i> em 1959 [27] .....	58
Figura 45	<i>Frank Schuman</i> construiu a primeira central solar nos EUA em 1911 [27].....	58
Figura 46	Central para bombagem de água no Egipto em 1913 [27] .....	58
Figura 47	Esquema de um concentrador genérico [28] .....	59
Figura 48	Esquema de um concentrador genérico a uma distância $L$ do Sol [30].....	60
Figura 49	Esquema do processo de radiação solar numa superfície.....	62
Figura 50	Rendimento de absorção em função do coeficiente de concentração.....	64
Figura 51	Rendimento exergetico ideal em função do coeficiente de concentração .....	65
Figura 52	Temperatura de estagnação em função do coeficiente de concentração .....	66
Figura 53	Temperatura óptima em função do coeficiente de concentração.....	67
Figura 54	Esquema de um concentrador parabólico [35] .....	69
Figura 55	Esquema de um concentrador hiperbólico [35].....	70
Figura 56	Esquema de uma lente Fresnel [35].....	71
Figura 57	Esquema de um concentrador parabólico concentrado (CPC) [36].....	72
Figura 58	Tipo de aplicações da tecnologia CSP [37] .....	72
Figura 59	Esquema de um campo solar para produção de vapor [38].....	74
Figura 60	Esquema de um chiller de compressão de vapor (esquerda) e um esquema de um chiller de absorção de vapor (direita) [38] .....	75
Figura 61	Esquema de uma central de dessalinização de várias fases [38] .....	76
Figura 62	Processo de conversão da energia solar de concentração em combustíveis solares [39]	77
Figura 63	Técnicas para produção de hidrogénio solar [39].....	77
Figura 64	Processo termoquímico de produção de hidrogénio [39] .....	79
Figura 65	Diagrama de fluxo simplificado do processo para a descarbonização solar térmica de combustíveis fósseis. Dois métodos são considerados: solar cracking (esquerda) e solar reforming/gasification (direita). [39].....	79

Figura 66	Radiação solar anual na Terra [39].....	80
Figura 67	Esquema de uma central termoelétrica convencional [40] .....	82
Figura 68	Esquema simplificado de uma central de produção de vapor [41].....	83
Figura 69	Diagrama PV e Ts do ciclo de Carnot [41] .....	85
Figura 70	Ciclo ideal simplificado de <i>Rankine</i> [41] .....	86
Figura 71	Esquema de concentrador cilindro-parabólico [42] [43].....	89
Figura 72	Esquema de uma central CSP com tecnologia cilindro-parabólica [45] .....	90
Figura 73	Esquema de uma central <i>ISCCS</i> [46] .....	91
Figura 74	Esquema de concentrador <i>Fresnel</i> linear [42] [43] .....	91
Figura 75	Esquema de uma central CSP com tecnologia <i>Fresnel</i> linear [40] .....	92
Figura 76	Esquema de concentrador torre solar [42] [43] .....	93
Figura 77	Esquema de uma central de torre solar com recurso a sais fundidos [45].....	93
Figura 78	Alterações possíveis numa torre solar para aumentar o factor de capacidade para um determinado tamanho de turbina: (1) aumentar o número de helióstatos, (2) aumentar os tanques de armazenamento térmico, (3) aumentar as dimensões da torre, e (4) aumentar as dimensões do receptor [48] .....	95
Figura 79	Esquema de concentrador disco-parabólico [42] [43].....	95
Figura 80	Esquema de uma central disco-parabólico com motor <i>Stirling</i> [48] .....	96
Figura 81	Esquema do princípio de operação de um motor <i>Stirling</i> [49].....	97
Figura 82	Tipos de configurações usadas nos motores <i>Stirling</i> [50] .....	98
Figura 83	Efeito <i>thermocline</i> [51] .....	101
Figura 84	Configurações de centrais CSP para determinada dimensão de campo solar [52].....	102
Figura 85	Combinação de armazenamento e “hibridização” em centrais CSP [52].....	103
Figura 86	Distribuição das centrais CSP no mundo em 2011 [54].....	109
Figura 87	Análise SWOT para o CSP em Portugal .....	111
Figura 88	Discriminação de custos para centrais de 100MW do tipo cilindro-parabólico e torre solar instaladas na África do Sul [57] .....	118
Figura 89	Variação da produção anual de electricidade e o respectivo LEC para uma central de cilindro-parabólico de 50 MWe com um campo solar de 37.000 m <sup>2</sup> considerando 50 locais diferentes [58] .....	124
Figura 90	Variação da produção anual de electricidade, eficiência global da central e LEC para uma central de cilindro-parabólico de 50 MWe , considerando diferentes tamanhos do campo solar e diferentes DNI [58].....	124
Figura 91	LCOE estimado para as centrais CSP no mundo [57].....	125
Figura 92	Consumo de energia primária por tipo de tecnologia [54] .....	131
Figura 93	Consumo de materiais para diferentes tecnologias [54].....	132
Figura 94	Emissões de GEE para diferentes tecnologias [54].....	133
Figura 95	Estrutura do simulador SAM [59].....	137
Figura 96	Janela de visualização do simulador SAM [59] .....	138

Figura 97	Valores médios mensais de DNI para diferentes localizações .....	139
Figura 98	Valores médios mensais de DNI e temperatura num ano típico de Faro.....	140
Figura 99	Distribuição dos helióstatos no campo solar [59].....	141
Figura 100	Padrões possíveis de circulação do HTF no receptor [59] .....	142
Figura 101	Esquema de central torre solar hibridizada com turbina a gás [48].....	144
Figura 102	Fluxograma de uma central CSP torre solar.....	145
Figura 103	Comparativo dos fluxos de energia para as diferentes configurações.....	146
Figura 104	LCOE e factor de capacidade para as diferentes configurações.....	147
Figura 105	Detalhe do LCOE para as diferentes configurações.....	147
Figura 106	Dados meteorológicos para os dias considerados.....	148
Figura 107	Energia incidente nos helióstatos vs energia fornecida ao receptor .....	149
Figura 108	Energia fornecida ao receptor vs energia fornecida ao fluido térmico .....	149
Figura 109	Energia fornecida ao bloco de potência vs energia fornecida ao TES .....	150
Figura 110	Energia fornecida ao bloco de potência vs energia eléctrica bruta e líquida.....	151
Figura 111	Energia eléctrica mensal líquida e respectivo rendimento solar eléctrico.....	152
Figura 112	Balanço energético anual.....	153
Figura 113	Desempenho energético à potência nominal com 20% de armazenamento térmico	154
Figura 114	Energia anual e LCOE em função do número de horas de armazenamento térmico	155
Figura 115	LCOE detalhado em função do número de horas de armazenamento térmico.....	156
Figura 116	Factor de capacidade e rendimento solar-eléctrico em função do número de horas de armazenamento térmico .....	156
Figura 117	Energia anual e LCOE em função do múltiplo solar.....	157
Figura 118	LCOE detalhado em função do múltiplo solar .....	158
Figura 119	Factor de capacidade e rendimento solar-eléctrico em função do múltiplo solar...	158
Figura 120	Energia anual e LCOE em função da % de hibridização .....	159
Figura 121	Energia anual produzida e DNI para cada localização .....	160
Figura 122	Rendimento médio anual e utilização anual da central para cada localização .....	161
Figura 123	Análise de sensibilidade do LCOE aos custos instalados e O&M [59].....	162
Figura 124	Análise de sensibilidade do LCOE aos parâmetros financeiros [59] .....	163
Figura 125	Análise de sensibilidade do LCOE aos parâmetros técnicos [59] .....	164
Figura 126	Diagrama de fluxos monetários.....	169

## *Índice de Tabelas*

Tabela 1	Países com maior capacidade instalada de energia renovável no final de 2010 [5].....	16
Tabela 2	Principais características das fontes de energia convencionais e renováveis [8] .....	20
Tabela 3	Poupança de CO <sub>2</sub> por região/país em 2008 [8] .....	21
Tabela 4	Ângulo horário solar.....	33
Tabela 5	Índice de claridade médio mensal para algumas cidades portuguesas [12] .....	46
Tabela 6	Valor de reflexão para diferentes superfícies [20] .....	48
Tabela 7	Tecnologias da energia solar de concentração .....	55
Tabela 8	Comparativo das principais características associadas a cada tecnologia [53] .....	104
Tabela 9	Comparativo dos pontos fortes e fracos por tipo de tecnologia [53].....	105
Tabela 10	Características das principais centrais CSP em operação a nível mundial [55] .....	108
Tabela 11	PIP aprovados para o CSP pela DGEG [21] .....	110
Tabela 12	Estrutura básica da cadeia de valor CSP incluindo as actividades transversais [56]..	116
Tabela 13	Cadeia de valor CSP com as principais empresas que operam em cada sector [56]..	117
Tabela 14	Estimativa do custo de investimento de uma central cilindro parabólico [57].....	119
Tabela 15	Custos de produção de electricidade para diferentes tecnologias em 2010 [54] .....	121
Tabela 16	Potenciais reduções dos custos do LCOE [54].....	122
Tabela 17	Tarifas subsidiadas pelos diferentes países [53].....	126
Tabela 18	Principais barreiras ao desenvolvimento do sector [52].....	127
Tabela 19	Influência do tipo de arrefecimento nos custos e desempenho do sistema [53].....	130
Tabela 20	Área ocupada para cada tipo de central [53] .....	130
Tabela 21	Dados meteorológicos anuais em Faro [59] .....	140
Tabela 22	Parâmetros do campo solar [59].....	141
Tabela 23	Parâmetros da torre solar e receptor térmico [59] .....	142
Tabela 24	Parâmetros do boco de potência [59] .....	143
Tabela 25	Parâmetros do sistema de refrigeração [59] .....	143
Tabela 26	Parâmetros do sistema de armazenamento térmico [59] .....	143
Tabela 27	Parâmetros otimizados para as configurações consideradas [59].....	161
Tabela 28	Custos instalados e de O&M considerados na simulação [59].....	165
Tabela 29	Parâmetros financeiros considerados na simulação [59].....	166
Tabela 30	Procedimento de cálculo do cash-flow referente a cada ano do projecto.....	167
Tabela 31	Indicadores financeiros para diferentes potências.....	169



# *Nomenclatura*

## **Abreviaturas**

APREN	–	Associação Portuguesa das Energias Renováveis
CHP	–	<i>Combined Heat and Power</i>
CPC	–	<i>Compound Parabolic Concentrator</i>
CSP	–	<i>Concentrating Solar Power</i>
DELSOL3	–	<i>Computer Code</i>
DGEG	–	Direcção Geral de Geologia e Energia
DISS	–	<i>Direct Solar Steam</i>
DNI	–	<i>Direct Normal Irradiance</i>
DOE	–	<i>US Department of Energy</i>
DSG	–	<i>Direct Steam Generation</i>
EASAC	–	<i>European Academies Science Advisory Council</i>
EPW	–	<i>EnergyPlus Weather Files</i>
EREC	–	<i>European Renewable Energy Council</i>
ESTIF	–	<i>European Solar Thermal Industry Federation</i>
ET	–	<i>Equation Time</i>
EU	–	União Europeia
EU-27	–	<i>European Union Members</i>

EUA	– Estados Unidos da América
EUROSTAT	– <i>Statistical Office of the European Union</i>
GEE	– Gases de Efeito de Estufa
GMT	– <i>Greenwich Mean Time</i>
HTF	– <i>Heat Transfer Fluid</i>
IEA	– <i>International Energy Agency</i>
INETI	– Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
IRC	– Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
IRENA	– <i>International Renewable Energy Agency</i>
ISCCS	– <i>Integrated Solar Combined Cycle System</i>
LCOE	– <i>Levelized Cost of Energy</i>
LEC	– <i>Levelized Cost of Energy</i>
LFR	– <i>Linear Fresnel Reflector</i>
LMT	– <i>Local Mean Time</i>
LNEG	– Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MS	– Múltiplo Solar
NASA	– <i>National Aeronautics and Space Administration (USA)</i>
NREL	– <i>National Renewable Energy Laboratory (USA)</i>
O&M	– Operação e Manutenção
PAYBACK	– Período de Retorno do Investimento
PIP	– Pedidos de Informação Prévia

PV	–	<i>Photovoltaics</i>
RE	–	<i>Renewable Energies</i>
RES	–	<i>Renewable Energy Sources</i>
SAM	–	<i>Solar Advisor Model (Software)</i>
SANDIA	–	<i>Sandia National Laboratories (USA)</i>
SEGS	–	<i>Solar Energy Generating Systems</i>
SETP	–	<i>US Solar Energy Technology Program</i>
TES	–	<i>Thermal Energy Storage</i>
TIR	–	Taxa Interna de Rentabilidade
TRNSYS	–	<i>Transient System Simulation Program</i>
UA	–	Unidade Astronómica ( $1,496 \times 10^8$ km)
UE	–	União Europeia
VAL	–	Valor Actualizado Liquido

### **Caracteres Romanos**

C	–	Coeficiente de concentração
D	–	Duração do dia
G	–	Radiação global no plano horizontal ( $\text{W/m}^2$ )
$S_0$	–	Constante solar ( $1353 \pm 1,5\% \text{ W/m}^2$ )
$K_T$	–	Índice de claridade
$G_H$	–	Radiação solar global na horizontal

$D_H$	–	Radiação solar difusa na horizontal
$S_H$	–	Radiação directa na horizontal
$^{\circ}C$	–	Graus Celsius
K	–	Graus Kelvin
$^{\circ}$	–	Graus
W	–	Watt
Wh	–	Watt-hora
We	–	Watt Eléctrico
Wt	–	Watt Térmico
kW	–	Kilowatt
kWh	–	Kilowatt-hora
MW	–	Megawatt
MWh	–	Megawatt- hora
MWt	–	Megawatt térmico
MWe	–	Megawatt eléctrico
GW	–	Gigawatt
GWh	–	Gigawatt-hora
GWe	–	Gigawatt-hora eléctrico
GWt	–	Gigawatt-hora térmico
TW	–	Terawatt
TWh	–	Terawatt-hora

m	–	Metro
$\mu\text{m}$	–	Micrómetro ( $10^{-6}$ m )
nm	–	Nanómetros ( $10^{-9}$ m )
$\text{m}^2$	–	Metro quadrado
$\text{m}^3$	–	Metro cúbico
rad	–	Radianos
Mton	–	Megatoneladas

### **Caracteres Gregos**

$\alpha$	–	Coeficiente de absorção da superfície
$\alpha_s$	–	Ângulo de altitude solar
$\beta$	–	Ângulo de inclinação da superfície
$\gamma$	–	Ângulo de azimute superficial
$\gamma_s$	–	Ângulo de azimute solar
$\delta$	–	Ângulo de declinação
$\varepsilon$	–	Coeficiente de emissividade da superfície
$\eta$	–	Rendimento
$\theta$	–	Ângulo de incidência
$\theta_z$	–	Ângulo de zénite solar
$\lambda$	–	Longitude
$\rho$	–	Coeficiente de reflexão

- $\sigma$  – Constante de Stefan-Boltzmann [ $5,67051 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ]
- $\omega$  – Ângulo horário
- $\omega_0$  – Ângulo horário ao nascer ou pôr-do-Sol
- $\Phi$  – Latitude

# 1. INTRODUÇÃO

No capítulo subsequente é apresentada a contextualização do tema abordado e a motivação subjacente à elaboração desta tese. São também enumerados os principais objectivos a alcançar com a realização deste trabalho, conjuntamente com a apresentação da calendarização das diversas tarefas executadas. Por último, é exposta uma breve descrição da estrutura dos diversos capítulos que compõem este relatório.

## 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A sociedade actual está completamente dependente da energia, principalmente da energia eléctrica, que caso os sistemas eléctricos de energia entrem em colapso criam um total caos social e económico. Consequentemente, o consumo mundial de energia está a aumentar significativamente, bem como o custo dos combustíveis fósseis e as emissões de gases com efeito de estufa (GEE), além do facto de as mudanças climáticas e o aquecimento global serem cada vez mais uma realidade dos nossos dias, logo torna-se necessário um inevitável crescimento das energias renováveis. Estas são geralmente abundantes, limpas e o seu modo de uso é geralmente bastante seguro. Este desenvolvimento tardio das fontes de energia renovável ficou a dever-se, em parte, ao baixo custo e à oferta abundante de combustíveis fósseis. No entanto, nos últimos 30 anos, o custo de alguns tipos de combustíveis fósseis tem sofrido uma enorme flutuação, tornando-se altamente dependente

da situação política mundial, que simultaneamente com os problemas de poluição ambiental, conduziu à necessidade de se desenvolver tecnologias que permitissem aproveitar fontes de energia renováveis, preferencialmente endógenas. O seu impacto ambiental é menor do que o provocado pelas fontes de energia com origem nos combustíveis fósseis, uma vez que mitigam a produção de GEE. Desta forma, as energias renováveis conferem uma autonomia energética pois a maior parte dos combustíveis fósseis são importados por estarem concentrados apenas em algumas regiões do planeta. No caso particular da energia solar, o nosso país possui uma disponibilidade das mais elevadas de toda a Europa, pelo que o seu uso se adequa perfeitamente. Uma aplicação possível do recurso solar é produzir electricidade por via térmica, através de ópticas concentradoras que permitem atingir temperaturas elevadas e com um ciclo termodinâmico adequado. Este tipo de tecnologia é denominado *Concentrated Solar Power* (CSP).

## **1.2. MOTIVAÇÃO E OBJECTIVOS DESTE TRABALHO**

O cenário actual de desenvolvimento da tecnologia CSP aponta para um papel relevante a desempenhar no futuro sector energético. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), a tecnologia CSP é considerada como uma das prioridades para a alocação de recursos para investigação e desenvolvimento (I&D). Segundo a mesma fonte, a tecnologia CSP num cenário caracterizado por políticas de apoio adequadas, poderá fornecer 11,3% do consumo mundial de electricidade em 2050, sendo 9,6% a partir de energia solar e 1,7% a partir de combustíveis de *backup* (fósseis ou biomassa). Logo, Portugal sendo um dos países europeus com maior recurso solar, a utilização da tecnologia CSP para a produção de energia eléctrica, apresenta um vasto potencial de aplicação, tal como foi reconhecido pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), que autorizou a construção de instalações de demonstração para as diferentes tecnologias.

Face ao exposto, foi designado como objectivo central, a análise técnica e económica dos sistemas solares de concentração para produção de energia eléctrica, e da sua aplicabilidade no nosso país.

Como objectivos intermédios, podemos realçar os seguintes:

- Sensibilização pública para a importância da energia solar no cenário energético nacional;
- Identificar os tipos de tecnologias existentes;

- Analisar o funcionamento das centrais CSP;
- Avaliar o potencial do mercado CSP;
- Explorar os *softwares* de simulação para centrais CSP;
- Estudar a viabilidade geográfica nacional para a instalação destas centrais;
- Analisar a viabilidade técnico-económica da instalação de uma central do tipo torre solar.

### **1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO**

O presente trabalho será dividido em nove capítulos diferentes, incluindo este, de introdução, e o último, onde se apresentam as principais conclusões do trabalho e algumas perspectivas para trabalhos futuros.

No capítulo 2 é efectuada uma breve introdução ao tema das energias renováveis, incluindo a descrição das principais fontes actuais deste tipo de energia. Serão também apresentados os principais indicadores e características associadas ao mercado das renováveis, quer a nível mundial e nacional. Da mesma forma, são expostas as principais barreiras ao desenvolvimento deste sector. Por último, é efectuada uma análise às perspectivas futuras da indústria das energias renováveis, tendo como base um cenário de médio e longo prazo.

No capítulo 3, a análise efectuada tem como foco a energia solar, tendo como finalidade descrever pormenorizadamente as relações geométricas fundamentais que descrevem a posição do Sol relativamente à Terra, necessárias na quantificação da energia solar que atinge a superfície terrestre. Também é efectuada uma análise da distribuição espectral da radiação solar, uma descrição pormenorizada das componentes da radiação solar e a sua interacção com o nosso planeta. Para finalizar, é realizada uma análise ao potencial da energia solar no panorama mundial e nacional.

No capítulo 4, a pesquisa efectuada visa efectuar uma apresentação do conceito de solar de concentração, complementada com uma breve história da origem do solar de concentração. Serão também analisados os aspectos técnicos em relação ao tipo de concentradores existentes. Por último serão enunciadas uma diversidade de aplicações industriais e domésticas para este tipo de tecnologia.

No capítulo 5, pretende-se abordar o princípio de funcionamento do ciclo de *Rankine*, uma vez que é ciclo termodinâmico com melhor resultado nas centrais de produção de vapor.

Para cada uma das tecnologias CSP, será efectuada a descrição do seu princípio de operação, complementada com a apresentação dos diversos processos e equipamentos que constituem uma central típica. Adicionalmente, será efectuado um comparativo, entre as principais características, pontos fortes e pontos fracos para cada tecnologia. Para finalizar, serão apontadas algumas oportunidades futuras de desenvolvimento tecnológico.

O capítulo 6, tem como objectivo esclarecer algumas questões relacionadas com o mercado mundial do CSP, começando por enunciar os grandes projectos mundiais que estão operacionais actualmente, com uma breve referência à situação portuguesa. É também apresentada uma análise estratégica do mercado CSP em Portugal, realçando os principais pontos fortes e pontos fracos deste mercado potencial, complementada com um estudo que visa expor de forma mais detalhada a organização da cadeia de valor no mercado CSP internacional. Adicionalmente, será efectuada uma abordagem à temática da estrutura de custos da tecnologia CSP. Para finalizar, é efectuada uma exposição das principais barreiras ao desenvolvimento deste mercado

No capítulo 7, pretende-se efectuar uma análise mais detalhada dos potenciais impactos ambientais causados na implementação de projectos CSP, com principal destaque para o consumo de água no circuito de arrefecimento, a utilização de terra, o consumo de energia e materiais utilizados na construção de uma central deste tipo, as emissões de GEE e o impacto na fauna e flora local.

O capítulo 8, tem como finalidade efectuar a apresentação dos resultados obtidos a partir do simulador SAM. Numa primeira apreciação, os resultados associados ao desempenho diário e anual da central merecem uma especial atenção. Adicionalmente, é apresentada uma pesquisa para avaliação da influência da variabilidade de alguns parâmetros sobre o custo nivelado da energia (LCOE), o factor de capacidade e a produção anual de energia. Conjuntamente, é apresentada uma análise de sensibilidade, com a finalidade de averiguar quais os parâmetros que influenciam de forma mais predominante o valor do LCOE. Por último, é apresentado um estudo de viabilidade económica de uma central CSP do tipo torre solar no nosso país.

No capítulo 9, serão apresentadas as principais conclusões obtidas nesta dissertação. Em complemento, serão apresentadas algumas ideias para trabalhos futuros.

## 2. ENERGIAS RENOVÁVEIS

Este capítulo, tem como principal objectivo, apresentar uma breve descrição das fontes de energia renovável actuais. Serão também apresentados os principais indicadores e características associadas ao mercado das renováveis, quer a nível mundial e nacional. Da mesma forma, são expostas as principais barreiras ao desenvolvimento deste sector. Por último, é efectuada uma análise às perspectivas futuras da indústria das energias renováveis, tendo como base um cenário de médio e longo prazo.

### 2.1. ENQUADRAMENTO

O Mundo actual está completamente dependente da energia. Segundo as previsões das Nações Unidas estimam que a população mundial atinja os 9,2 mil milhões de pessoas em 2050, contra os actuais 6,7 mil milhões. Isto significa um crescimento substancial da população mundial em cerca de 2,5 mil milhões de pessoas [1].

Este crescimento irá implicar mais consumo de energia, que de acordo com a Agência Internacional de Energia, estima um aumento de 98%, passando dos  $15,0 \times 10^3$  TWh em 2005, para  $29,7 \times 10^3$  TWh em 2030, logo sendo necessário poupar energia e sermos mais eficientes na sua utilização. Mas apenas esta solução não será suficiente, pelo que teremos de aumentar a capacidade de produção sem comprometer a vida no planeta, no que se refere às mudanças climáticas, ou seja, terá que ser de forma sustentável.

A Europa tendo consciência deste desafio, definiu o plano energético “Energia-Clima 20/20/20”, com objectivos que deverão ser atingidos até 2020 pelos 27 países membros da União Europeia, tais como, redução em 20% de emissões de gases com efeito de estufa, em comparação com os valores emitidos em 1990, aumento em 20% de energias renováveis no consumo energético global e redução em 20% do consumo energético, devido ao aumento da eficiência [2].

De acordo com os dados do Eurostat relativos a 2009 [3], Portugal era o sexto país da União Europeia com a maior taxa de dependência energética, tendo importado nesse ano 80,9% do total de energia consumida face à média europeia de 53,9%. Mas além de uma elevada dependência energética face ao exterior, Portugal enfrenta uma grave ineficiência na utilização da energia proveniente de produção nacional ou de importação. Perante essa preocupante dependência energética externa e a manutenção de um elevado preço do petróleo, o nosso país enfrenta um aumento da factura no que se refere ao consumo de combustíveis fósseis, contribuindo assim para complicar o duradouro problema do desequilíbrio da balança comercial. Consequentemente, Portugal vê-se obrigado a reduzir drasticamente a sua ineficiência energética ao nível da procura, e ao mesmo tempo reforçar o seu sistema electroprodutor, dando principal enfoque às energias renováveis.

## 2.2. VISÃO GERAL DO MERCADO DAS RENOVÁVEIS

Através da figura 1, podemos constatar que as energias renováveis incluem em particular seis tipos diferentes de recurso, tais como, solar, eólica, hídrica, oceânica, geotérmica e bioenergia [4].

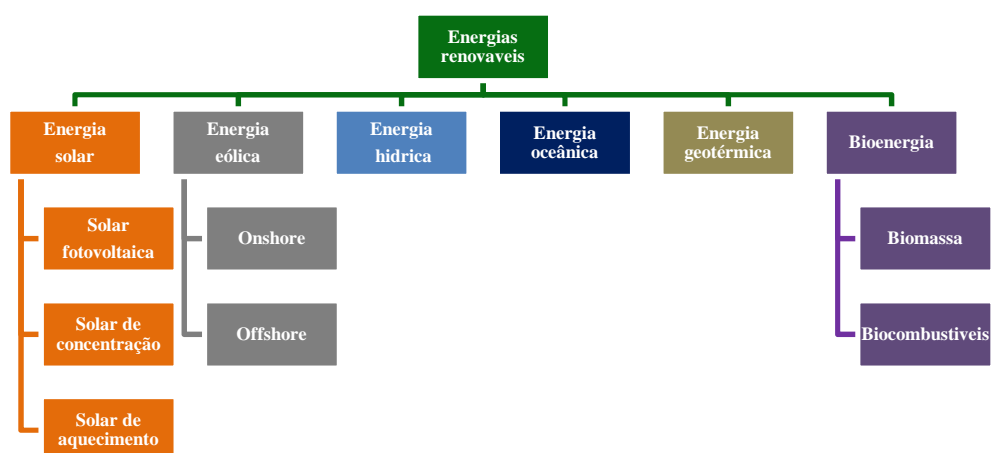


Figura 1 Classificação das energias renováveis [4]

### 2.2.1. ENERGIA SOLAR

O Sol é a nossa principal fonte de energia limpa, que pode ser aproveitado como fonte de calor e electricidade. Trata-se de um recurso praticamente inesgotável e constante, quando comparado com a nossa escala de existência neste planeta. Uma forma de se exprimir esta imensa grandeza energética, basta dizer que a energia que a terra recebe por ano vinda do sol, representa mais que 10.000 vezes o consumo mundial anual de energia.

No caso da energia solar, temos 3 tecnologias diferentes que visam extrair energia a partir do Sol, incluindo:

- Solar fotovoltaica: sistema que permite converter directamente a energia solar em electricidade. A construção básica, mais vulgar, de um módulo fotovoltaico é a célula fotovoltaica, que é um dispositivo semiconductor que converte a energia solar em corrente eléctrica contínua. O módulo fotovoltaico (PV), combinado com um conjunto de componentes de sistema de aplicação adicional, tais como inversores, baterias, componentes eléctricos e sistemas de montagem, formam um sistema PV. A tecnologia PV mais desenvolvida no mercado tem como base os sistemas de silício, contudo mais recentemente, os chamados módulos de película fina, que podem ser fabricados também em material semiconductor diferente do silício, tornaram-se cada vez mais importantes nesta área. Apesar destas películas mais recentes, possuem geralmente uma menor eficiência do que os módulos de silício, o seu preço por unidade de capacidade é menor. Os módulos PV de concentração, onde a luz solar é focada numa menor área, estão próximos de atingir a fase de implantação total no mercado, uma vez que este tipo de módulos tem eficiências muito elevadas, podendo atingir os 40%. Em comparação com a CSP, a PV tem a vantagem de não usar apenas a radiação solar directa, mas também a componente difusa da radiação solar, ou seja, a energia PV produz energia mesmo se o céu não estiver completamente limpo. Esta capacidade permite a sua implantação efectiva em muitas mais regiões do mundo do que a tecnologia CSP.
- Solar de concentração: neste tipo de tecnologia podemos encontrar a energia solar térmica de concentração (CSP) que permite produzir electricidade, e possivelmente, outros tipos de combustíveis, como por exemplo, hidrogénio, concentrando a radiação solar para aquecer vários materiais a altas temperaturas. As centrais CSP envolvem um campo de colectores solares, receptores, e um módulo de potência,

onde o calor colectado no campo solar é transformado em energia mecânica, por accionamento de uma turbina, e de seguida, em electricidade. Entre estes componentes, o sistema deve incluir um ou vários fluidos de transferência de calor, e possivelmente dispositivos de armazenamento de calor e/ou sistemas híbridos de *backup*. Por último um sistema de refrigeração, húmido ou seco, completa a descrição de uma central deste tipo. As centrais CSP podem ter quatro versões diferentes, tais com, cilindro-parabólico, *fresnel* linear, torre solar e disco-parabólico, sendo a sua descrição pormenorizada no capítulo 5. As centrais CSP, possuem uma capacidade intrínseca para armazenar energia na forma de calor por curtos períodos de tempo (tipicamente horas) para posterior conversão em electricidade, podendo continuar a produzir electricidade mesmo quando as nuvens ensombram o Sol ou durante a noite. Estes factores facultam à tecnologia CSP a capacidade de fornecer energia eléctrica confiável, que pode ser despachada para a rede quando necessária, inclusive depois de ocorrer o pôr-do-sol para atender o pico da procura no fim da tarde. Esta tecnologia também pode ser utilizada para a dessalinização da água do mar, usando parcialmente tanto o calor gerado ou electricidade. A tecnologia CSP requer forte radiação directa, ou seja, um céu claro, porque só a luz solar directa pode ser concentrada numa área pequena, o que se traduz numa limitação, uma vez que, os recursos adequados estão concentrados num pequeno número de países semi-áridos e regiões quentes. Tal como acontece com outras centrais de geração térmica de energia, a CSP requer água para processos de refrigeração e condensação, sendo esses consumos relativamente altos.

- Solar de aquecimento: esta tecnologia usa a energia solar para fornecer calor. Os colectores podem ser projectados para fornecer água quente numa escala familiar, mas a tecnologia também está sendo cada vez mais utilizada em maior escala para fornecer água quente para as instalações comerciais e industriais

### **2.2.2. ENERGIA EÓLICA**

A energia eólica é uma tecnologia comprovada e madura dentro dos recursos renováveis que está sendo implantada globalmente numa escala massiva. Podemos definir que energia eólica significa o processo pelo qual o vento é utilizado para produzir energia eléctrica. Os aerogeradores extraem a energia cinética do fluxo de ar em movimento (vento) e efectuam

a sua conversão em electricidade através de um rotor aerodinâmico, que é normalmente conectado por um sistema de transmissão para um gerador eléctrico. A energia produzida pode ser injectada na rede eléctrica e distribuída ao consumidor, ou também pode ter uma aplicação descentralizada, ou seja, utilizada apenas para fornecer electricidade num determinado local situado longe da rede eléctrica de distribuição aos consumidores. A turbina eólica padrão, tem três lâminas rotativas que giram em torno de um eixo horizontal, com um gerador síncrono ou assíncrono conectado à rede. Actualmente, podemos encontrar turbinas eólicas com capacidade de produção de 5-6 MW, e com um diâmetro da pás até 126 metros, mas os valores típicos de turbinas eólicas comerciais variam entre 1,5 MW e 3 MW. Embora as turbinas eólicas tenham duplicado o seu tamanho, aproximadamente, a cada cinco anos, será provável uma desaceleração nessa taxa, principalmente nas turbinas em terra (*onshore*), devido a limitações associadas ao peso, transporte e a restrições de instalação. O grande desenvolvimento nos últimos anos nesta área está associado às turbinas eólicas instaladas no mar (*offshore*) que são implantadas nas regiões costeiras, e que dependendo da profundidade do mar local podem ocupar várias dezenas de quilómetros de costa. A utilização deste tipo de turbinas aproveita melhor os recursos de vento do que as turbinas *onshore*, o que se traduz em mais horas de plena carga. As turbinas actuais *offshore*, são essencialmente grandes turbinas *onshore*, mas equipadas com uma melhor resistência à corrosão. Os parques eólicos *offshore* também enfrentam uma menor oposição pública e uma menor concorrência pelo uso de terra. O desenvolvimento deste tipo de indústria eólica, está a ser efectuado, particularmente na Europa, e nalguns países emergentes.

### **2.2.3. ENERGIA HÍDRICA**

A energia hídrica resulta da energia contida num caudal de água, através do uso dos rios ou de lagos. As turbinas colocadas no fluxo de água extraem a energia cinética fazendo a sua conversão em energia mecânica, sendo a quantidade de energia gerada dependente do fluxo de água e a altura de queda de água. A energia hídrica é uma tecnologia totalmente madura e com vasto *know-how*, apesar de existirem estudos actuais no sentido de melhorar a eficiência e custos associados, em particular, para o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes para aplicações de pequena capacidade instalada. A energia hídrica traduz-se num recurso muito flexível de energia renovável, uma vez que a sua capacidade de arranque rápido ajuda a lidar com as flutuações da oferta e procura.

Os três principais tipos de aproveitamentos hídricos são o armazenamento, o fio de água e a bombagem. No sistema de armazenamento, a água contida na albufeira é conduzida por um circuito hidráulico para uma central, onde a água em movimento é aproveitada para fazer girar as pás das turbinas hidráulicas, que por sua vez faz funcionar o alternador, permitindo obter energia eléctrica, sendo posteriormente, esta tensão elevada através de transformadores e transportada até aos consumidores. O conjunto constituído pelo circuito hidráulico, turbina, alternador e transformador designa-se por grupo gerador hidroeléctrico.

No sistema fio de água, é utilizado o fluxo natural de um rio ou nalguns casos pode ser construído um açude para melhorar a continuidade do fluxo. Em qualquer destes tipos de disposição pode ser construído um desvio, onde a água é canalizada a partir de um lago, rio ou açude para uma central remota contendo a turbina e gerador.

Por último, no sistema de bombagem, temos envolvidos dois reservatórios, porque em momentos de baixa procura e dos preços da electricidade em geral baixos (geralmente à noite), a electricidade é usada para bombear água de jusante para montante. Posteriormente, esta água é utilizada para gerar energia eléctrica, quando a procura e os preços são elevados.

#### **2.2.4. ENERGIA OCEÂNICA**

No caso da energia oceânica, temos 5 tecnologias diferentes em desenvolvimento, que visam extrair energia a partir dos oceanos, incluindo:

- Energia das marés: a energia potencial associada a marés pode ser aproveitada pela construção de uma barragem ou outras formas de construção através de um estuário.
- Correntes marítimas: a energia cinética associada às correntes marítimas pode ser aproveitada utilizando sistemas modulares.
- Energia das ondas: a energia cinética e potencial associada às ondas do mar pode ser aproveitada por uma gama de tecnologias em desenvolvimento.
- Gradientes de temperatura: o gradiente de temperatura entre a superfície do mar e as águas profundas pode ser aproveitado usando diferentes processos de conversão de energia térmica dos oceanos.

- Gradientes de salinidade: na foz dos rios, onde a água doce se mistura com a água salgada, a energia associada ao gradiente de salinidade pode ser aproveitada usando o processo de osmose retardado e tecnologias de conversão associadas.

Apesar de existir um grande potencial para estas tecnologias, nenhuma delas é amplamente utilizada actualmente, atendendo a que, algumas destas tecnologias ainda estão em fase de investigação e desenvolvimento. No que se refere à energia das marés e das ondas tem sido efectuados desenvolvimentos desde os anos 70, mas ainda existem algumas limitações relativamente aos conceitos de arquitectura e da sua implementação em larga escala. No caso dos projectos de energia de marés conseguimos uma produção de energia variável, mas com fluxos de energia altamente previsíveis. No caso da energia das ondas, a geração de energia será variável, dependendo do estado do mar. O principal desafio de engenharia está relacionado com a forma eficiente de captar a energia das ondas ou das marés, particularmente, dada a necessidade de o equipamento resistir e operar em condições difíceis.

### **2.2.5. ENERGIA GEOTÉRMICA**

A energia geotérmica utiliza o calor armazenado no interior do subsolo rochoso, e em líquidos ou vapores presos, tais como água, podendo estes recursos ser usados para gerar electricidade e calor. A produção de energia recorre normalmente a recursos geotérmicos com temperaturas acima dos 100 ° C, sendo os restantes recursos geotérmicos de baixa temperatura usados no aquecimento dos edifícios ou outro tipo de aplicações. As tecnologias geotérmicas diferem no tipo de recurso que usam para a produção de electricidade. Os três tipos de recursos são: recursos hidrotermais de alta temperatura (vulcânicos), recursos hidrotermais de baixa e média temperatura e rochas quentes. Os dois primeiros recursos só estão disponíveis em determinadas áreas, enquanto o recurso rocha quente está disponível em todos os locais, e não apenas em locais geotérmicos activos. A tecnologia geotérmica mais aplicada actualmente utiliza vapor naturalmente aquecido ou água quente proveniente de reservatórios hidrotermais de alta temperatura. As actuais centrais geotérmicas podem usar a água na fase de vapor, uma combinação de fases de vapor e líquido, ou apenas a fase líquida. A escolha do tipo de central depende da profundidade do reservatório, da temperatura, da pressão e natureza do recurso geotérmico. Os três principais tipos de centrais são de vapor saturado, vapor sobreaquecido e centrais binárias.

- Centrais de vapor saturado: compõem cerca de dois terços da capacidade geotérmica instalada actual, onde a água dos reservatórios têm temperaturas acima de 180°C.
- Centrais de vapor sobreaquecido: compõem cerca de um quarto da capacidade geotérmica instalada, e utilizam directamente o vapor sobreaquecido que é canalizado a partir dos poços de produção para a fábrica e depois para a turbina.
- Centrais binárias: constituem o tipo de centrais geotérmicas com maior crescimento, porque são capazes de utilizar também os recursos de baixa e média temperatura, que são os mais frequentes.

Tendo em consideração que o transporte de calor tem limitações, o calor geotérmico apenas pode ser utilizado quando existe procura nas proximidades destes recursos, embora em alguns casos a disponibilidade de calor pode ser um estímulo para o desenvolvimento económico de empresas capazes de fazer uso de uma fonte de calor de baixo custo. A tecnologia geotérmica que utiliza como recurso a rocha quente tem potencial para facilitar que a energia geotérmica tenha uma contribuição muito maior na oferta mundial de energia. Este tipo de tecnologia também é conhecido como sistemas geotérmicos avançados ou de engenharia, e visam usar o calor da terra, onde o vapor ou a água quente não estão disponíveis ou são insuficientes, ou onde permeabilidade da rocha é baixa. Esta tecnologia está centrada na criação de grandes áreas de troca de calor na rocha quente, em que o processo envolve aumentar a permeabilidade abrindo fracturas pré-existentes ou a criação de novas fracturas. Esta tecnologia ainda está numa fase de investigação e desenvolvimento, ao contrário da geotérmica convencional que já é uma tecnologia madura, podendo fornecer electricidade ou calor durante todo o ano.

#### **2.2.6. BIOENERGIA**

- Bioenergia para produção de electricidade e calor

As combinações de várias matérias-primas e tecnologias de conversão estão disponíveis para produzir electricidade, calor, ou ambos, através de centrais de ciclo combinado de calor e electricidade (CHP). A co-incineração de materiais de biomassa sólida com o carvão em centrais térmicas provou ser um processo rentável e eficiente para conversão de

biomassa em energia eléctrica. Este método utiliza a infra-estrutura existente, e portanto, requer um investimento relativamente menor no pré-tratamento da biomassa e sistemas de alimentação de combustível, e também beneficia de uma eficiência de conversão mais elevada. Os combustíveis peletizados são vulgarmente usados para minimizar os custos de transporte e facilidade nas questões de manipulação.

- Centrais de biomassa: o calor produzido pela combustão directa de biomassa numa caldeira pode ser usado para gerar electricidade através de uma turbina a vapor. Esta tecnologia é actualmente a mais barata e mais confiável para produzir energia a partir de biomassa. No entanto, a eficiência de produção de energia usando turbinas a vapor tende a ser muito inferior comparativamente às centrais convencionais de combustível fóssil. Novas tecnologias que visam melhorar a eficiência têm sido testadas, mas ainda não estão amplamente difundidas.
- Centrais de resíduos sólidos urbanos (RSU): o lixo sólido urbano pode ser convertido em electricidade ou calor. Para isso, diferentes tecnologias estão disponíveis, e a sua escolha geralmente depende do grau de separação das fracções dos diferentes resíduos sólidos urbanos. O elevado investimento e os custos operacionais, de uma central deste tipo significa que, para produzir electricidade de uma forma competitiva, a central necessita de aplicar uma taxa adicional ao produtor dos resíduos. Este processo é possível em áreas onde os métodos de eliminação alternativos são caros ou não estão disponíveis.
- Gaseificação: é um processo termoquímico em que a biomassa é transformada em gás ou numa mistura de vários gases combustíveis. A gaseificação é um processo altamente versátil, pois praticamente qualquer matéria-prima de biomassa pode ser convertida para um gás combustível de alta eficiência. O gás combustível pode em princípio, ser usado directamente para produzir electricidade através de motores ou turbinas a gás com maior eficiência do que através de um ciclo de vapor, utilizado particularmente em pequenas centrais.
- Digestão anaeróbica: é a degradação biológica da biomassa em condições de oxigénio livre para produção de biogás, ou seja, um gás rico em metano. O biogás pode ser queimado no local em dispositivos para geração de energia. Também pode ser transformado para os padrões do gás natural para ser injectado na rede de gás

natural como biometano, para uso directo como biocombustível gasoso em motores a gás para produção de electricidade, ou como, combustível para veículos. A digestão anaeróbia é particularmente adequada para matérias-primas molhadas, tais como, estrume animal, resíduos das estações de tratamento de água, resíduos agrícolas molhados e a fracção orgânica dos resíduos sólidos urbanos. Este tipo de processo, também ocorre naturalmente no subsolo dos aterros sanitários e produz gases de aterro que podem ser recolhidos para uso em aplicações de energia.

- Centrais de ciclo combinado de calor e electricidade (CHP): permitem um uso económico do calor residual produzido na geração de energia a partir de biomassa, sendo uma forma eficaz de aumentar significativamente a eficiência total de uma central e conseqüentemente a competitividade, quer no caso da co-incineração ou das centrais convencionais de biomassa. Quando é conseguido um bom compromisso entre a produção e a procura de calor, estas centrais tem eficiências globais (térmica + eléctrica) na faixa dos 80-90%.

- Biocombustíveis

Os biocombustíveis de hoje, são principalmente produzidos por processos comerciais bem desenvolvidos. Estes combustíveis incluem etanol com base em açúcar e amido, biodiesel com base em óleo de culturas e biogás derivado dos processos de digestão anaeróbia. As matérias-primas típicas usadas nesses processos incluem cana-de-açúcar, beterraba, amido de grãos como milho e trigo, oleaginosas como a colza, soja e óleo de palma, e em alguns casos, gorduras animais e óleos alimentares usados. Uma vasta gama de tecnologias avançadas, está disponível para produção de biocombustíveis, mas ainda não estão totalmente maduras, para a implantação em larga escala. Um dos principais desafios que enfrenta, é o desenvolvimento e implementação de um novo conjunto de tecnologias, que pode usar as matérias-primas sem colocar em risco, o seu uso em simultâneo como alimento.

## 2.3. PRINCIPAIS INDICADORES DO MERCADO DAS RENOVÁVEIS

### 2.3.1. SITUAÇÃO MUNDIAL

Em 2010, a potência instalada em centrais de energia renovável, representou cerca de metade dos estimados 194 GW, da nova capacidade de produção de energia eléctrica. Para a capacidade de energia renovável existente em 2010 foi estimado um valor de 1320 GW, o que representou um aumento de quase 8% face ao ano anterior. De acordo com a figura 2, as energias renováveis totalizavam em 2010, cerca de um quarto da capacidade total de produção de electricidade, estimada em 4950 GW, fornecendo aproximadamente 20% da electricidade global, sendo a maior parte desta fornecida pela energia hídrica [5].

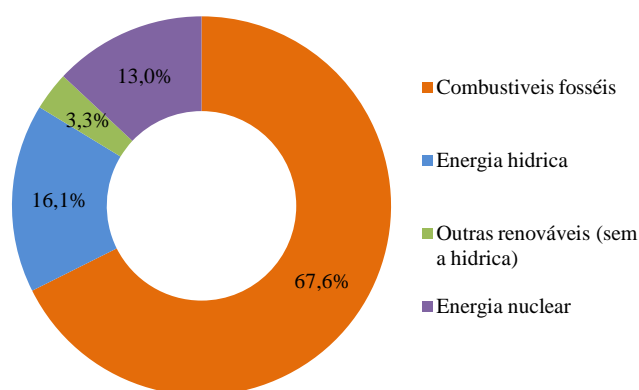
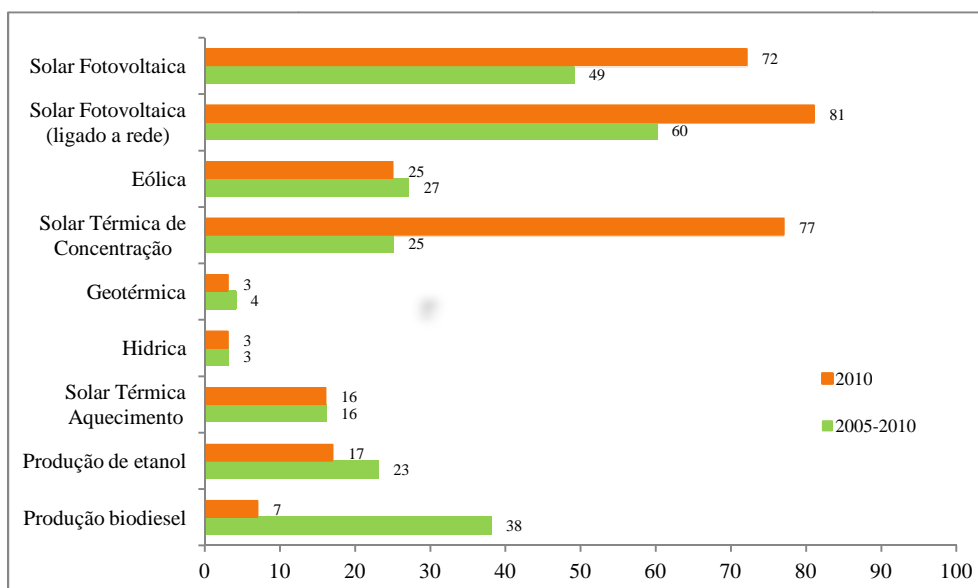


Figura 2 Quota mundial das energias renováveis na produção de electricidade em 2010 [5]

Durante o período compreendido entre o final de 2005 e 2010, a capacidade total instalada a nível mundial de muitas tecnologias de energia renovável, incluindo a eólica, a solar fotovoltaica, solar de concentração, solar térmica de aquecimento e os biocombustíveis cresceram a uma taxa média que varia entre os 15% e os 50% ao ano, conforme mostrado na figura 3. A energia solar fotovoltaica foi a que cresceu de forma mais rápida de todas as tecnologias renováveis durante este período, seguida pela produção de biodiesel e a energia eólica. É de salientar que todas as tecnologias de energia solar apresentaram um crescimento acelerado durante o ano de 2010 em relação aos quatro anos anteriores. Ao mesmo tempo, o crescimento da capacidade total da energia eólica manteve-se estável em 2010, e a taxa de crescimento dos biocombustíveis têm diminuído nos últimos anos. A energia hídrica e a energia geotérmica cresceram a uma taxa de 3-9% por ano, tornando-se mais comparável com a taxa de crescimento mundial de combustíveis fósseis [5].



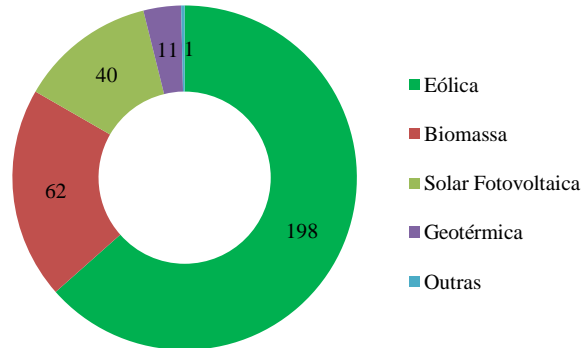
**Figura 3 Taxa média anual de crescimento da capacidade de energia renovável e produção de biocombustíveis entre 2005-2010 no mundo [5]**

No final de 2010, verificou-se que os Estados Unidos dispunham da maior capacidade instalada ao nível das energias renováveis (não incluindo a energia hídrica), tendo atingido um valor total de 56 GW. Os restantes países que ocupavam os primeiros lugares deste ranking eram a China, Alemanha, Espanha e a Índia, com capacidade instalada de 50 GW, 49 GW, 26 GW e 16 GW, respectivamente. É de salientar que a China lidera este ranking no caso de ser considerada a energia hídrica, e efectuou também o maior investimento em nova capacidade renovável, com particular predominância na energia eólica e solar térmica de aquecimento, como podemos verificar na tabela 1 [5].

**Tabela 1 Países com maior capacidade instalada de energia renovável no final de 2010 [5]**

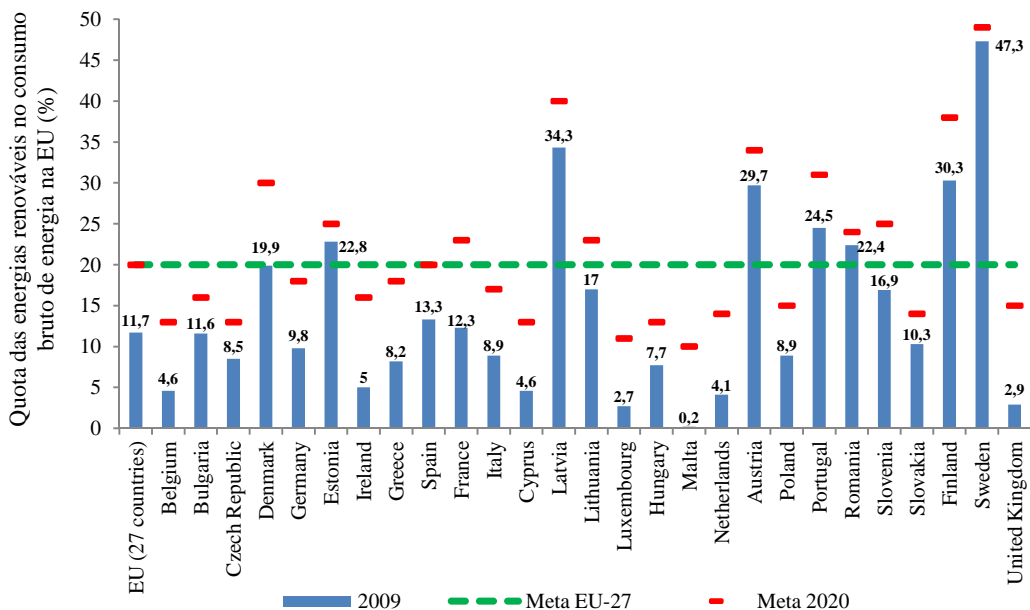
Pos.	Capacidade energias renováveis (não incluindo a hídrica)	Capacidade energias renováveis (incluindo a hídrica)	Eólica	Biomassa	Geotérmica	Solar Fotovoltaica	Solar Térmica/Aquecimento
1	Estados Unidos	China	China	Estados Unidos	Estados Unidos	Alemanha	China
2	China	Estados Unidos	Estados Unidos	Brasil	Filipinas	Espanha	Turquia
3	Alemanha	Canada	Alemanha	Alemanha	Indonésia	Japão	Alemanha
4	Espanha	Brasil	Espanha	China	México	Itália	Japão
5	Índia	Alemanha/Índia	Índia	Suécia	Itália	Estados Unidos	Grécia

Na figura 4, podemos analisar a distribuição de capacidade instalada no ano de 2010 por tipo de tecnologia, no qual se destaca a energia eólica com um valor de 198 GW, o que representa cerca de 63,5% do total de capacidade instalada em energias renováveis [5].



**Figura 4** Capacidade instalada por tipo de tecnologia renovável em 2010 (GW) [5]

Tendo como suporte os dados do *Statistical Office of the European Union* (Eurostat), podemos observar na figura 5, a quota atingida no final do ano de 2009, referente às energias renováveis no consumo bruto de energia final para os diferentes países da União Europeia (UE), bem como a meta a ser atingida para cada país em 2020. No caso de Portugal o valor atingido em 2009 foi de 24,5%, estando muito próximo da meta de 31% estabelecida para o nosso país, sendo esta superior a meta da *European Union Members* (EU-27) que corresponde a 20% [6].



**Figura 5** Quota das energias renováveis no consumo bruto de energia nos países da UE [6]

### 2.3.2. SITUAÇÃO EM PORTUGAL

Segundo a Direcção Geral de Geologia e Energia (DGEG), no final de 2010, a energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis em Portugal Continental foi de 27,2 TWh, o que corresponde a um aumento de 15,1% em relação ao ano de 2009, como mostrado na figura 6 [7].

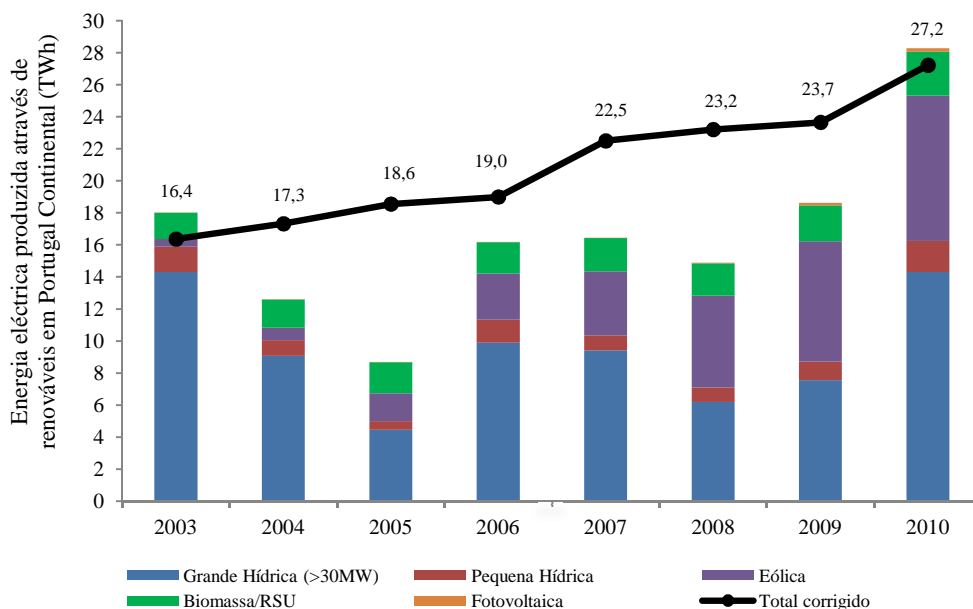


Figura 6 Energia eléctrica produzida através de renováveis em Portugal Continental [7]

Em 2010, o peso da produção das energias renováveis na produção bruta de electricidade em Portugal Continental é cerca de 50,2%, como mostrado na figura 7.

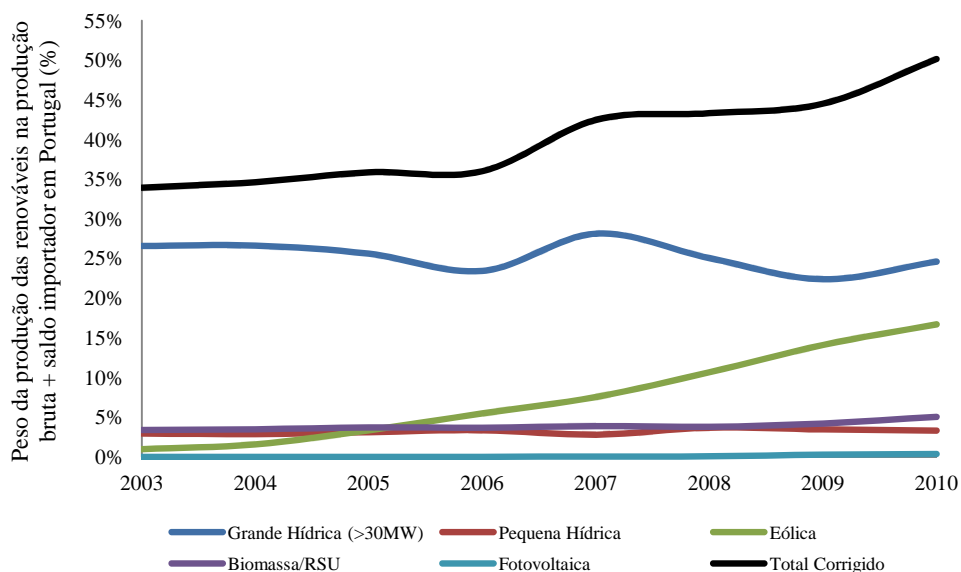
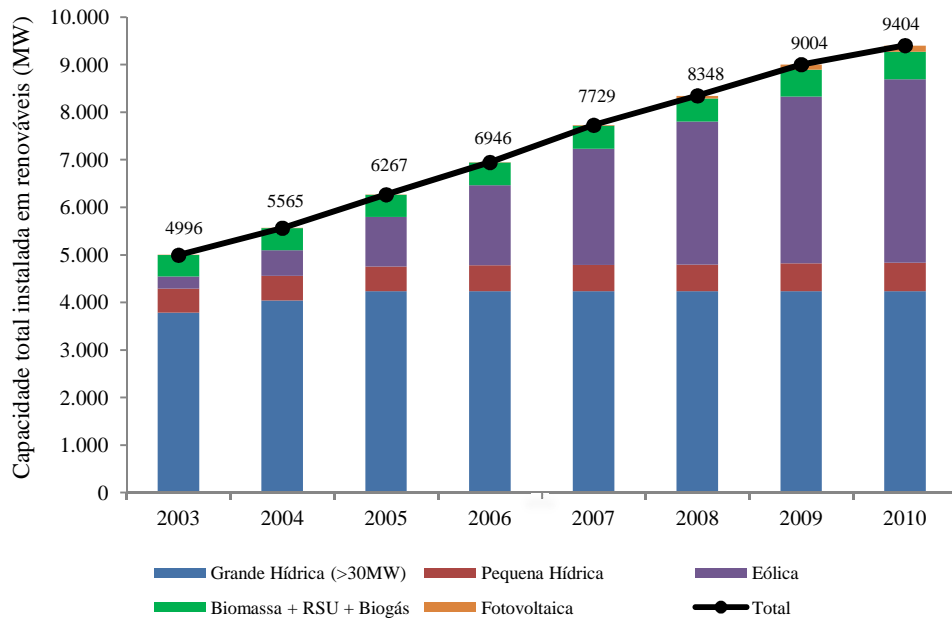


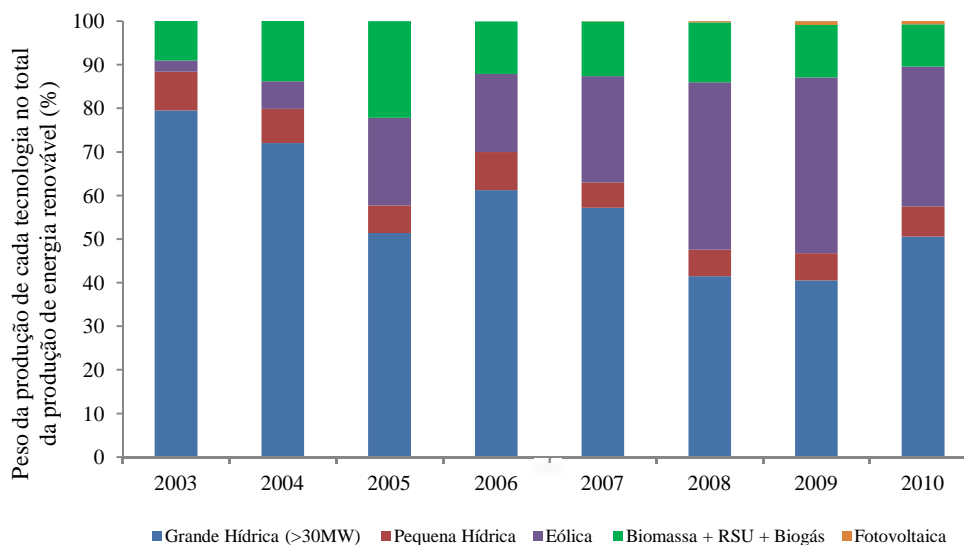
Figura 7 Peso da produção das energias renováveis na produção bruta + saldo importador em Portugal Continental [7]

Analisando os dados da figura 8, verificámos que no final de 2010, a capacidade total instalada em Portugal Continental, para a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis era de 9404 MW.



**Figura 8 Capacidade total instalada em renováveis em Portugal Continental [7]**

Podemos verificar na figura 9, que a energia hídrica representou cerca de 57,5% e a energia eólica mais de 32% da capacidade total instalada em fontes renováveis em 2010. No entanto, ambas as fontes são altamente dependentes das condições meteorológicas, o que se traduz em variações significativas da energia produzida.



**Figura 9 Peso da produção de cada tecnologia no total da produção de energia renovável em Portugal Continental [7]**

## 2.4. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DAS RENOVÁVEIS

Como é do conhecimento geral, os vários países têm vindo a tomar medidas no sentido de aumentar a implantação das energias renováveis no mercado da energia, por três razões principais, tais como, melhorar a segurança energética, incentivar o desenvolvimento económico, em particular, associado ao sector rural e agrícola, e por último, proteger o ambiente do impacto do uso de combustíveis fósseis. A segurança energética envolve o fornecimento de fontes de energia suficientes e confiáveis para satisfazer o consumo em todos os momentos a preços acessíveis, e ao mesmo tempo evitando os impactos ambientais. Tendo como base uma perspectiva a longo prazo, apenas as fontes de energia que conciliem os factores económicos com a questão da sustentabilidade serão capazes de garantir um abastecimento seguro de energia. Logo no cenário da segurança energética global, os factores acessibilidade, disponibilidade e sustentabilidade do fornecimento de energia estão interligados. A importância que os países irão atribuir a cada um destes factores irá depender de aspectos tais como, a posse de recursos naturais, a fase de desenvolvimento da economia e as prioridades ambientais locais. De acordo com a tabela 2, os combustíveis convencionais e os recursos renováveis têm características muito diferentes em termos de possibilidade de armazenamento, os requisitos de extracção, a quantidade de reservas, a susceptibilidade às condições meteorológicas e da localização da cadeia de abastecimento. Estas diferenças implicam um perfil diferente de risco associado com a disponibilidade das fontes [8].

**Tabela 2 Principais características das fontes de energia convencionais e renováveis [8]**

<b>Energia Convencional</b>	<b>Energia Renovável</b>
Pode ser armazenada indefinidamente em quantidades arbitrárias (no subsolo)	Apenas algumas tecnologias permitem o armazenamento (barragens de grandes hídricas, biomassa); as outras não podem ser armazenadas na totalidade ou apenas em pequenas quantidades
Requerem extracção	Disponível livremente
Possui reservas finitas	Constantemente reabastecida
Não é fortemente exposta aos factores meteorológicos	Sujeita às condições meteorológicas e climáticas
Peças-chave da cadeia de abastecimento localizadas (portos, oleodutos, refinarias e centrais de energia convencional)	Grande potencial para a descentralização (centrais de fio de água, parques eólicos de médio porte e pequenas centrais de bioenergia)
Exploração requer infra-estrutura grande e dedicada no local de extracção	Exploração efectuada desde o nível da microgeração (pequeno painel solar) até larga escala (grandes hídricas)
Transporte de longa distância do principal recurso	Transporte de longa distância do principal recurso impossível (com excepção da biomassa)

Nas áreas rurais mais isoladas, onde o acesso à electricidade está de uma forma geral subdesenvolvido, a execução de extensões de rede é muitas das vezes economicamente inviável. Desta forma, as energias renováveis fora da rede de distribuição, fornecem uma alternativa sustentável e de baixo custo perante as soluções alternativas que seriam normalmente implantadas nessas áreas. Importantes benefícios podem ser alcançados pela utilização de energias renováveis para fornecer o acesso a serviços energéticos modernos tendo em consideração a sua relação custo-benefício. O fortalecimento da economia nas zonas rurais também foi uma justificativa para a utilização de energias renováveis nos países desenvolvidos, porque através da introdução de políticas de apoio à produção e consumo de biocombustíveis, o sector agrícola pode diversificar as suas actividades e ter livre acesso a novos mercados que são economicamente viáveis a longo prazo. No que se refere à questão ambiental, as tecnologias renováveis permitem reduzir a quantidade de dióxido de carbono produzida, pela substituição dos combustíveis fósseis utilizados na produção de electricidade, calor e nos transportes. No entanto, algumas emissões de dióxido de carbono são resultantes de todas as tecnologias renováveis, uma vez que estas emissões estão relacionadas com a energia proveniente de fontes fósseis utilizada na produção de combustíveis, fabricação de equipamentos, eliminação de resíduos, reciclagem, etc. Contudo este ciclo de vida das emissões é significativamente inferior ao do uso de combustíveis fósseis, pelo que actualmente as tecnologias renováveis têm um papel importante a desempenhar nos esforços de mitigação de emissão de dióxido de carbono dos diferentes países, como mostrado na tabela 3 [8].

**Tabela 3 Poupança de CO<sub>2</sub> por região/país em 2008 [8]**

<b>Região/País</b>	<b>Poupança de CO<sub>2</sub> (Mton)</b>
OCDE Europa	297
OCDE América do Norte	429
OCDE Pacífico	77
Brasil	138
China	563
Índia	121
Sudoeste Asiático	51
América Latina	30
Norte de África	7
Rússia	3
África Subsariana	2
África do Sul	1
Médio Oriente	0,02
Total	1718

## **2.5. PRINCIPAIS BARREIRAS AO DESENVOLVIMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS**

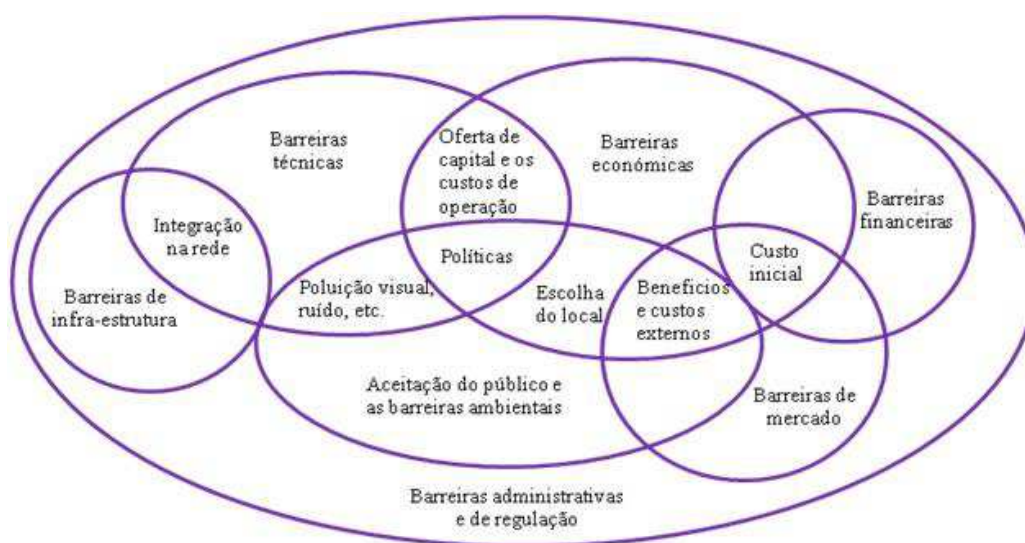
No passado recente, quando é abordado o assunto das barreiras ao desenvolvimento das energias renováveis, a análise efectuada tem sido amplamente centrada nos factores económicos, conseqüentemente, a sua redução tem sido o foco principal das medidas implementadas. Contudo, estudos recentes sugerem que a transposição das barreiras classificadas como não económicas poderá contribuir de uma forma significativa para a expansão da contribuição das energias renováveis no futuro panorama energético [8].

As barreiras à implantação das energias renováveis podem ser classificadas da seguinte forma:

- Técnico-económicos: obstáculos relacionados com os custos directos de uma determinada tecnologia em comparação com tecnologias concorrentes, tendo como suporte a internacionalização dos custos externos e as condições estruturais ideais.
- Não económicos: obstáculos relacionados com factores que impedem a implantação por completo da tecnologia, originam custos mais elevados do que o necessário ou distorcem os preços. Estes obstáculos podem ser diferenciados como:
  - Barreiras criadas por políticas e regulamentação de incerteza: relacionadas com o desenvolvimento de más políticas, ou a insuficiente transparência das políticas e legislação.
  - Barreiras institucionais e administrativas: incluem a falta de forte dedicação das instituições, a falta de responsabilidades claras, e os processos de licenciamento complicados, lentos e não transparentes.
  - Barreiras de mercado: estruturas de preços inconsistentes, informações assimétricas, o poder de mercado, subsídios para combustíveis fósseis, e o fracasso dos métodos de análise de custos não incluir os custos sociais e ambientais.
  - Barreiras financeiras: associadas com a ausência de oportunidades de financiamento adequado para as energias renováveis.

- Barreiras de infra-estrutura: relacionadas principalmente com a flexibilidade do sistema energético, por exemplo, a possibilidade da rede eléctrica integrar/absorver a energia renovável.
- Falta de conhecimento e pessoal qualificado: relativa ao conhecimento insuficiente sobre a disponibilidade e desempenho das energias renováveis, bem como um número insuficiente de trabalhadores qualificados.
- Aceitação pública e barreiras ambientais: associada à experiência com o planeamento de regulamentos e a aceitação pública da energia renovável.

É de salientar que outras categorizações são possíveis, e que os diferentes tipos de barreiras estão intimamente relacionados, conforme mostrado na figura 10. A importância das barreiras é diferente para cada tipo de tecnologia e mercado, e as prioridades vão mudando à medida que uma tecnologia amadurece ao longo do seu processo de comercialização [8].

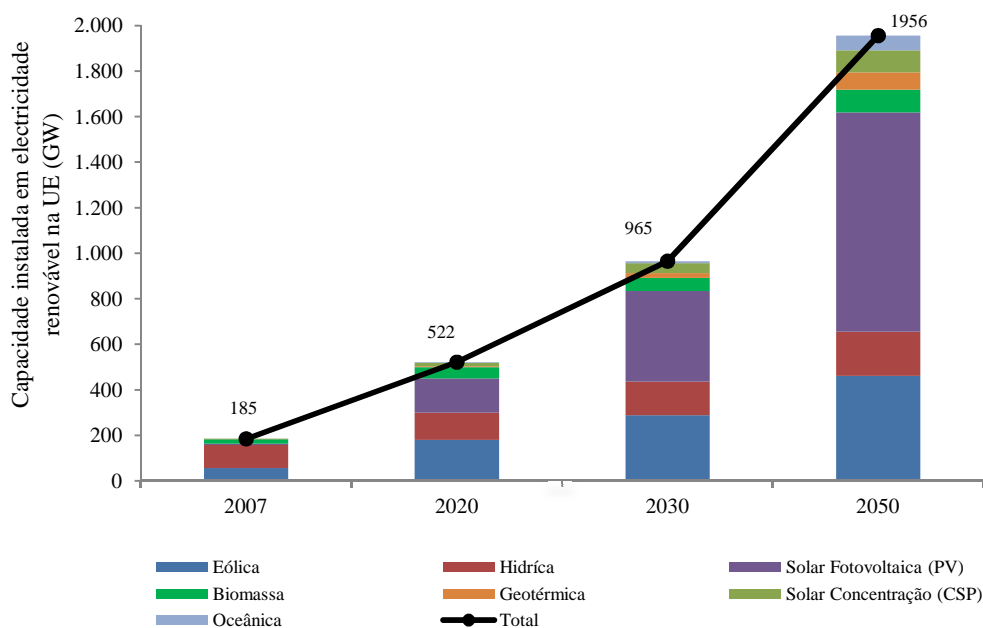


**Figura 10** Barreiras ao desenvolvimento das energias renováveis [8]

## 2.6. PERSPECTIVAS FUTURAS

Tendo como base o estudo, realizado pela *European Renewable Energy Council* (EREC) [9], podemos analisar as perspectivas da indústria das *Renewable Energy Sources* (RES), sobre a forma como as diferentes tecnologias poderão contribuir para um fornecimento de energia 100% renovável até 2050. Se observarmos as características do passado, em particular o sector de energia da UE, podemos encontrar um sistema de abastecimento de

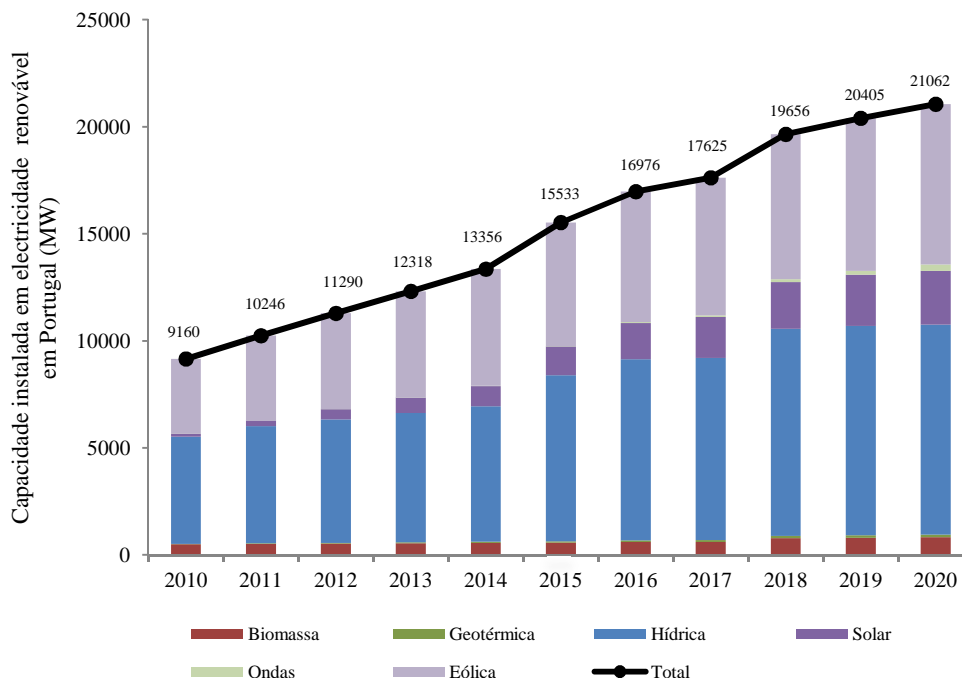
electricidade nacionalizado e centralizado, dotado de tecnologias envelhecidas e mercados de energia subdesenvolvidos. No entanto, a UE com o objectivo de atingir as metas do Plano Energia-Clima 2020 tem como ambição criar um único mercado eléctrico europeu, com base em energia renovável, bem como uma Rede Inteligente (*Smart Grid*), a fim de facilitar de forma inteligente e eficiente, a interligação de sistemas centralizados e instalações descentralizadas de energia renovável. Em especial no período compreendido entre 2010 e 2020, a Europa terá de investir em novas capacidades de produção de energia para substituir as instalações envelhecidas de forma a cumprir a futura procura. Como podemos ver na figura 11, cerca de 330 GW de nova capacidade energética precisa ser construída até 2020, o que representa 42% da capacidade actual da UE. Isto representa um crescimento médio anual da taxa de capacidade de energia renovável de 14% entre 2007 e 2020.



**Figura 11 Capacidade instalada em electricidade renovável na UE [9]**

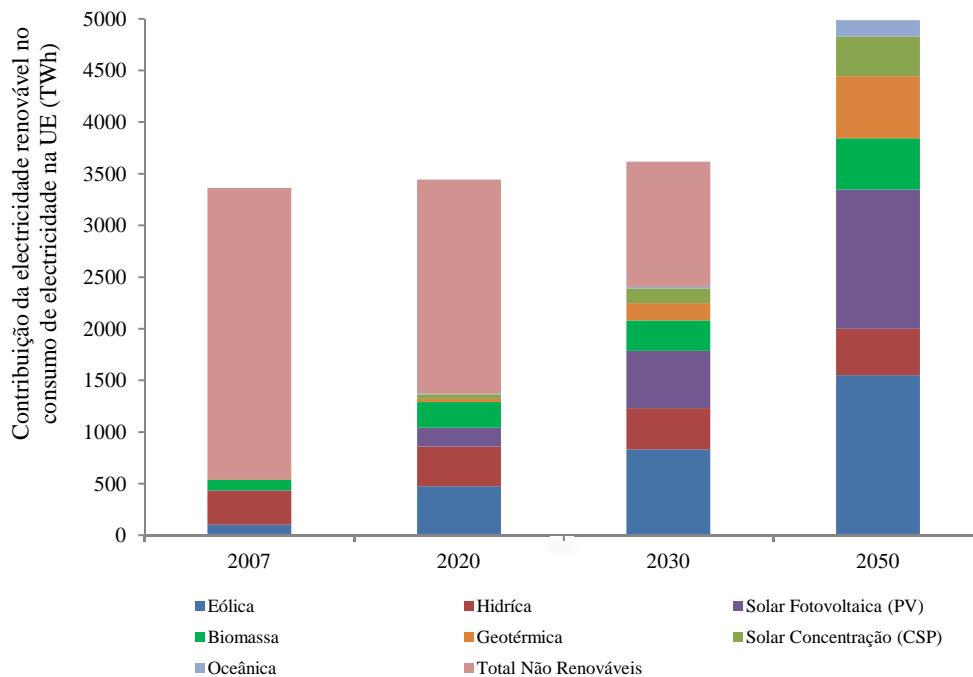
No caso de Portugal, tendo como base as previsões efectuadas pela Associação Portuguesa das Energias Renováveis (APREN) [10], podemos analisar na figura seguinte, a evolução da capacidade instalada entre 2010 e 2020. De acordo com a figura 12, podemos verificar que a capacidade total instalada em tecnologias renováveis sofrerá um aumento de 130%, passando dos 9160 MW em 2010, para cerca de 21062 MW em 2020. As tecnologias que mais se desenvolveram nos últimos anos, tais como a eólica e a hídrica, terão durante esta

década um crescimento mais moderado de 114% e 96%, respectivamente, ao contrário da energia das ondas, solar e geotérmica, sofrerão um aumento colossal, na ordem dos 74900%, 1686% e 650%, respectivamente.



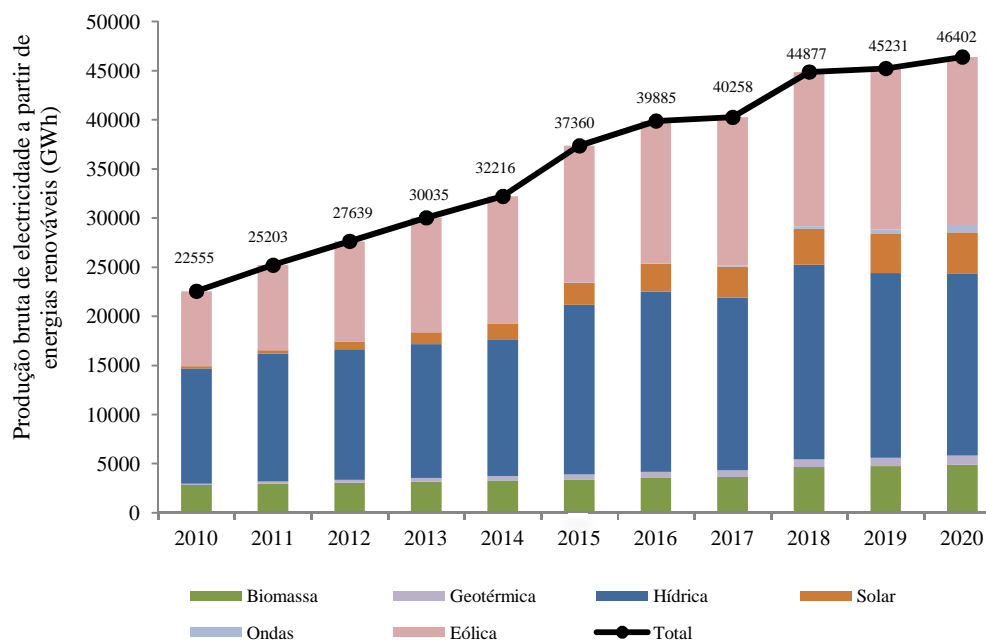
**Figura 12** Capacidade instalada em electricidade renovável em Portugal [9]

Como mencionado anteriormente, a Directiva para as Energias Renováveis fixa uma meta global de uma quota de pelo menos 20% de energias renováveis até 2020. De acordo com a figura 13, em 2020, todas as tecnologias RES contribuirão para cerca de 39% do consumo total de electricidade. A contribuição das RES para a procura de energia aumentará ainda mais em 2030, onde a quota de electricidade renovável será responsável por 65-67%. Em 2050 a electricidade renovável irá atingir os 100% do consumo de energia da UE. A figura 13, mostra que em 2020 a maior contribuição para RES virão das centrais hídricas, eólicas e biomassa. Até 2030, esse quadro muda um pouco e a eólica vai ser seguida de perto pela solar fotovoltaica (556 TWh) e centrais hídricas (398 TWh). A energia eólica e fotovoltaica continuarão a ser os maiores contribuidores até 2050, mas a electricidade geotérmica vai ter o maior aumento em termos absolutos entre 2030 e 2050 (+72%). Enquanto o aumento da energia solar de concentração (CSP) e oceânica entre 2020 e 2030 permanecerá moderado, estas tecnologias terão um aumento significativo para 2050 representando cerca de 8% e 3,2%, respectivamente, do consumo total de electricidade da UE [9].



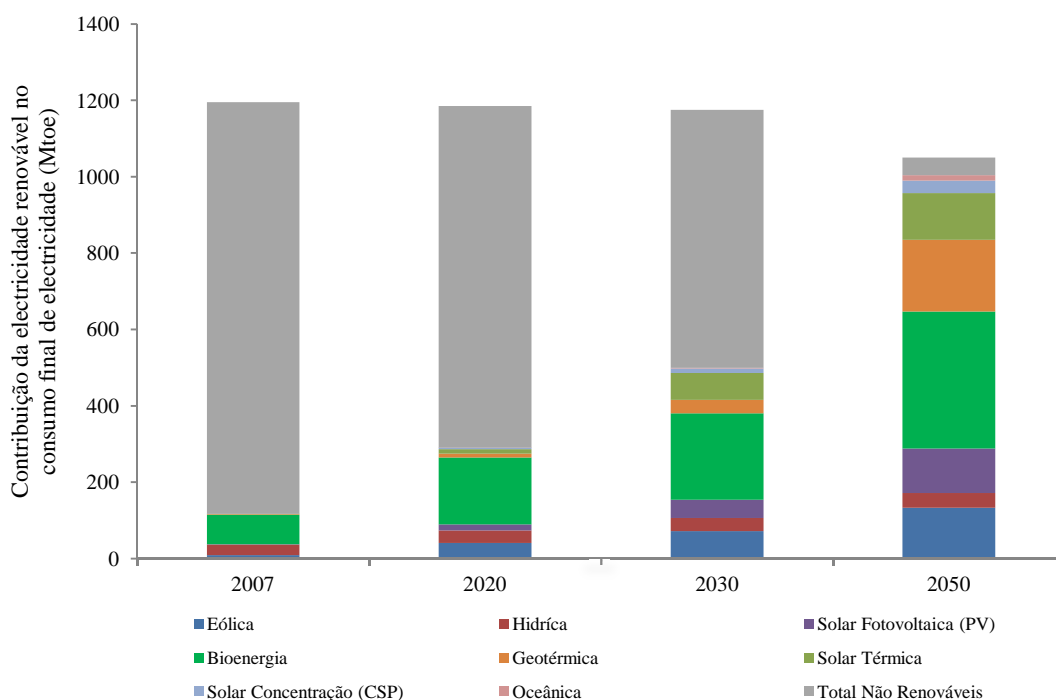
**Figura 13 Contribuição da electricidade renovável no consumo de electricidade na UE [9]**

No que se refere a Portugal, podemos analisar na figura 14, a evolução da produção bruta de electricidade a partir de energias renováveis entre 2010 e 2020, onde as diferentes tecnologias sofrerão aumentos, tais como, eólica (124%), hídrica (58%), biomassa (72%), solar (1741%), ondas (750%) e geotérmica (649%) [10].



**Figura 14 Produção bruta de electricidade a partir de energias renováveis [10]**

Como indicado na figura 15, a UE prevê um aumento de cerca de 1.000 Mtep de energia a partir de fonte renovável até 2050, um aumento de mais de 88% a ocorrer nos próximos 40 anos. A quota de electricidade renovável no consumo total de energia final, representará cerca de 24,5-25,5% em 2020, 42,4-44,4% em 2030, e finalmente 96-137% em 2050. O maior aumento para 2050, tanto em termos de produção de energia como contribuição para o consumo de energia final, são projectados em particular para a solar fotovoltaica, solar térmica, solar de concentração, geotérmica e bioenergia [9].



**Figura 15 Contribuição da electricidade renovável no consumo final de electricidade na UE [9]**



# 3. ENERGIA SOLAR

Este capítulo tem como finalidade descrever as relações geométricas fundamentais que descrevem a posição do Sol relativamente à Terra, necessárias na quantificação da energia solar que atinge a superfície terrestre. Também é efectuada uma análise da distribuição espectral da radiação solar, uma descrição pormenorizada das componentes da radiação solar e a sua interacção com o nosso planeta. Para finalizar, é realizada uma análise ao potencial da energia solar no panorama mundial e nacional.

## 3.1. INTRODUÇÃO

O planeta Terra realiza uma rotação em torno do seu eixo a cada 24 horas e completa uma rotação em torno do Sol em aproximadamente 365,25 dias, facto que é responsável pelos anos bissextos. Como a órbita da Terra em torno do Sol não é circular, mas sim elíptica, origina que a distância da Terra ao Sol varie ao longo do ano. Esta variação na distância provoca uma variação na radiação solar recebida na Terra. Como podemos observar na figura 16, a Terra está mais próxima do Sol durante o solstício de Inverno, tendo a distância o seu valor mínimo ( $1,473 \times 10^{11}$  m) no dia 3 de Janeiro (*Perihelion*), e mais afastada do Sol durante o solstício de Verão, tomando o seu valor máximo ( $1,521 \times 10^{11}$  m) no dia 4 de Julho (*Aphelion*), quando localizado no Hemisfério Norte. Durante o periélio, a Terra encontra-se cerca de 3,3% mais perto, e a intensidade solar é proporcional ao inverso

do quadrado da distância, tornando assim o valor da intensidade solar em 21 de Dezembro cerca de 7% superior ao atingido em 21 de Junho. A distância média entre o Sol e a Terra, tem o valor de  $1,496 \times 10^{11}$  m, o que equivale a 1 unidade astronómica (UA). O eixo de rotação da terra está inclinado num ângulo de  $23,45^\circ$  em relação ao seu plano orbital, sendo esta inclinação a causa para as estações ao longo do ano [11].

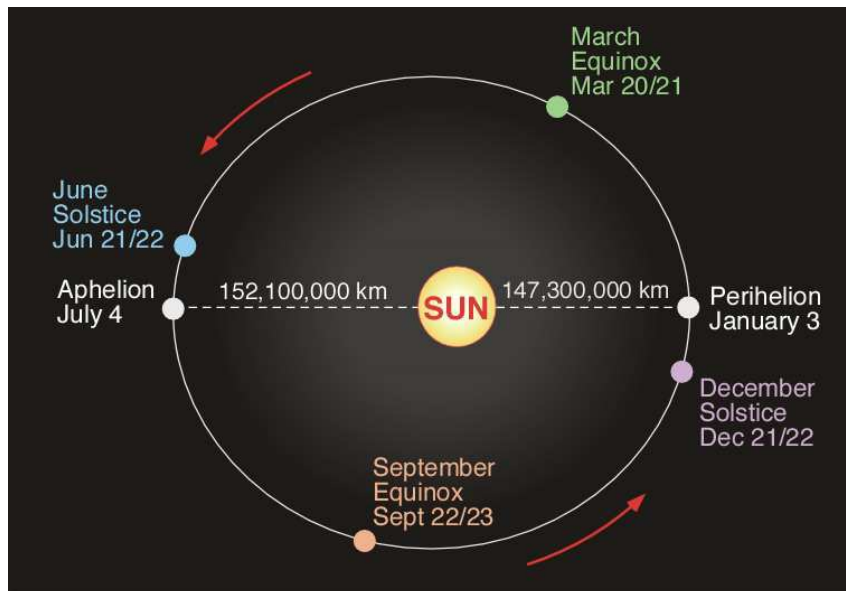


Figura 16 Movimento da Terra em torno do Sol [11]

## 3.2. GEOMETRIA SOLAR

Na quantificação da energia recebida do Sol, o ângulo de incidência dos raios solares num dado instante é de grande importância. Para isso, torna-se necessário o conhecimento das relações geométricas fundamentais que descrevem a posição do Sol, quando observado a partir da Terra [12] [14].

### 3.2.1. LATITUDE E LONGITUDE

A localização de um determinado ponto P na superfície terrestre, é determinada pela sua latitude ( $\Phi$ ) e longitude ( $\lambda$ ), como mostra a figura 17. A latitude (mostrada como uma linha horizontal) é a distância angular, em graus, minutos e segundos de um ponto a Norte ou a Sul do Equador. A latitude é definida como positiva para pontos situados a Norte do Equador e negativa para pontos situados a Sul do Equador, sendo muitas das vezes as linhas de latitude denominadas como paralelos. A longitude (mostrada como uma linha

vertical) é a distância angular, em graus, minutos e segundos, de um ponto a Este ou Oeste do Meridiano de Greenwich. As linhas de longitude são muitas vezes referidas como meridianos.

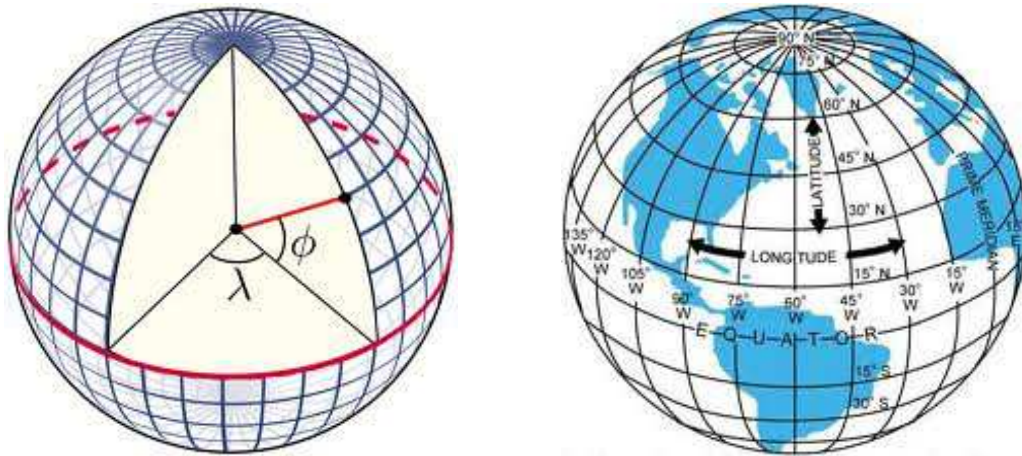


Figura 17 Latitude e longitude [13]

### 3.2.2. ÂNGULO DE DECLINAÇÃO

O parâmetro chave na geometria solar é o ângulo de declinação ( $\delta$ ), que define-se como sendo o ângulo entre o plano equatorial e a linha que une o centro da Terra e o centro do Sol, como mostrado na figura 18.

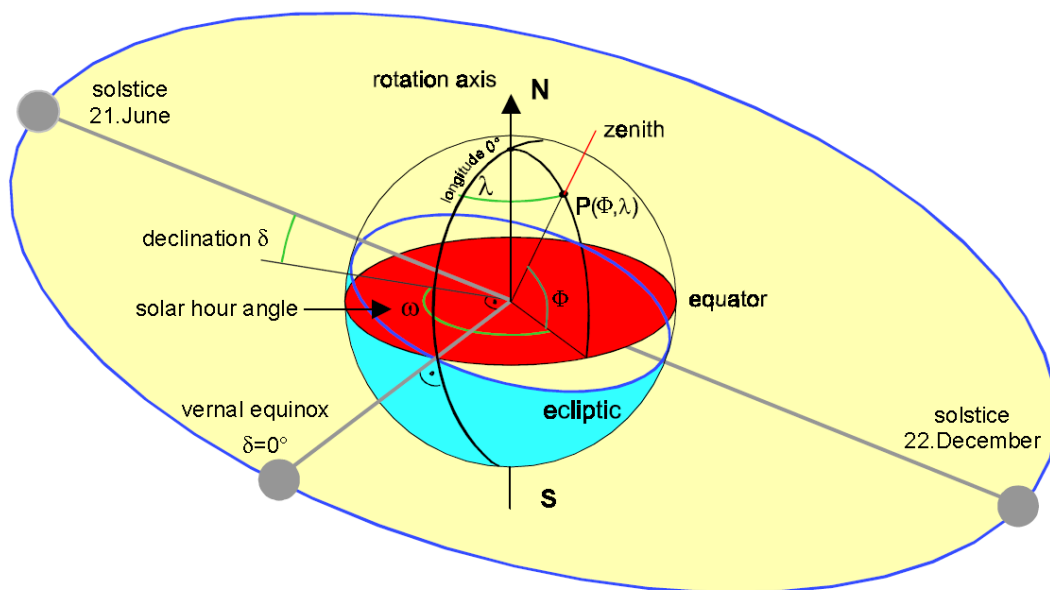
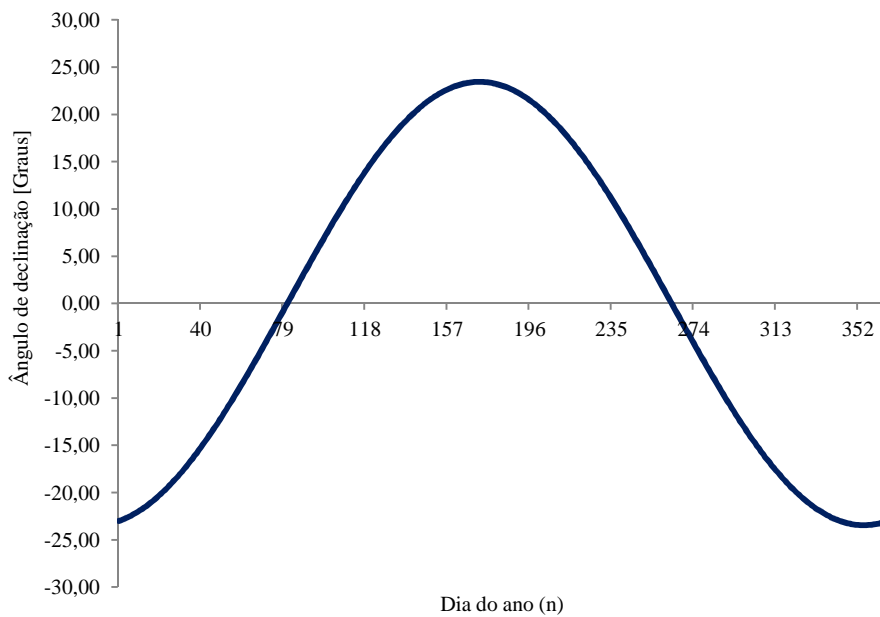


Figura 18 Geometria da Terra-Sol na visão de um observador na posição P na Terra [14]

O ângulo de declinação máximo de  $23,45^\circ$  no Hemisfério Norte ocorre no solstício de Verão, em 21 de Junho, enquanto o ângulo de declinação mínimo de  $-23,45^\circ$  ocorre no solstício de Inverno, em 22 de Dezembro. A sua variação em função do dia do ano, contado a partir de 1 de Janeiro (n), pode ser dada pela equação 1 ou pela figura 19:

$$\delta = 23,45 \times \text{sen}\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (1)$$

na qual o n corresponde ao dia do ano contado a partir de 1 de Janeiro



**Figura 19** Ângulo de declinação em função do dia do ano

### 3.2.3. ÂNGULO HORÁRIO SOLAR

O ângulo horário ( $\omega$ ) corresponde ao ângulo formado pelo plano meridiano que passa pelo Sol e o plano meridiano do local (figura 18). Como uma rotação da Terra (24 horas) corresponde a  $360^\circ$  de ângulo horário e a cada diferença de  $15^\circ$  ( $360/24$ ) corresponde 1 hora em tempo solar, logo a relação entre o ângulo horário e o tempo solar é dada pela equação:

$$\omega = 15 \times (LAT - 12) \quad (2)$$

na qual o LAT representa o tempo solar verdadeiro, que será abordado no ponto 3.2.10 deste capítulo. Para o ângulo horário solar adotou-se a seguinte convenção:  $\omega = 0$  às 12 horas;  $\omega > 0$  para o período da tarde e  $\omega < 0$  para o período da manhã. A variação do ângulo horário solar com a hora solar está resumida na tabela 4.

**Tabela 4** Ângulo horário solar

Hora Solar	$\omega$ (graus)
6 horas antes do meio-dia	-90
5 horas antes do meio-dia	-75
4 horas antes do meio-dia	-60
3 horas antes do meio-dia	-45
2 horas antes do meio-dia	-30
1 horas antes do meio-dia	-15
meio-dia	0
1 após o meio-dia	15
2 após o meio-dia	30
3 após o meio-dia	45
4 após o meio-dia	60
5 após o meio-dia	75
6 após o meio-dia	90

### 3.2.4. ÂNGULO DE ALTITUDE SOLAR

O ângulo de altitude solar ( $\alpha_s$ ) representa o ângulo formado pela linha que une um local na superfície terrestre e o centro do Sol e o plano horizontal do local, como mostrado na figura 20. Este ângulo é calculado utilizando a seguinte equação:

$$\alpha_s = \text{sen}^{-1}(\text{sen } \Phi \times \text{sen } \delta + \cos \Phi \times \cos \delta \times \cos \omega) \quad (3)$$

onde:

- $\Phi$  é a latitude em graus,
- $\delta$  é o ângulo de declinação solar em graus,
- $\omega$  é o ângulo horário solar em graus.

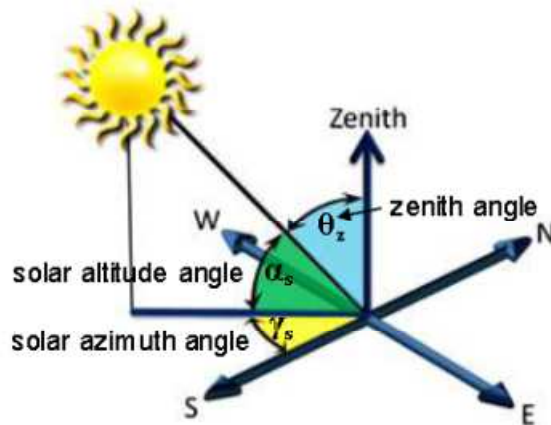


Figura 20 Ângulo de azimute solar, ângulo de altitude solar e ângulo de zênite solar [15]

### 3.2.5. ÂNGULO DE AZIMUTE SOLAR

O ângulo de azimute solar ( $\gamma_s$ ) caracteriza o ângulo formado pelo plano vertical que contém a direção do Sol e o plano vertical que contém o eixo N-S (figura 20). Este ângulo é medido a partir do Sul quando estamos situados no Hemisfério Norte e a partir do Norte quando estamos situados no Hemisfério Sul. Este ângulo que muitas vezes é referido como o ângulo de elevação solar, é calculado através da seguinte expressão:

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1}\left(-\frac{\cos \delta \times \text{sen } \omega}{\cos \alpha_s}\right) \quad (4)$$

onde:

$\delta$  é o ângulo de declinação solar em graus,

$\omega$  é o ângulo horário solar em graus,

$\alpha_s$  é o ângulo de altitude solar em graus.

### 3.2.6. ÂNGULO DE ZÊNITE SOLAR

O ângulo de zênite solar ( $\theta_z$ ) descreve o ângulo formado pela linha que une um local na superfície terrestre e o centro do Sol e o plano vertical do local (figura 20). Este ângulo é calculado utilizando a seguinte equação:

$$\theta_z = \cos^{-1}(\text{sen } \alpha_s) = \cos^{-1}(\text{sen } \Phi \times \text{sen } \delta + \cos \Phi \times \cos \delta \times \cos \omega) \quad (5)$$

onde:

- $\Phi$  é a latitude em graus,
- $\delta$  é o ângulo de declinação solar em graus,
- $\alpha_s$  é o ângulo de altitude solar em graus,
- $\omega$  é o ângulo horário solar em graus.

### 3.2.7. ÂNGULO DE AZIMUTE DA SUPERFÍCIE

O ângulo de azimute superficial ( $\gamma$ ) corresponde ao ângulo formado pelo eixo N-S e a projecção no plano horizontal, da normal à superfície, como mostrado na figura 21.

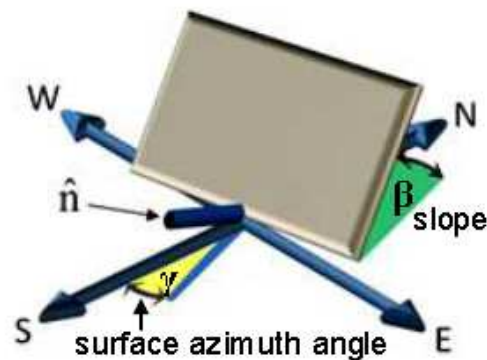


Figura 21 Ângulo de azimute e de inclinação da superfície [15]

### 3.2.8. ÂNGULO DE INCIDÊNCIA

O ângulo de incidência ( $\theta$ ) expressa o ângulo formado pela linha que une um local na superfície terrestre e o centro do Sol e a normal à superfície (figura 22). Este ângulo é calculado utilizando a seguinte expressão:

$$\theta = \cos^{-1}[\cos \theta_z \times \cos \beta + \text{sen } \theta_z \times \text{sen } \beta \times \cos (\gamma_s - \gamma)] \quad (6)$$

onde:

- $\theta_z$  é o ângulo de zénite solar em graus,
- $\beta$  é o ângulo de inclinação da superfície em graus,
- $\gamma_s$  é o ângulo de azimute solar em graus,
- $\gamma$  é o ângulo de azimute da superfície em graus.

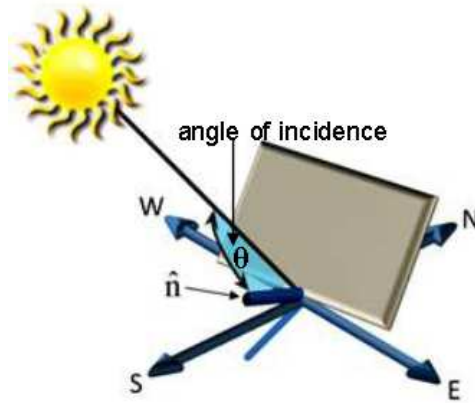


Figura 22 Ângulo de incidência [15]

### 3.2.9. TEMPO DE DURAÇÃO DO DIA

Assumimos que a duração do dia ( $D$ ) é igual ao tempo decorrido entre o nascer e o pôr-do-Sol geométrico. Os tempos do nascer e pôr-do-Sol estão dependentes do dia do ano, sendo o dia mais longo o correspondente ao solstício de Verão. O ângulo horário também corresponde ao tempo do meio-dia solar com o ângulo horário mudando a uma taxa de  $15^\circ$  por hora. Assim a duração do dia pode ser estimada através da utilização da equação:

$$D = \frac{2}{15} \times \omega_0 \quad (7)$$

em que  $\omega_0$  representa o ângulo horário ao nascer ou pôr-do-Sol, dado pela equação 8.

$$\omega_0 = \cos^{-1} (-tg \Phi \times tg \delta) \quad (8)$$

onde:

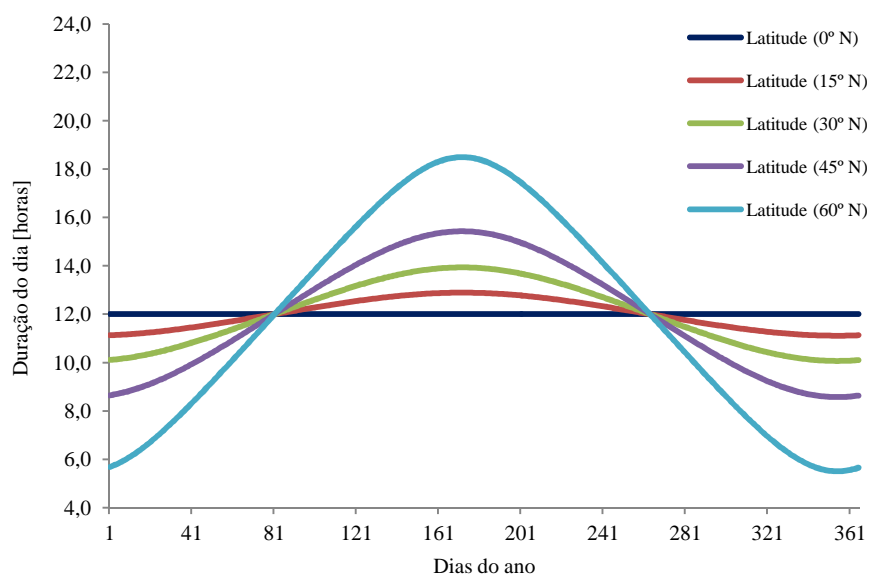
$\Phi$  é a latitude do local em graus,

$\delta$  é o ângulo de declinação solar em graus,

através da substituição da equação 8 na equação 7, temos que o tempo de duração do dia é dado por:

$$D = \frac{2}{15} \times \arccos(-tg \Phi \times tg \delta) \quad (9)$$

Com base na figura 23, podemos observar a variação da duração do dia no Hemisfério Norte, para diferentes latitudes. Numa primeira análise, verifica-se que para uma latitude de 0°, a duração do dia (12 horas) é igual à duração da noite ao longo de todo o ano. Nas restantes latitudes, a duração do dia é superior à da noite, durante o período de tempo que decorre entre o Equinócio da Primavera (21 de Março) e o Equinócio do Outono (21 de Setembro).



**Figura 23** Duração do dia em função do dia do ano

### 3.2.10. SISTEMAS DE TEMPO

Os movimentos do Sol, observados a partir da Terra são estabelecidos em função do tempo do dia. O tempo médio local (LMT) definido por conveniência para cobrir grandes áreas geográficas. O nascer e pôr-do-Sol em tempo médio local depende tanto da latitude, que determina a duração do dia, como da longitude, que influencia a hora precisa do nascer e pôr-do-Sol. À medida que nos movemos para Este num determinado fuso horário, para uma qualquer latitude escolhida, o nascer e pôr-do-Sol acontece mais cedo. Esse deslocamento é um avanço de 4 minutos por cada grau de longitude no sentido Este. Um sistema de tempo alternativo amplamente utilizado em estudos de energia solar é o tempo solar, ou também denominado de tempo local aparente (LAT). O meio-dia em tempo solar é definido como o instante em que o Sol cruza a linha do meridiano Norte-Sul, sendo este o momento em que o Sol tem a sua maior elevação. O nascer e pôr-do-Sol são simétricos ao meio-dia em tempo solar, logo os horários do nascer e pôr-do-Sol em tempo solar são

independentes da longitude. A longitude de referência para o período de tempo universal (UT) é Greenwich, onde a longitude é zero. Devido a pequenos movimentos da Terra sobre seu eixo polar Norte-Sul, existem pequenas diferenças entre o tempo médio local e o tempo solar em Greenwich. Estas diferenças são descritas pela equação do tempo (ET), sendo calculada através da seguinte equação.

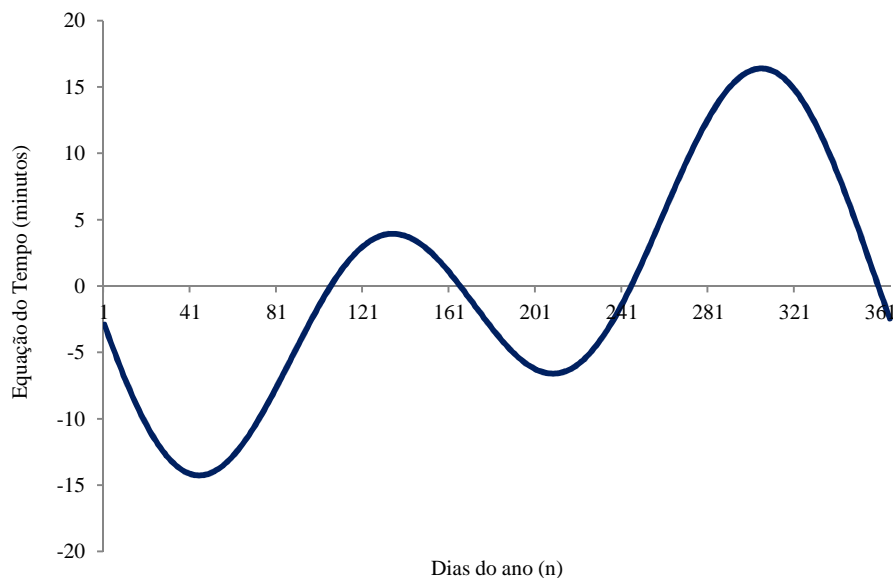
$$ET = 229,2 \times [0,000075 + 0,001868 \times \cos(B) - 0,032077 \times \sin(B) - 0,014615 \times \cos(2B) - 0,04089 \times \sin(2B)] \quad (10)$$

onde:

$$B = 360^\circ \times \left( \frac{n-1}{365} \right) \quad (11)$$

em que o  $n$  corresponde ao dia do ano contado a partir de 1 de Janeiro.

Para melhor visualizarmos a equação do tempo, apresentámos a figura 24, que mostra os valores da equação do tempo em minutos em função do dia do ano.



**Figura 24** Equação do tempo em função do dia do ano

Se tomarmos por exemplo, um local inserido na zona de tempo coberta pelo *Greenwich Mean Time* (GMT), cada grau de longitude no sentido Oeste vai representar um deslocamento de -1/15 hora (-4 minutos). O tempo civil baseia-se em zonas de tempo definidas. A longitude de referência pode ser atribuída a qualquer deslocamento de tempo

definido, como por exemplo, a hora da Europa Central tem 1 hora a mais em relação ao GMT.

A relação entre o tempo civil (LMT) e o tempo solar (LAT) é dada por:

$$LAT = LMT + ET + \frac{(\lambda - \lambda_{ref})}{15} - C \quad (12)$$

onde:

- $ET$  é a equação do tempo em horas decimais,
- $\lambda$  é a longitude do local em graus (Este positivo),
- $\lambda_{ref}$  é a longitude do fuso horário escolhido em graus (Este positivo),
- $C$  é a correção para o horário de Verão (normalmente 1 hora).

Cada avanço de uma hora em GMT representa uma mudança de 15 graus na longitude de referência, enquanto no sentido contrário, cada recuo de uma hora em GMT representa uma mudança de -15 graus em longitude de referência.

### 3.3. RADIAÇÃO SOLAR

O conhecimento da intensidade da radiação solar que atinge a superfície terrestre é de enorme importância na obtenção de dados mais rigorosos, quando pretendemos implementar uma instalação com tecnologia solar. Com base nos factores relativos à geometria solar, abordados no subcapítulo 3.2, iremos apresentar as expressões matemáticas que permitem estimar a radiação solar que atinge a superfície terrestre.

#### 3.3.1. RADIAÇÃO SOLAR EXTRATERRESTRE

A radiação solar extraterrestre ( $S$ ) é a radiação solar que é interceptada por uma superfície plana, perpendicular à direcção dos raios solares e situada fora da atmosfera da Terra. Esta radiação solar extraterrestre quando a Terra se encontra a uma distância média do Sol ( $d_0$ ), é chamada de constante solar ( $S_0$ ), valor determinado pela *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) em 1971, assumindo o valor de  $1353 \text{ W/m}^2$ , com um erro aproximado de  $\pm 1,5\%$ . Devido à excentricidade da órbita da Terra em relação ao Sol, a distância entre eles varia aproximadamente  $\pm 1,7\%$ . Assim, a radiação extraterrestre solar ( $S$ ), varia de acordo com a lei do inverso quadrado, como mostrado na equação.

$$S = S_0 \times \left( \frac{d_0}{d} \right)^2 \quad (13)$$

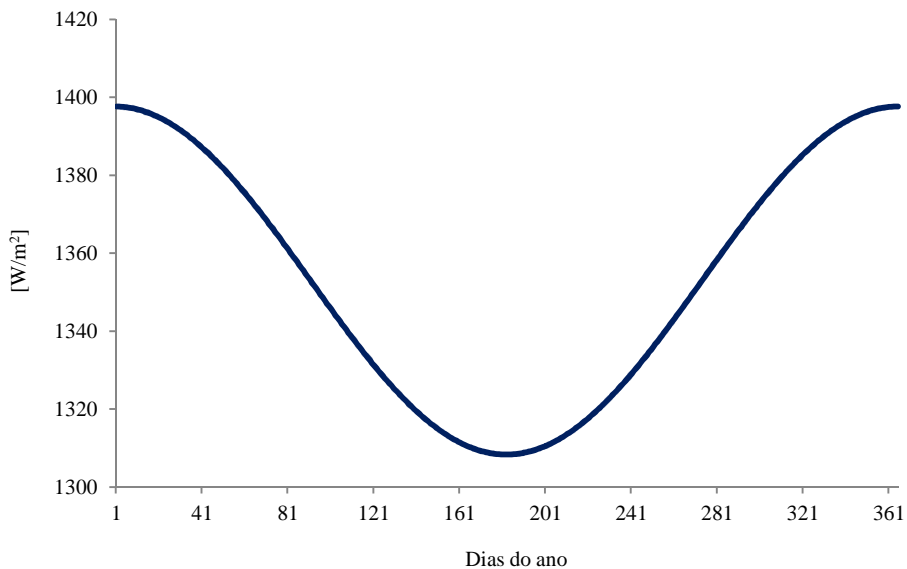
onde o factor  $\left( \frac{d_0}{d} \right)^2$  pode ser descrito pela seguinte expressão aproximada:

$$\left( \frac{d_0}{d} \right)^2 = 1 + 0,033 \times \cos\left( \frac{360 \times n}{365} \right) \quad (14)$$

em que  $n$  é o número de dias do ano ( $n=1$  em 1 de Janeiro) e  $d_0$  é a distância média da Terra ao Sol, chamada 1 unidade astronómica ( $1 \text{ UA} = 1,496 \times 10^8 \text{ km}$ ).

Logo substituindo a equação 14 na equação 13, temos:

$$S = S_0 \times \left( 1 + 0,033 \times \cos\left( \frac{360 \times n}{365} \right) \right) \quad (15)$$



**Figura 25** Variação da radiação solar extraterrestre em superfície normal para os dias do ano

### 3.3.2. DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO EXTRATERRESTRE

A superfície do Sol emite energia numa ampla faixa de comprimentos de onda ou frequências, mas particularmente, entre os 200 e 3000 nm. Na figura 26 podemos visualizar o espectro completo da radiação solar que alcança a superfície terrestre, onde o valor máximo de emissão é atingido para um comprimento de onda de 500 nm. O espectro inclui a luz ultravioleta, a luz visível e a radiação infravermelha. A luz visível e

infravermelha representam cerca de 93% da radiação solar que atinge a atmosfera da Terra. Os restantes 7% da radiação solar são luz ultravioleta, com comprimento de onda de 100 a 400 nm. A figura 26 mostra o gráfico da curva de irradiância espectral padrão do *World Radiation Center*, para a distância média da Terra ao Sol, fora da atmosfera terrestre. A distribuição aproximada corresponde a um corpo negro com uma temperatura de 5800K, porque por definição um corpo negro absorve toda a radiação, independentemente do comprimento de onda [16].

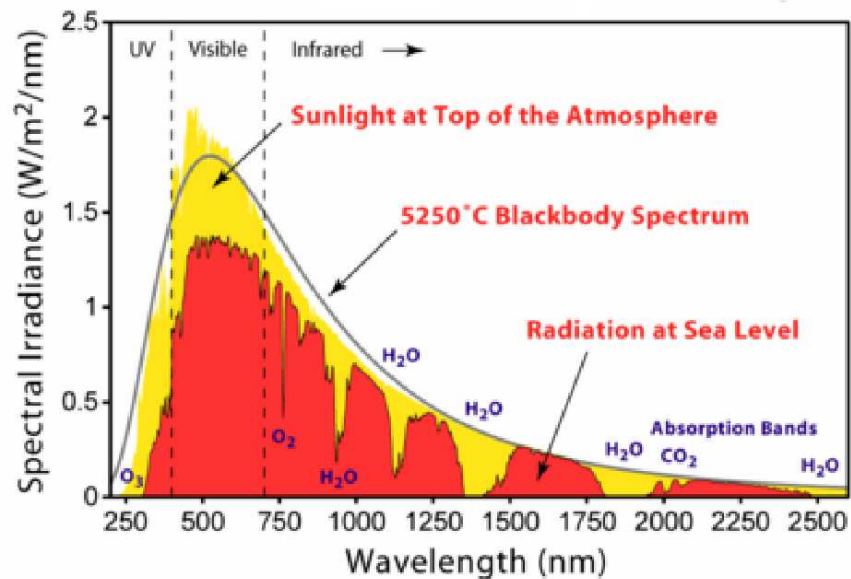


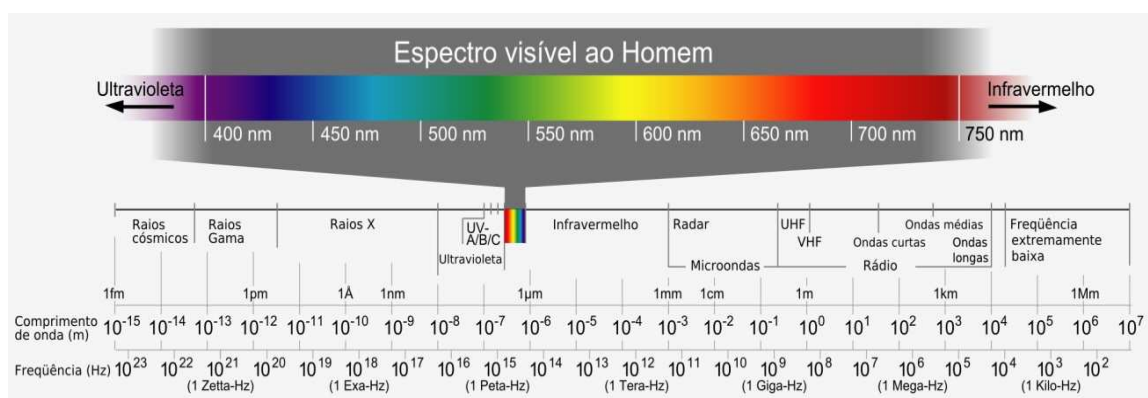
Figura 26 Curva espectral da radiação solar na superfície terrestre [16]

A energia radiante proveniente do Sol ao atravessar a atmosfera terrestre vai sofrer perdas, através de processos de refração, reflexão, absorção e difusão, que dão origem a desvios na direcção dos raios solares e consequente redução da intensidade de radiação que atinge a superfície terrestre.

A reflexão é um processo onde a radiação solar é redireccionada em 180° depois que atinge uma partícula atmosférica. Esse redireccionamento causa uma perda de 100% da radiação incidente. A maior parte da reflexão ocorre em nuvens quando a luz é interceptada por partículas de água em estado líquido e sólido.

O processo de difusão ocorre quando as pequenas partículas e as moléculas de gás difundem parte da radiação solar incidente em sentidos aleatórios, sem qualquer alteração do comprimento de onda da energia electromagnética. Logo uma parte significativa da radiação solar é redireccionada novamente para o espaço. A difusão depende do comprimento de onda da radiação incidente e do tamanho das partículas. Por último,

podemos definir a absorção como o processo em que a radiação solar é retida por uma partícula e convertida em energia térmica, fazendo com que a partícula emita a sua própria radiação. Esta emissão de radiação é efectuada em todas as direcções de modo que uma percentagem considerável desta energia é perdida para o espaço. No que se refere ao processo de absorção, os constituintes mais importantes da atmosfera são o ozono, o dióxido de carbono e o vapor de água, cujas bandas de absorção podemos identificar as na figura 26. O efeito de absorção resulta em especial da presença do ozono na zona dos ultravioletas e do vapor de água na zona dos infravermelhos. Podemos verificar que existe uma absorção quase completa da radiação ultravioleta por parte do ozono para comprimentos de onda inferior a  $0,29 \mu\text{m}$ , e existe uma outra zona de absorção em redor do comprimento de onda de  $0,6 \mu\text{m}$ . O vapor de água absorve fortemente nas zonas dos infravermelhos, quando estamos na presença de comprimentos de onda superiores a  $2,3 \mu\text{m}$ . No que se refere ao processo de difusão e reflexão, além dos constituintes já referidos, temos que ter em conta as partículas sólidas e líquidas que estão em suspensão na atmosfera, tais como poeiras, fumos e outras visíveis e invisíveis, que podem ser muito variáveis no tempo e no espaço. Consequentemente, o efeito destes processos depende sobretudo da densidade das partículas existentes na atmosfera inferior e tem influência significativa na redução da intensidade da radiação solar na atmosfera. A difusão é mais efectiva para pequenos comprimentos de onda, que variam entre os  $0,4 \mu\text{m}$  (azul) e os  $0,8 \mu\text{m}$  (vermelho), sendo essa a razão da cor azul do céu durante o dia, tomando a cor alaranjada no pôr-do-Sol, porque a luz solar tem de atravessar uma grande espessura de atmosfera inferior e a maior parte da luz azul difundida é dispersa, pelo que o observador só recebe radiações com maiores comprimentos de onda (figura 27) [16].



**Figura 27** Espectro da radiação electromagnética [17]

### 3.3.3. INTERACÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR COM A SUPERFÍCIE TERRESTRE

Como já foi referido anteriormente, da energia total que incide na atmosfera terrestre, apenas uma parte chega à superfície terrestre. Embora a radiação electromagnética, como a radiação solar, não necessitar de um meio físico para se propagar, a mesma irá sofrer uma interacção com a matéria, podendo ser influenciada de através de processos de refacção, reflexão, absorção e difusão. A figura 28 representa o balanço de energia sobre a superfície terrestre, onde se descreve a quantidade de radiação solar fraccionada nos vários processos atmosféricos à medida que passa através da atmosfera. O esquema mostra que 19% da radiação solar é absorvida, e portanto, transferida para a energia de calor, através do processo de absorção da radiação ultravioleta pelo ozono na estratosfera (2%), e pelo processo de absorção da radiação por nuvens e aerossóis na camada da troposfera (17%). Sabemos que 23 % da radiação solar é dispersa na atmosfera e consequentemente absorvida na superfície terrestre como radiação difusa, enquanto 28% da radiação solar incidente é absorvida na superfície como radiação directa. A quantidade total de radiação solar absorvida na superfície terrestre é igual a 51%, e a quantidade total de radiação absorvida na superfície terrestre e na atmosfera é de 70%. Podemos definir como 3 as principais perdas de radiação solar de volta ao espaço. Temos 4% de radiação solar que é devolvida ao espaço devido ao processo de reflexão da superfície terrestre e 20% que é reflectida nas nuvens. O processo de difusão da radiação solar na atmosfera retorna 6% para o espaço. A perda total de radiação solar a partir destes processos é de 30%. O termo usado para descrever o efeito combinado de todas essas perdas é o albedo [18].

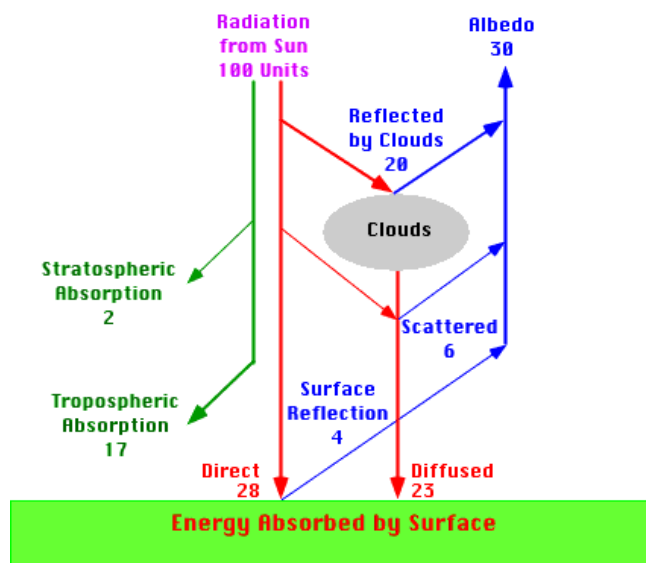


Figura 28 Distribuição da radiação solar no sistema Terra/atmosfera [18]

### 3.3.4. COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR

Da quantidade de radiação solar que chega no topo da atmosfera, existem dois tipos de radiação que atingem a superfície terrestre, que são a radiação directa e radiação difusa e após a interacção com a mesma resulta uma outra componente designada por radiação reflectida.

- Radiação directa ( $S$ ): é a fracção da radiação extraterrestre que atinge directamente a superfície terrestre, sem interagir com a atmosfera;
- Radiação difusa ( $D$ ): é a fracção da radiação extraterrestre que sofre difusão nos diversos componentes atmosféricos. A componente difusa pode variar entre os 10% do valor da radiação extraterrestre, num dia claro, e perto de 100% num dia totalmente encoberto;
- Radiação global ( $G$ ): é a soma das radiações anteriores.

Radiação reflectida ou albedo ( $L$ ): é a fracção da radiação extraterrestre que sofre o processo de reflexão no solo e em objectos circundantes. Esta radiação depende exclusivamente da composição do chão. Geralmente, a variação do coeficiente de albedo está compreendida entre 0,2 para um relvado e 0,8 para um solo coberto de neve.

### 3.3.5. CÁLCULO DA RADIAÇÃO SOLAR

O conhecimento da radiação solar recebida sobre uma superfície horizontal é essencial para o cálculo da radiação numa superfície, com um determinado ângulo de inclinação ( $\beta$ ). Tendo em consideração as relações geométricas abordadas anteriormente, podemos calcular a radiação numa superfície qualquer de coordenadas ( $\Phi, \lambda$ ), com a posição o Sol em coordenadas horizontais ( $\gamma_s, \alpha_s$ ).

#### 3.3.5.1 Radiação solar extraterrestre em superfície normal

$$S_{0n} = S_0 \times [1 + 0,033 \times \cos(\frac{360 \times n}{365})] \quad (16)$$

em que o  $n$  corresponde ao dia do ano contado a partir de 1 de Janeiro e  $S_{0n}$  é o valor da constante solar nesse dia.

### 3.3.5.2 Radiação solar extraterrestre em superfície horizontal

A radiação média mensal diária  $S_{0H}$  pode ser estimada pela seguinte equação:

$$S_{0H} = \frac{24 \times 3600}{\pi} \times S_0 \times \left[ 1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360 \times n}{365}\right) \right] \times \left[ \cos \Phi \times \cos \delta \times \text{sen } \omega_0 + \frac{2\pi \times \omega_0}{360} \times \text{sen } \Phi \times \text{sen } \delta \right] \quad (17)$$

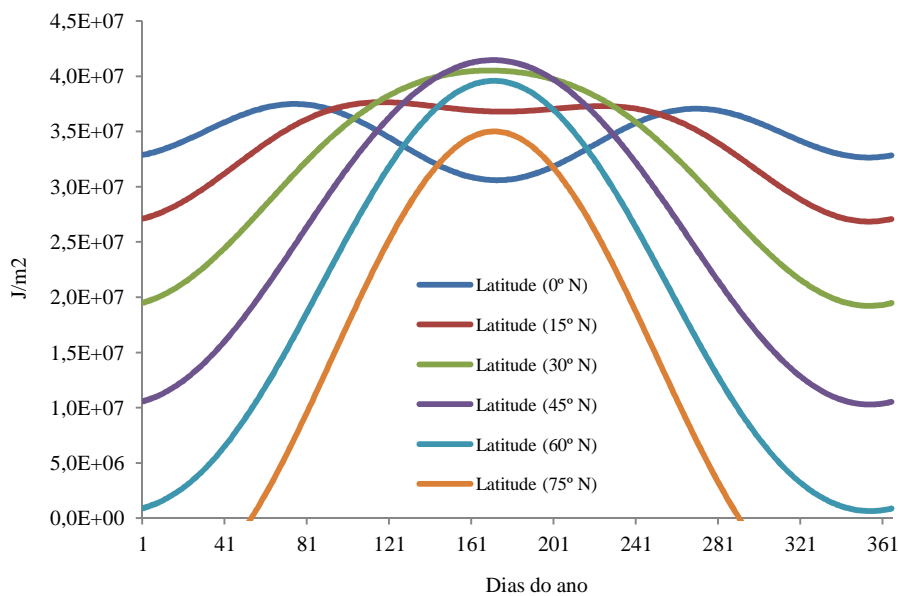
onde:

- $\Phi$  é a latitude em graus,
- $\delta$  é o ângulo de declinação solar em graus,
- $S_0$  é a constante solar que assume o valor de  $1353 \text{ W/m}^2$ ,
- $n$  é o dia do ano contado a partir de 1 de Janeiro.

e  $\omega$  é o ângulo horário do pôr-do-Sol em graus dado por:

$$\omega_0 = \cos^{-1}(-\text{tg } \Phi \times \text{tg } \delta) \quad (18)$$

Na figura 29, podemos analisar a curva da radiação média diária para diferentes latitudes situadas no Hemisfério Norte.



**Figura 29 Radiação solar extraterrestre em superfície horizontal para diferentes latitudes**

### 3.3.5.3 Radiação solar global em superfície horizontal

A radiação solar global incidente pode definir-se como uma função

$$G_H = S_{0H} \times K_T \quad (19)$$

em que o  $K_T$  é o índice de claridade obtido a partir dos dados climáticos da zona em estudo. Podemos consultar o índice de claridade médio mensal para algumas cidades portuguesas na tabela 5.

**Tabela 5 Índice de claridade médio mensal para algumas cidades portuguesas [12]**

Cidade	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bragança	0,437	0,518	0,535	0,588	0,615	0,635	0,702	0,676	0,608	0,535	0,491	0,411
Porto	0,465	0,522	0,545	0,619	0,617	0,641	0,674	0,659	0,604	0,554	0,498	0,475
Coimbra	0,503	0,552	0,554	0,583	0,573	0,571	0,615	0,620	0,582	0,572	0,537	0,546
Lisboa	0,510	0,563	0,572	0,620	0,632	0,663	0,709	0,696	0,640	0,588	0,535	0,508
Évora	0,463	0,524	0,529	0,589	0,612	0,641	0,699	0,676	0,603	0,551	0,493	0,472
Faro	0,527	0,572	0,585	0,643	0,673	0,692	0,714	0,694	0,664	0,605	0,542	0,528

### 3.3.5.4 Radiação difusa na horizontal / Radiação global na horizontal

Existem muitas correlações, mas será aconselhável a utilização da relação de Collares-Pereira e Rabl [19], que pode ser estimada através da equação 20, que entra em conta com o ângulo horário do pôr-do-Sol ( $\omega_0$ ), o que permite estimar a fracção da radiação difusa ( $\overline{D}_H$ ) na radiação global incidente ( $\overline{G}_H$ ) numa superfície horizontal.

$$\frac{\overline{D}_H}{\overline{G}_H} = 0,775 + 0,00653 \times (\omega_0 - 90) - [0,505 + 0,00455 \times (\omega_0 - 90)] \times \cos(115 \times \overline{K}_T - 103) \quad (20)$$

onde:

$\omega_0$  é o ângulo horário do pôr-do-Sol em graus,

$\overline{K}_T$  é o índice de claridade médio mensal.

### 3.3.5.5 Radiação difusa na horizontal

A componente da radiação difusa pode ser calculada através da manipulação das equações 19 e 20.

$$\overline{D}_H = \frac{\overline{D}_H}{\overline{G}_H} \times \overline{D}_H \quad (21)$$

$$\overline{D}_H = [0,775 + 0,00653 \times (\omega_0 - 90) - [0,505 + 0,00455 \times (\omega_0 - 90)] \times \cos(115 \times \overline{K}_T - 103)] \times (S_{0H} \times K_T)$$

### 3.3.5.6 Radiação directa na horizontal

Tendo em conta que a radiação global incidente é igual à soma das componentes de radiação directa e difusa, logo o valor da radiação directa poderá ser estimado usando a seguinte equação:

$$\overline{S}_H = \overline{G}_H - \overline{D}_H \quad (22)$$

Na figura 30, podemos analisar as componentes da radiação numa superfície horizontal, para o caso da cidade do Porto com as coordenadas (41°08'N; 08°40'W).

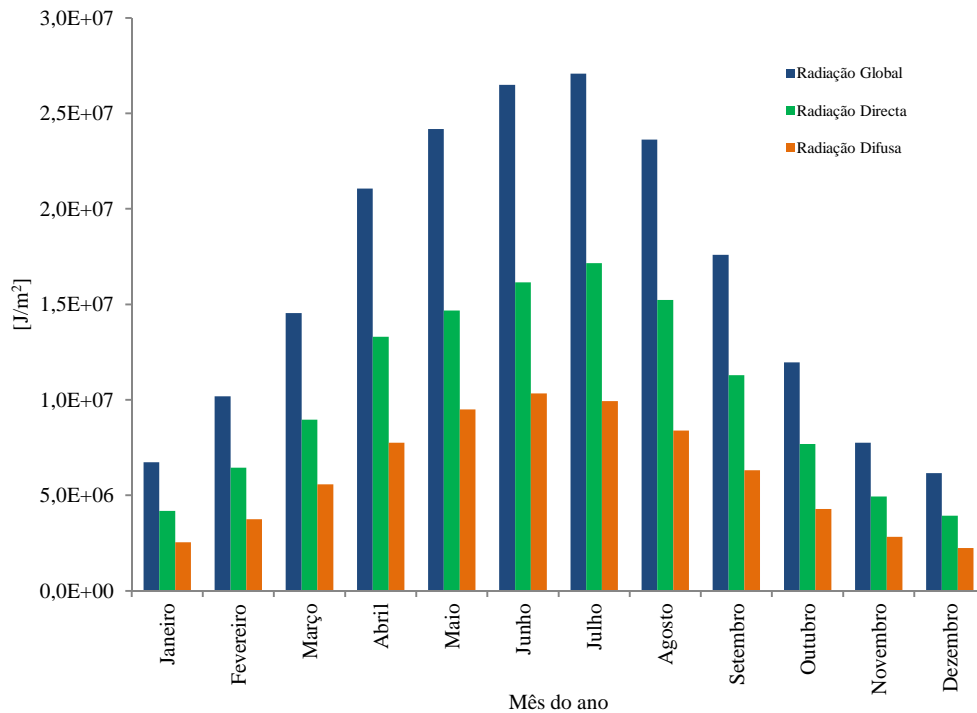


Figura 30 Radiação solar estimada na cidade do Porto para os meses do ano

### 3.3.5.7 Radiação em superfície inclinada

Para obter a radiação numa superfície inclinada a partir da radiação global incidente ( $\bar{G}_H$ ) é necessário conhecer o parâmetro  $R_s$ , que é expresso pela seguinte equação.

$$\bar{R} = \frac{\bar{I}_\beta}{\bar{G}_H} = \left(1 - \frac{\bar{D}_H}{\bar{G}_H}\right) \times R_s + \frac{\bar{D}_H}{\bar{G}_H} \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (23)$$

$$\bar{I}_\beta = \bar{G}_H \times \left(1 - \frac{\bar{D}_H}{\bar{G}_H}\right) \times R_s + \bar{D}_H \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \times \bar{G}_H \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

em que  $\bar{I}_\beta$  é radiação solar global incidente sobre uma superfície inclinada em média diária mensal, e  $\rho$  é o coeficiente de reflexão da superfície, podendo ser consultados alguns valores na tabela 6.

**Tabela 6** Valor de reflexão para diferentes superfícies [20]

Tipo de superfície	Coefficiente de reflexão
Oceano	0,05
Betão betuminoso	0,07
Campo de trigo	0,07
Solo escuro	0,08
Campo verde	0,2-0,25
Asfalto pavimentado	0,18
Superfície de rocha	0,20
Madeira	0,25-0,30
Relva seca	0,20
Betão antigo	0,24
Betão recente	0,32
Neve fresca	0,87
Neve envelhecida	0,50

$R_s$  é definido como sendo o quociente entre a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada e a radiação diária média mensal sobre um plano horizontal. Para as superfícies inclinadas orientadas para Sul ( $\gamma=180^\circ$ ), a equação de  $R_s$  é dada pela seguinte equação,

$$R_s = \frac{\cos(\Phi - \beta) \times \cos \delta \times \sin \omega_0' + \left(\frac{\pi}{180}\right) \times \omega_0' \times \sin(\Phi - \beta) \times \sin \delta}{\cos \Phi \times \cos \delta \times \sin \omega_0 + \left(\frac{\pi}{180}\right) \times \omega_0 \times \sin \Phi \times \sin \delta} \quad (24)$$

No Hemisfério Sul, o ângulo horário do pôr-do-sol dado para o dia médio do mês ( $\omega_0'$ ) é calculado utilizando o menor valor das duas expressões, indicadas na equação 25. Para locais situados no Hemisfério Norte, o ângulo horário do pôr-do-sol deve ser calculado pela equação 26.

$$\omega_0' = \text{mínimo} \left[ \begin{array}{l} \cos^{-1}(-\text{tg } \Phi \times \text{tg } \delta) \\ \cos^{-1}(-\text{tg } (\Phi + \beta) \times \text{tg } \delta) \end{array} \right] \quad (25)$$

$$\omega_0' = \text{mínimo} \left[ \begin{array}{l} \cos^{-1}(-\text{tg } \Phi \times \text{tg } \delta) \\ \cos^{-1}(-\text{tg } (\Phi - \beta) \times \text{tg } \delta) \end{array} \right] \quad (26)$$

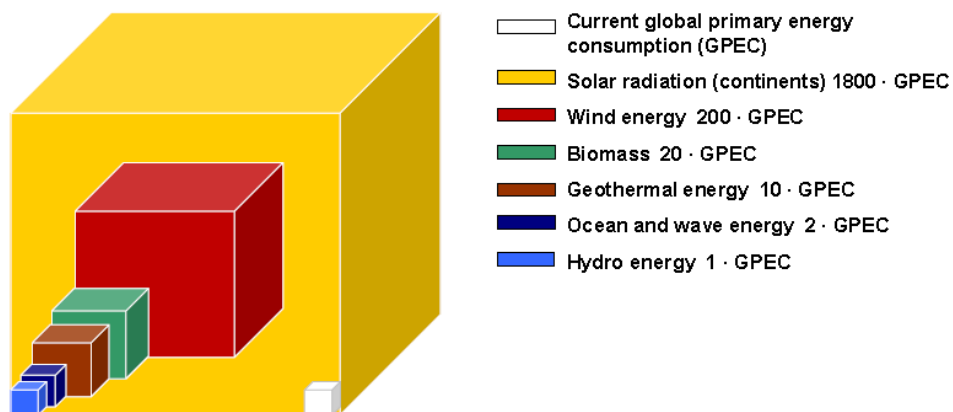
### 3.3.6. POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR

Nos últimos anos, tem-se verificado em Portugal, um grande reforço da produção de energia com recurso a fontes renováveis. Esse facto está, particularmente, relacionado com a volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis e também com as directivas internacionais de carácter ambiental, no sentido da redução das emissões dos gases de efeito de estufa. Como podemos ver na figura 31, a produção de energia esteve principalmente relacionada com o recurso hídrico na década de 80 e 90, tendo em atenção que tratava-se de uma tecnologia madura, enquanto na década de 2000, a aposta estratégica nacional privilegiou o recurso eólico, porque tratava-se de uma tecnologia em franca implementação a nível mundial. Actualmente, a política nacional para as renováveis concentra esforços na exploração e desenvolvimento do sector solar, uma vez que além de ser um recurso com um enorme potencial, pode ter importância significativa, na complementação da produção hídrica e eólica, que apresenta problemas relacionados com a sua previsão e intermitência.



**Figura 31** Fases de desenvolvimento da política das renováveis em Portugal [21]

A figura 32 mostra o potencial teórico de cada fonte de energia renovável, em comparação com o consumo de energia primária mundial anual. A energia solar tem um potencial colossal, sendo mais do que suficiente para assegurar o consumo de energia anual a nível mundial, no entanto, apenas uma parte ínfima do seu potencial é utilizada. A utilização da fonte solar tem sido feita sobretudo no mercado doméstico, com o uso de colectores solares para o aquecimento de águas sanitárias, e painéis fotovoltaicos para produção de electricidade. Contudo, a aplicação de tecnologias para a produção de electricidade por concentração solar é praticamente inexistente, mas o seu potencial é enorme. Esta área, relativamente recente, combina a capacidade de concentração solar para a produção de vapor, que combinado com um ciclo termodinâmico apropriado permite produzir electricidade.

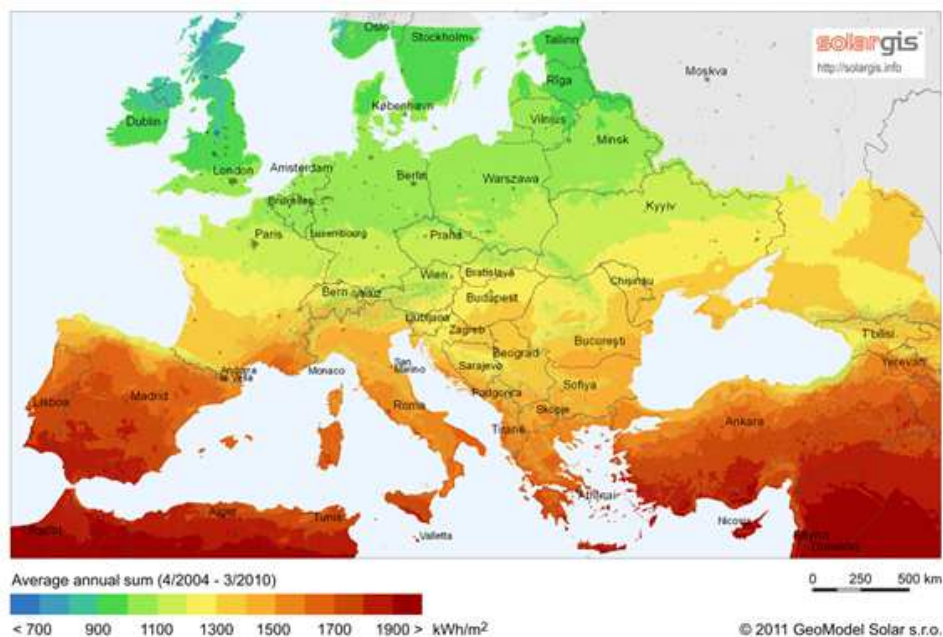


**Figura 32** Potencial das renováveis em comparação com o consumo anual mundial de energia primária [22]

A importância da energia solar deve-se à sua relativa abundância e distribuição no nosso planeta. A avaliação dos recursos solares de uma determinada zona é o primeiro passo para a implementação de um sistema que utilize o Sol como fonte de energia. Existem diversos factores que influenciam os níveis de radiação registados, tais como, a latitude do local, a estação do ano, a taxa de precipitação e o índice de nebulosidade. Esta variação da quantidade de radiação solar que atinge o nosso planeta, acontece devido ao movimento relativo da Terra em relação ao Sol, dando origem a diferentes orientações dos locais o que se traduz na interceptação de diferentes quantidades de radiação solar.

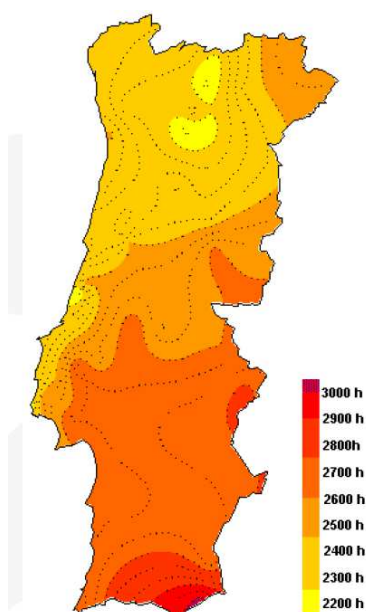
As informações recolhidas acerca da quantidade de radiação solar de cada localização geográfica, são agrupadas em mapas e gráficos solares, de forma a poderem ser uma ajuda de extrema importância na implementação de um projecto solar. A quantidade de energia que cada local recebe, encontra-se detalhada em mapas solares como ilustrado na figura 33, através dos quais é possível avaliar o potencial da radiação em cada local. Podemos verificar que os valores da radiação solar anual incidente variam entre os 1000 kWh/m<sup>2</sup> em locais próximos do paralelo dos 60° e cerca de 2500 kWh/m<sup>2</sup> em zonas próximas do equador. Na construção de uma central termo-solar para produção de energia eléctrica, é necessário que a sua localização apresente um nível mínimo de radiação solar directa anual, de aproximadamente 2000 kWh/m<sup>2</sup>, sendo aconselhável na ordem dos 2500 kWh/m<sup>2</sup>, de forma que o preço da electricidade gerada por esta tecnologia possa competir com as outras fontes de energia convencionais [23].

Os países que cumprem esta condição encontram-se em locais áridos e semi-áridos das zonas tropicais, próximos do Equador. De uma forma geral, os países localizados nestas zonas são subdesenvolvidos ou em vias de desenvolvimento e não têm acesso à electricidade, devido em parte aos elevados investimentos que estão associados à extensão da rede de transporte. Porém, actualmente, a indústria está a apostar na evolução da energia solar, desenvolvendo esforços na criação de novos produtos tecnológicos, tendo como principal objectivo a redução dos custos desta tecnologia. Consequentemente, podemos dizer que será viável, desta forma, a electrificação das zonas referidas, através da implementação de um modelo descentralizado de produção de electricidade local.

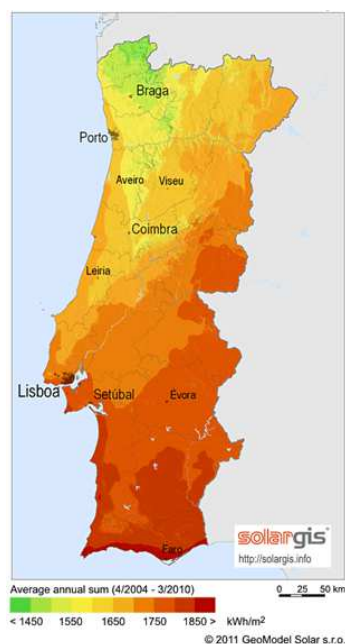


**Figura 33 Radiação solar global média anual no plano horizontal na Europa [24]**

É de todo o interesse usufruir do enorme potencial de aproveitamento de energia solar que Portugal possui, pelo facto deste ser um dos países da UE com mais horas de Sol por ano, contabilizando aproximadamente 3000 horas, o que representa quase o dobro das 1750 horas anuais da média europeia (figura 34). Relativamente aos valores da radiação solar anual média, podemos verificar que variam aproximadamente entre os 1500 kWh/m<sup>2</sup> no norte do país e cerca de 1900 kWh/m<sup>2</sup> no sul (figura 35).



**Figura 34 Número de horas de Sol anuais [21]**



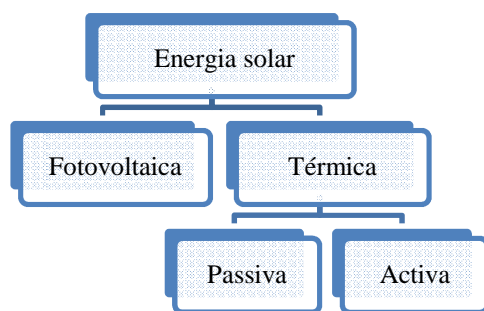
**Figura 35 Radiação solar global média anual no plano horizontal [24]**

# 4. CONCENTRAÇÃO SOLAR

No presente capítulo, é efectuada uma apresentação do conceito de solar de concentração, complementada com uma breve história da origem do solar de concentração. Posteriormente, é efectuado um resumo do tipo de concentradores existentes. Por último serão expostas uma diversidade de aplicações industriais e domésticas para este tipo de tecnologia.

## 4.1. INTRODUÇÃO

A energia que atinge a Terra proveniente do Sol pode ser convertida em energia útil através de um conjunto diverso de tecnologias que podem ser divididas em duas categorias, tais como, energia térmica e energia fotovoltaica (figura 36). A tecnologia solar térmica tem como objectivo converter a energia solar em calor, que poderá ser directamente utilizado para aquecimento de águas sanitárias, ou transformado em energia mecânica e posteriormente em energia eléctrica através do uso de turbinas a vapor. A tecnologia fotovoltaica converte a radiação solar directamente em electricidade, através do efeito fotovoltaico.



**Figura 36** Tecnologias para aproveitamento da energia solar

A energia solar térmica pode ser utilizada de forma passiva ou de forma activa. No caso do aproveitamento térmico passivo, temos de empregar técnicas construtivas na concepção dos edifícios, que permitem a absorção da radiação solar de forma a reduzir as necessidades energéticas dos edifícios. Já o aproveitamento térmico activo é cumprido através do uso de sistemas constituídos por colectores ou concentradores solares, que permitem a produção de calor ou de electricidade. A utilização dos colectores solares destina-se principalmente às aplicações residenciais e comerciais para o aquecimento de águas sanitárias a temperaturas relativamente baixas. Neste tipo de sistema, a radiação solar é absorvida ficando armazenada na cobertura de vidro do colector sobre a forma de calor, aquecendo a água que circula na tubagem. Por sua vez, a utilização dos concentradores solares destinam-se a aplicações industriais que requerem temperaturas mais elevadas, tais como, a produção de vapor, sendo possível produzir energia eléctrica através de um processo termodinâmico.

#### **4.2. DEFINIÇÃO DE ENERGIA SOLAR DE CONCENTRAÇÃO**

Além da tecnologia fotovoltaica, a outra forma de produzir electricidade a partir da energia solar é através da tecnologia de concentração, que segundo, a publicação da Comissão Europeia [25] é descrita como "A necessidade de concentrar energia solar surge porque a radiação solar alcança a superfície da Terra com uma densidade ( $\text{kW/m}^2$ ) que é adequada para os sistemas de aquecimento, mas não para um ciclo termodinâmico eficiente para a produção de electricidade. Isto significa que a densidade tem de ser aumentada, e a radiação solar concentrada usando espelhos ou lentes". A tecnologia de concentração tem como finalidade concentrar a radiação solar utilizando espelhos e lentes, o que permite a uma utilização mais eficiente da radiação solar. O processo de produção de energia eléctrica nas centrais solares de concentração, é semelhante às centrais térmicas

convencionais, existindo apenas uma única diferença que está relacionada com a fonte de energia usada. O princípio básico deste processo assenta na obtenção de energia através da concentração da radiação solar, sendo esta convertida em energia térmica, com a finalidade de produzir vapor a altas temperaturas, para possibilitar o acionamento de uma turbina acoplada a um gerador eléctrico. Na produção de electricidade a partir deste tipo de tecnologia é necessário quatro elementos principais, tais como, um concentrador, um receptor da radiação, um meio de transporte da energia térmica e um sistema para converter o calor em energia eléctrica. Uma central solar de concentração, está munida de um sistema de seguimento solar, de forma a acompanhar a posição do Sol, uma vez que este tipo de tecnologia utiliza apenas a componente directa da radiação solar.

As quatro tecnologias de concentração solar térmica são:

- Tecnologia torre solar;
- Tecnologia disco-parabólico;
- Tecnologia cilindro-parabólico;
- Tecnologia *Fresnel* linear.

Também podemos classificar estas tecnologias, consoante a forma como é efectuada a concentração dos raios solares e o tipo de receptor utilizado, como mostrado na tabela 7.

**Tabela 7 Tecnologias da energia solar de concentração**

	<b>Foco linear</b>	<b>Foco pontual</b>
<b>Receptor Fixo</b>	<i>Fresnel</i> Linear	Torre Solar
<b>Receptor Móvel</b>	Canal Parabólico	Disco Parabólico

A principal vantagem destas centrais é a disponibilidade do recurso solar aliada ao seu custo grátis. A principal desvantagem desta tecnologia é o elevado investimento necessário para implementação destas centrais solares, principalmente quando comparado com as tradicionais centrais de combustíveis fósseis. O principal factor responsável pelo elevado investimento, são os altos custos dos materiais tecnologicamente avançados que são utilizados. No entanto, a longo prazo, tendo em consideração o facto de que o recurso solar é grátis e a provável redução dos custos de equipamentos, há razões para sermos optimistas sobre estas tecnologias. Outra desvantagem importante é a questão da intermitência do

recurso solar, pelo que têm sido desenvolvidos esforços no sentido, de dotar estas centrais solares com a capacidade de armazenamento do calor gerado, durante algumas horas, na forma de sais aquecidos em grandes tanques, o que permite gerar energia eléctrica durante a noite ou em períodos do dia com nebulosidade. Porém, a utilização destes sistemas de armazenamento implica perdas de calor e custos adicionais. Mas outra solução possível, passa por transformar a central solar de concentração num sistema híbrido, que utiliza geralmente combustíveis fósseis, em particular o gás natural, possibilitando a produção consistente de energia eléctrica em períodos em que não há disponibilidade de radiação solar.

### 4.3. HISTÓRIA BREVE DO SOLAR DE CONCENTRAÇÃO

É interessante fazer uma viagem ao passado, e ver como o Sol tem sido frequentemente utilizado devido à sua grande importância. Alguns historiadores acreditam que o homem já sabia há pelo menos 2500 anos, que os espelhos e lentes com forma apropriada podiam concentrar os raios do Sol numa chama poderosa. O conceito de concentração da energia solar foi introduzido pela primeira vez pelos antigos gregos (figura 37), sendo *Arquimedes* considerado o pai de energia solar concentrada, uma vez que alguns escritores antigos afirmam que ele usou os raios do Sol para incendiar a frota romana. De facto, podemos ver através da figura 38, uma ilustração da Batalha de Siracusa ocorrida em Itália, entre o ano de 213-221 DC, onde se observa o uso de espelhos hexagonais para destruir a frota romana. Posteriormente, os Romanos usaram espelhos e lentes como forma mais eficiente de fazer fogo, para preparação das refeições [26].



Figura 37 Utilização de espelhos pelos gregos para concentrar os raios do Sol [26]

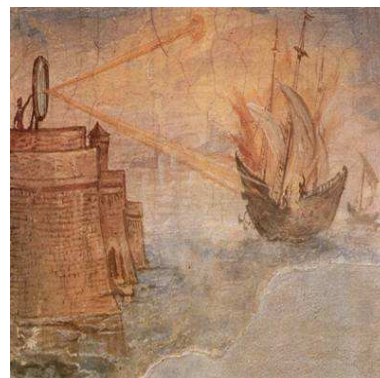
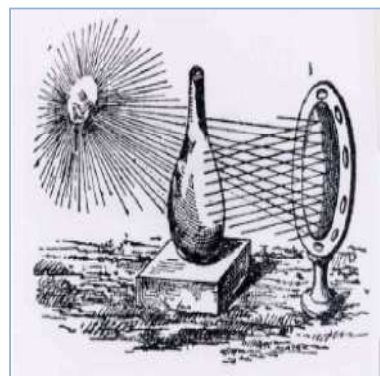


Figura 38 Batalha de Siracusa ocorrida em Itália, em 213-321 DC [26]

No século XIII, o conhecimento da óptica reacendeu na Europa o fascínio pelo poder do Sol, sendo publicado em latim o primeiro livro sobre o tema (figura 39). Apesar da técnica de Arquimedes não estar provada, os concentradores dos raios solares eram aproveitados para outros fins, tais como, a destilação de perfumes (figura 40), soldadura de materiais e bombagem de água.

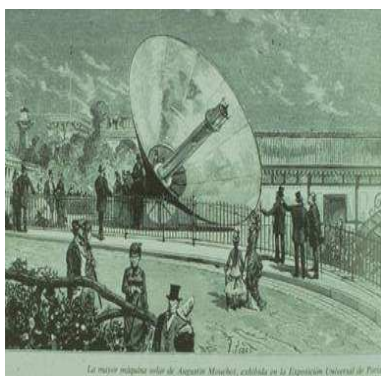


**Figura 39** Capa do primeiro livro traduzido para latim sobre óptica [27]

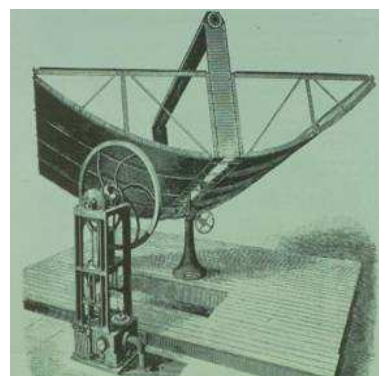


**Figura 40** A concentração da energia do sol foi utilizada na destilação de perfumes [27]

No século XVIII, o conceito de energia solar concentrada cresceu como potencial solução para o elevado consumo de combustível dos motores a vapor, que consumiam todo o carvão na Europa. Os homens ligados à ciência acreditavam que a construção de um espelho em forma de prato que permitisse focar a luz solar numa caldeira, poderia ajudar a resolver o que eles acreditavam ser a morte iminente dos combustíveis fósseis. Em 1868, o inventor francês *Augustin Mouchot* publicou o livro "*La Chaleur Solaire et les applications industrielles*", que abordava o tema da energia solar e suas aplicações industriais, onde demonstrou e desenvolveu vários concentradores solares (figura 41). Em 1868, o inventor americano *John Ericsson* desenvolveu um trabalho ambicioso em torno da energia solar concentrada, projectando um motor solar (figura 42) [27].



**Figura 41** *Augustin Mouchot* desenvolveu vários concentradores solares em 1868 [27]

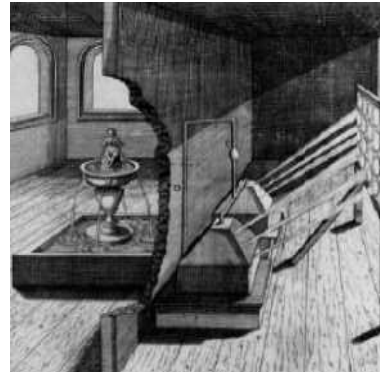


**Figura 42** *John Ericsson* desenvolveu o motor solar em 1868 [27]

Este desejo de descobrir uma forma de capturar a energia solar e transformá-la em algo valioso para o mundo industrial levou o inventor inglês *Aubrey Eneas*, em 1901, a desenvolver um motor solar para irrigação dos campos agrícolas (figura 43). No continente europeu, em 1959, o arquitecto francês *Isaac de Caus* construiu uma bomba de água alimentada por energia solar (figura 44).

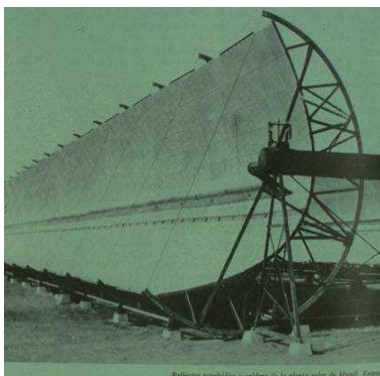


**Figura 43** Motor solar usado para irrigação em 1901 nos EUA [27]

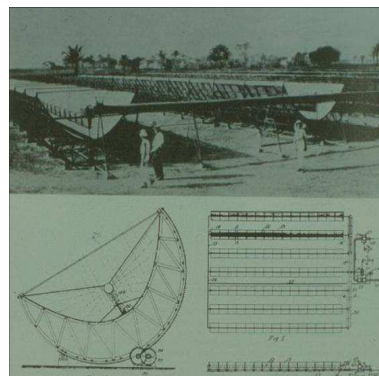


**Figura 44** Bomba de água solar projectada por *Isaac de Caus* em 1959 [27]

A primeira central solar com uma potência de 20 kW, foi construída pelo *Frank Schuman* em 1911 nos EUA (figura 45). Em 1913, projectou uma segunda central solar no Egipto, com uma potência total de 88 kW (figura 46). No entanto, *Frank Schuman* não conseguiu concretizar o seu grande sonho, que passava por construir 52600 km<sup>2</sup> de colectores solares no deserto do Sahara, para produzir 198 MW, que era o equivalente ao consumo de energia mundial em 1909.



**Figura 45** *Frank Schuman* construiu a primeira central solar nos EUA em 1911 [27]



**Figura 46** Central para bombagem de água no Egipto em 1913 [27]

#### 4.4. CONCEITO DE CONCENTRAÇÃO SOLAR

A utilização da energia solar em aplicações técnicas está muitas vezes restringida devido à sua baixa densidade energética quando comparada com as fontes convencionais de energia. Logo a concentração óptica surge como uma opção para ampliar a densidade da radiação solar, resultando na oportunidade de utilização de concentradores com superfícies de pequenas dimensões. Portanto esta condição, permite atingir temperaturas mais elevadas utilizando o processo de concentração, tendo em consideração que as perdas de calor são proporcionais à superfície de absorção.

A energia de radiação que é emitida a partir de uma fonte é atenuada com o aumento da distância. Tal representa que a densidade de energia ( $E$ ) medida em  $W/m^2$  é reduzida com o aumento da distância, uma vez que a energia emitida é repartida sobre uma área de superfície maior. Logo, o processo de concentração da energia de radiação tem como finalidade aumentar a densidade de energia radiante, de forma a possibilitar uma melhor aplicação da mesma. Podemos ver na figura 47, um esquema de um concentrador genérico que consiste num dispositivo com uma área de abertura de entrada ( $A_1$ ) através da qual a energia radiante entra no dispositivo, e uma área de abertura de saída ( $A_2$ ) a partir de onde a energia de radiação deixa o concentrador.

O material usado para construir um concentrador varia em função da utilização pretendida. Para a energia solar térmica, a maioria dos concentradores são fabricados a partir de espelhos, enquanto que no sistema fotovoltaico, o concentrador pode ser construído em vidro ou plástico transparente. Portanto, o custo por unidade de área de um concentrador de energia solar térmica, é superior quando comparado com um concentrador fotovoltaico [28].

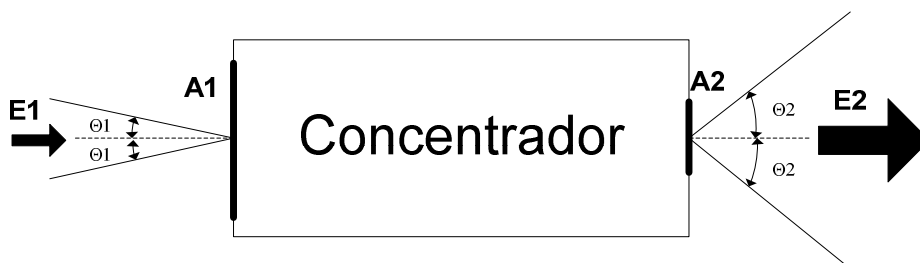


Figura 47 Esquema de um concentrador genérico [28]

Considerando que não ocorrem perdas no concentrador, o princípio da conservação de energia permite concluir que o factor de concentração ( $C$ ), definido como o quociente entre a densidade de energia de saída ( $E_2$ ) e a densidade de energia da entrada ( $E_1$ ), também pode ser descrito pelo quociente inverso das áreas de abertura respectivas.

$$C = \frac{E_2}{E_1} = \frac{A_1}{A_2} \quad (27)$$

Segundo as leis da termodinâmica, não é possível efectuar a concentração da luz do Sol infinitamente, uma vez que existe um limite máximo teórico para o coeficiente de concentração. Um dos motivos está relacionado com a direcção da radiação de entrada que geralmente não é paralela, mas sim descrita por um cone com um semi-ângulo ( $\theta$ ), conforme mostrado na figura 48. No caso da radiação solar, a segunda lei da termodinâmica, implica que o fluxo de radiação máximo atingível não poderá exceder o valor emitido pela fonte da radiação, neste caso, a superfície do Sol [29]. Tendo em consideração que o Sol é uma fonte de radiação esférica simétrica, a lei da conservação de energia determina uma redução do fluxo de radiação com o inverso da distância ao quadrado ( $1/L^2$ ), onde  $L$  é a distância ao centro do Sol.

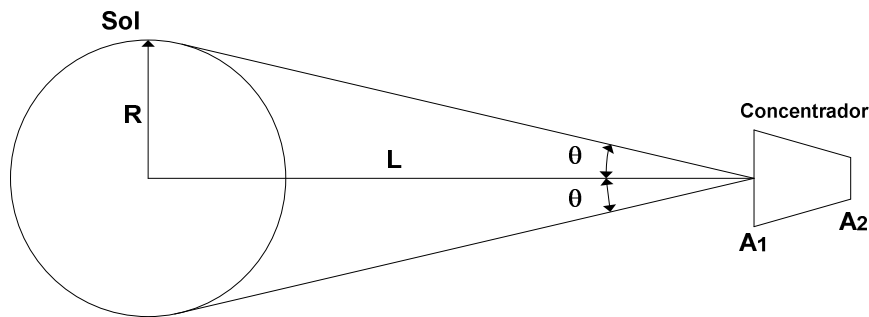


Figura 48 Esquema de um concentrador genérico a uma distância  $L$  do Sol [30]

O Sol não é um corpo negro, mas com o propósito de efectuar uma análise aproximada, é assumido como tal. Com base na segunda lei da termodinâmica, que define que não há troca de calor entre dois corpos com a mesma temperatura, foi desenvolvida a equação para o cálculo do coeficiente de concentração de um concentrador circular [30].

$$Q_{S \rightarrow 2} = A_1 \times \frac{R^2}{L^2} \times \sigma \times T_s^4 \quad (28)$$

onde:

- $A_1$  é a área de abertura do concentrador em  $m^2$ ,
- $R$  é o raio do Sol em metros,
- $L$  é a distância da Terra ao Sol em metros,
- $\sigma$  é a constante de *Stefan-Boltzmann* [ $5,67051 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ],
- $T_s$  é a temperatura da superfície do Sol em K.

Sabemos também que uma superfície de absorção perfeita irradia energia segundo a equação 29, e que uma fração dessa energia atinge o Sol ( $E_{2 \rightarrow s}$ ), temos que:

$$Q_{2 \rightarrow s} = A_2 \times \sigma \times T_2^4 \times E_{2 \rightarrow s} \quad (29)$$

No caso de  $T_s = T_2$ , de acordo com a segunda lei da termodinâmica temos que  $Q_s = Q_2$ , logo a partir das equações 28 e 29, temos:

$$\frac{A_1}{A_2} = \frac{L^2}{R^2} \times E_{2 \rightarrow s} \quad (30)$$

Se considerarmos que  $E_{2 \rightarrow s} = 1$ , então o coeficiente máximo de concentração para um concentrador circular (também denominado de concentrador tridimensional), é dado por:

$$C_{\max 3D} = \frac{A_1}{A_2} = \frac{L^2}{R^2} = \frac{1}{\sin^2 \theta} \quad (31)$$

Através de uma evolução similar, um concentrador linear (também designado por bidimensional), tem um limite máximo de concentração dado pela equação:

$$C_{\max 2D} = \frac{1}{\sin \theta} \quad (32)$$

Com base na figura 48, podemos verificar que o semi-ângulo do cone do Sol ( $\theta$ ) pode ser dado pela equação:

$$\theta = \sin^{-1} \left( \frac{R}{L} \right) \quad (33)$$

Substituindo na equação o raio do Sol ( $R$ ) e a distância da Terra ao centro do Sol ( $L$ ), temos que o semi-ângulo do cone do Sol ( $\theta$ ) é igual a:

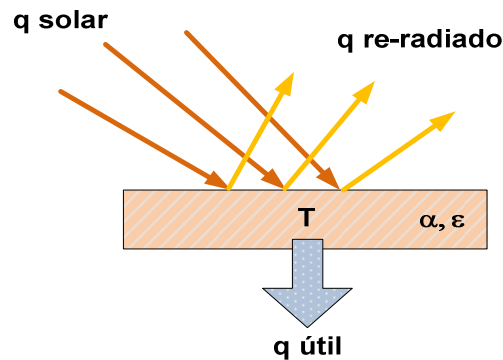
$$\theta = \text{sen}^{-1}\left(\frac{6,955 \times 10^5}{152,1 \times 10^6}\right) = 0,262^\circ \quad (34)$$

Com base no semi-ângulo do Sol calculado, podemos determinar o valor da concentração máxima, que corresponde aproximadamente, a 47824 para um concentrador 3D, e 219 para um concentrador 2D [31].

$$C_{\text{max } 3D} = \frac{1}{\text{sen}^2 \theta} = \frac{1}{\text{sen}^2 0,262} \cong 47824 \quad (35)$$

$$C_{\text{max } 2D} = \frac{1}{\text{sen} \theta} = \frac{1}{\text{sen} 0,262} \cong 219 \quad (36)$$

Tendo em consideração que a quantidade total de radiação solar que atinge uma determinada superfície não é transformada em calor útil, uma vez que uma parte dessa radiação é re-radiada, como mostra a figura 49 [32].



**Figura 49** Esquema do processo de radiação solar numa superfície

Logo a quantidade de calor útil recebido pela superfície pode ser calculado através de umas das seguintes equações:

$$q_{\text{útil}} = q_{\text{absorvido}} - q_{\text{re-radiado}} \quad (37)$$

$$q_{\text{útil}} = \alpha \times q_{\text{solar}} - \varepsilon \times \sigma \times T^4 \quad (38)$$

$$Q_{\text{útil}} = \alpha \times Q_{\text{solar}} - \varepsilon \times \sigma \times T^4 \times A \quad (39)$$

onde:

- $\alpha$  é o coeficiente de absorção da superfície,
- $q_{\text{solar}}$  é a radiação solar que atinge a superfície em  $\text{W/m}^2$ ,
- $\varepsilon$  é o coeficiente de emissividade da superfície,
- $\sigma$  é a constante de *Stefan-Boltzmann* [ $5,67051 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ],
- $T$  é a temperatura da superfície em K,
- $A$  é a área da superfície em  $\text{m}^2$ .

Podemos aplicar a primeira lei da termodinâmica no cálculo da eficiência de absorção de energia solar de um colector solar. É definida como o quociente entre a taxa de energia absorvida e a energia solar proveniente do concentrador. Os colectores solares de concentração elevada usualmente utilizam uma configuração do tipo de cavidade-receptor, isto é, um compartimento com uma pequena abertura para deixar entrar a radiação solar concentrada, provido de um bom isolamento. Para uma cavidade-receptor completamente isolada, ou seja, não existindo perdas de calor por convecção ou condução, a eficiência de absorção pode ser dada pela seguinte equação [32].

$$\eta_{\text{absorção}} = \frac{E_{\text{abertura}} - E_{\text{re-radiada}}}{E_{\text{solar}}} \quad (40)$$

onde:

- $E_{\text{abertura}}$  é a energia interceptada pela abertura da cavidade-receptor,
- $E_{\text{re-radiada}}$  é a energia perdida pelo processo de re-radiação,
- $E_{\text{solar}}$  é a energia total proveniente do concentrador.

$$\eta_{\text{absorção}} = \frac{\alpha \times Q_{\text{solar}} - \varepsilon \times \sigma \times T^4 \times A}{Q_{\text{solar}}} \quad (41)$$

sendo:

- $\alpha$  é o coeficiente de absorção da cavidade-receptor,
- $\varepsilon$  é o coeficiente de emissividade da cavidade-receptor,
- $\sigma$  é a constante de *Stefan-Boltzmann* [ $5,67051 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ],
- $T$  é a temperatura da cavidade-receptor em K,
- $A$  é a área de abertura do concentrador em  $\text{m}^2$ .

A energia solar captada na entrada do concentrador é determinada pela radiação incidente perpendicularmente à superfície da abertura, por área de colector, e tendo em conta algumas imperfeições ópticas do concentrador. A capacidade do sistema de recolha para concentrar a energia solar é frequentemente expressa em termos do seu coeficiente de concentração que pode ser calculado pela equação seguinte:

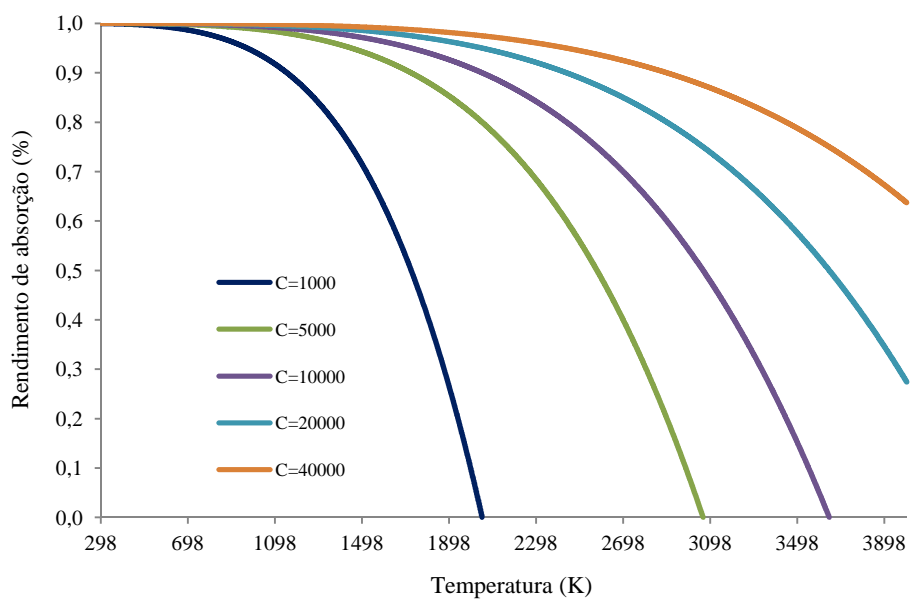
$$C = \frac{Q_{abertura}}{I \times A} \quad (42)$$

onde:

- $Q_{abertura}$  é a quantidade de energia recolhida na abertura do concentrador,
- $I$  é a radiação perpendicular à superfície da abertura, por área de colector,
- $A$  é a área de abertura do concentrador em  $m^2$ .

Para simplificação de cálculo, assume-se um tamanho da superfície de abertura do concentrador que permita captar toda a energia solar, de modo que  $Q_{abertura}=Q_{solar}$ . Considerando como pressuposto, que a cavidade-receptor é um corpo negro perfeitamente isolado, logo  $\alpha=\epsilon=1$ . A manipulação das equações (41) e (42) permite obter a equação:

$$\eta_{absorção} = 1 - \left( \frac{\sigma \times T^4}{I \times C} \right) \quad (43)$$



**Figura 50** Rendimento de absorção em função do coeficiente de concentração

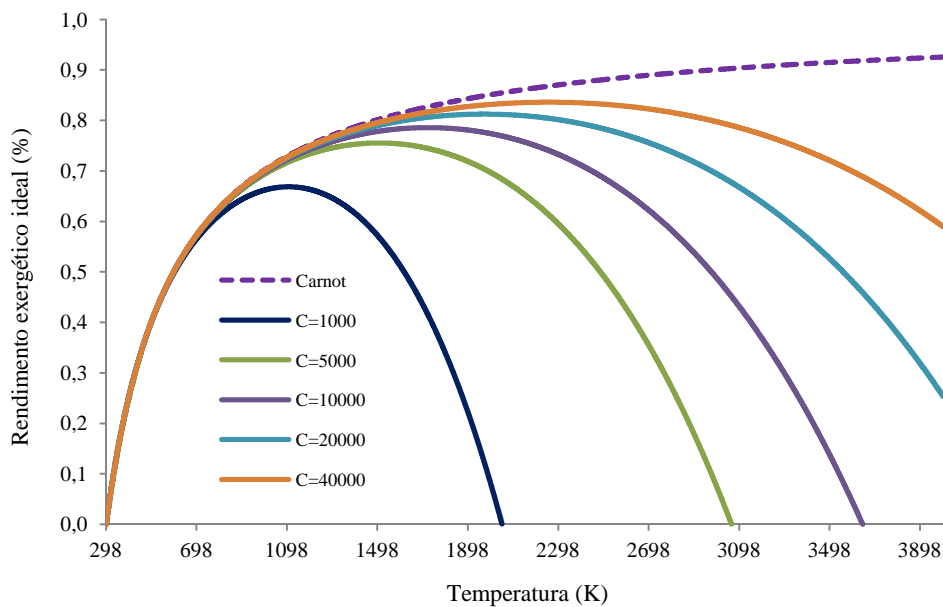
A radiação solar concentrada absorvida origina uma reacção química endotérmica. A forma de avaliar a eficiência da conversão da energia solar em energia química, para um dado processo, é a eficiência exérgica que pode ser calculada aplicando a segunda lei termodinâmica. Uma vez que a conversão de calor solar em trabalho é limitada pelo produto da eficiência de absorção da energia solar e da eficiência de Carnot, logo a eficiência global máxima é dada pela equação 44, ou através da figura 51 [32].

$$\eta_{\text{exergético ideal}} = \eta_{\text{absorção}} \times \eta_{\text{Carnot}} \quad (44)$$

$$\eta_{\text{exergético ideal}} = \left(1 - \frac{\sigma \times T_H^4}{I \times C}\right) \times \left(1 - \frac{T_L}{T_H}\right) \quad (45)$$

sendo:

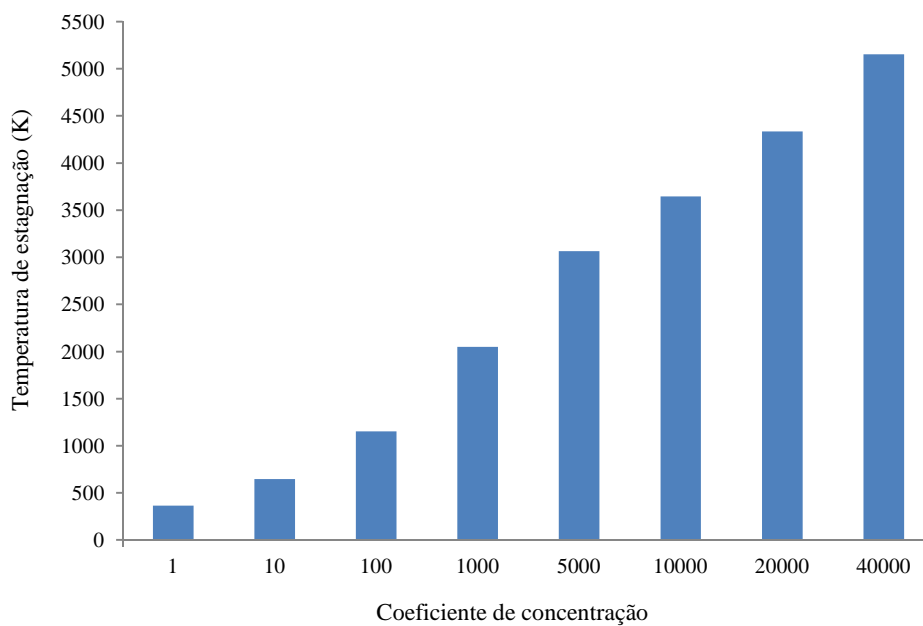
- $\sigma$  é a constante de *Stefan-Boltzmann* [ $5,67051 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ],
- $T_H$  é a temperatura da fonte quente do ciclo de *Carnot* em K,
- $T_L$  é a temperatura da fonte fria do ciclo de *Carnot* [298 K],
- $I$  é a radiação perpendicular à superfície da abertura, por área de colectador,
- $C$  é o coeficiente de concentração.



**Figura 51** Rendimento exérgico ideal em função do coeficiente de concentração

Devido ao limite do ciclo de *Carnot*, os processos devem operar a uma temperatura o mais elevada possível, mas no entanto, no ponto de vista do mecanismo de transferência de calor, quanto maior for a temperatura, mais elevadas serão as perdas de re-radiação. A temperatura mais elevada possível de atingir numa cavidade-receptor ideal, é definida como a temperatura de estagnação, sendo calculada através da equação 46 ou através da figura 52 [32].

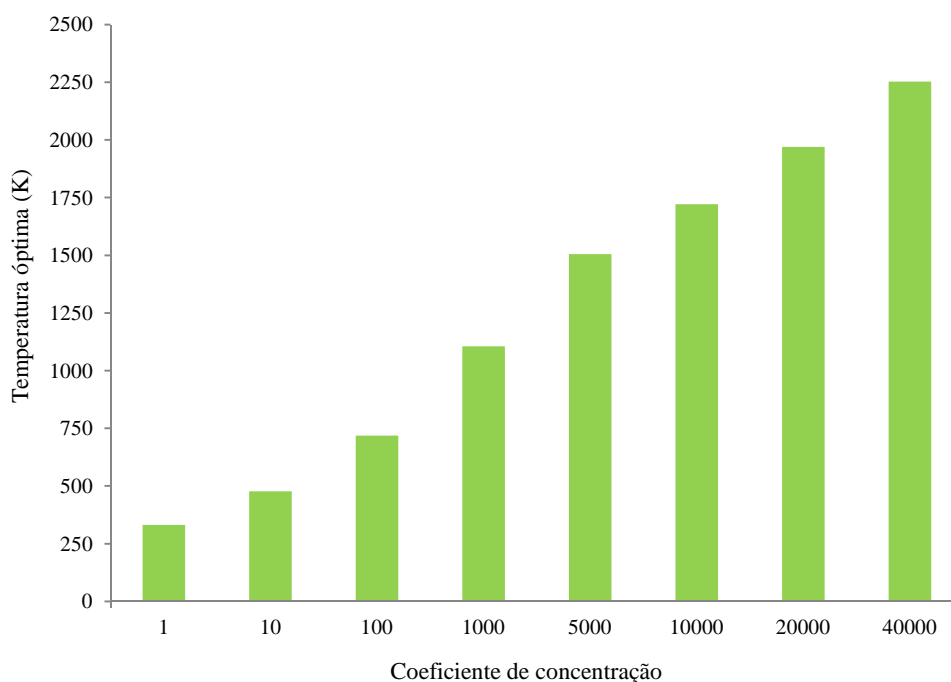
$$T_{estagnação} = \left( \frac{I \times C}{\sigma} \right)^{0,25} \quad (46)$$



**Figura 52** Temperatura de estagnação em função do coeficiente de concentração

No entanto, um processo energético eficiente deve ser executado com temperaturas situadas significativamente abaixo da temperatura de estagnação, existindo portanto uma temperatura óptima ( $T_{\text{óptima}}$ ) para a qual é obtida a máxima eficiência. Assumindo uma distribuição uniforme do fluxo de potência, podemos calcular a temperatura óptima através da equação 47, ou através da figura 53.

$$T_{\text{óptima}}^5 - (0,75 \times T_L) \times T_{\text{óptima}}^4 - \left( \frac{\alpha \times T_L \times I \times C}{4 \times \epsilon \times \sigma} \right) = 0 \quad (47)$$



**Figura 53** Temperatura óptima em função do coeficiente de concentração

#### **4.5. TIPOS DE CONCENTRADORES SOLARES**

Os coletores de concentração usam superfícies espelhadas para concentrar a radiação solar numa superfície de absorção chamada de receptor. A superfície espelhada concentra a luz solar recolhida através de uma grande área sobre uma área de absorção menor de modo a atingir temperaturas elevadas. Existem várias geometrias de concentrador por forma a cumprir uma variedade de requisitos do potencial receptor.

Segundo alguns investigadores [33], os concentradores podem ser classificados em dois grupos: concentradores de não-imagem que permitem taxas de concentração baixas, e concentradores de imagem que conseguem taxas de concentração intermédias. A óptica de imagem é usada para transferir a luz de uma maneira ordenada, por exemplo, para um ponto focal através da utilização de uma lente de vidro, sendo este tipo de concentrador um dos mais conhecidos, uma vez que projectam uma imagem exacta do Sol sobre a superfície do receptor. Os espelhos parabólicos, incluídos nesta classe, são vulgarmente utilizados em geometrias bidimensionais e tridimensionais, permitindo atingir níveis moderados de concentração.

Contudo, na recolha da energia solar não é necessário produzir uma imagem exacta do Sol, pelo que os concentradores de não-imagem podem ser utilizados para cumprir uma gama mais ampla de aplicações. A óptica de não-imagem é utilizada para a transferência óptima de um fluxo de radiação a partir de uma zona para a outra, onde o percurso dos raios de luz tem menor importância. Isto significa que tanto a radiação directa como uma parte substancial da radiação difusa serão transferidas para o receptor.

Por exemplo, no caso dos concentradores do tipo *Fresnel* podemos atingir uma performance comparável aos seus homólogos parabólicos, mas com uma elevada redução da complexidade do espelho. Alguns concentradores de não-imagem podem alcançar taxas médias de concentração sem recorrer a sistemas de seguimento solar, logo possibilitando um custo mais acessível. É de salientar que, não sendo necessário cumprir a exigência de uma imagem exacta, foi demonstrado teoricamente que o concentrador parabólico composto (CPC) conseguia atingir o limite teórico de concentração. Os concentradores, no se refere a forma, podem ser cilíndricos, superfícies de revolução, contínuos ou segmentados. Por sua vez, os receptores podem ser convexos, côncavos ou planos.

Os concentradores solares também podem ser classificados relativamente à sua focagem ser efectuada num ponto ou numa linha. Os sistemas de focagem num ponto possuem uma simetria circular e são vulgarmente usados quando são necessários coeficientes de concentração elevados, enquanto que, os sistemas de focagem em linha possuem uma simetria cilíndrica e são geralmente utilizados quando são necessários coeficientes de concentração moderados (15-30 vezes). Ambos os concentradores de imagem e não-imagem utilizam geralmente reflectores cilíndricos para efectuar a focagem da luz solar numa linha focal, ou reflectores circulares para efectuar a focagem num ponto.

Como alguns destes concentradores são aplicados apontados directamente para o Sol, necessitam de algum sistema de seguimento solar. Os dois tipos mais comuns de rastreamento solar são o rastreamento efectuado num eixo, onde o sistema acompanha o movimento do Sol, de Este para Oeste, ou rastreamento a dois eixos, onde a normal do módulo solar aponta directamente para o Sol em todos os momentos. A escolha do tipo de rastreamento solar é importante na concepção do sistema, visto que o objectivo é maximizar o rendimento da instalação, mantendo o sistema de concentração tão simples quanto possível.

Os concentradores com focagem num ponto exigem um sistema de rastreamento do Sol operado em dois eixos. Os concentradores com focagem em linha exigem apenas um sistema de rastreamento do Sol realizado em torno de um único eixo [34].

De seguida é efectuada uma breve descrição dos concentradores mais utilizados, tais como:

- Concentrador Parabólico;
- Concentrador Hiperbólico;
- Concentrador de lente *Fresnel*;
- Concentrador Parabólico Composto (CPC).

#### 4.5.1. CONCENTRADOR PARABÓLICO

O modelo utilizado para a concepção de um concentrador parabólico bidimensional, é uma parábola, sendo este tipo de concentrador um dos mais utilizados. Uma das características que o distingue é conseguir concentrar todos os raios paralelos emitidos pelo Sol num único ponto focal (figura 54), não sendo necessário utilizar a totalidade da curva da parábola para fabricar o concentrador, mas apenas uma porção truncada da curva parabólica. Apesar deste concentrador solar poder fornecer uma concentração elevada, exige o uso de um maior campo de visão para maximizar a radiação solar absorvida. Consequentemente, para obter a máxima eficiência, será necessário utilizar um bom sistema de seguimento solar, o que se traduz num investimento mais elevado, excluindo por isso este tipo de concentrador nas aplicações domésticas [35].

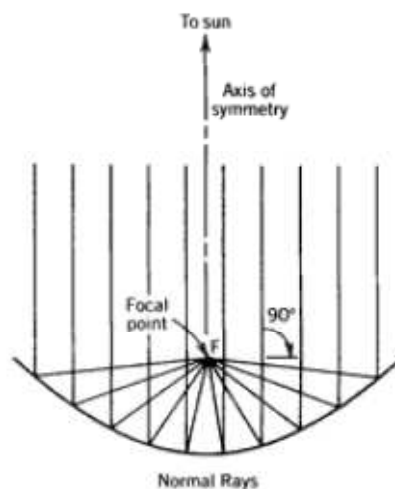


Figura 54 Esquema de um concentrador parabólico [35]

#### 4.5.2. CONCENTRADOR HIPERBÓLICO

O concentrador hiperbólico baseia-se em duas secções hiperbólicas, caracterizadas por  $AB$  e  $A'B'$ , sendo este concentrador projectado pela rotação do perfil hiperbólico ao longo do seu eixo de simetria, conforme mostrado na figura 55. As superfícies da abertura de entrada e de saída do concentrador são designadas pelos diâmetros  $D_1$  e  $D_2$ , respectivamente. Se considerarmos que a parede interior do perfil hiperbólico é uma superfície espelhada, os raios do Sol ao entrarem no concentrador ( $D_1$ ) serão reflectidos e focados para a saída da abertura ( $D_2$ ). A grande vantagem deste tipo de concentrador é ser muito compacto, tendo em conta que apenas uma secção truncada do perfil hiperbólico precisa de ser utilizada. Devido a esta condição, este concentrador é utilizado sobretudo como um concentrador secundário [35].

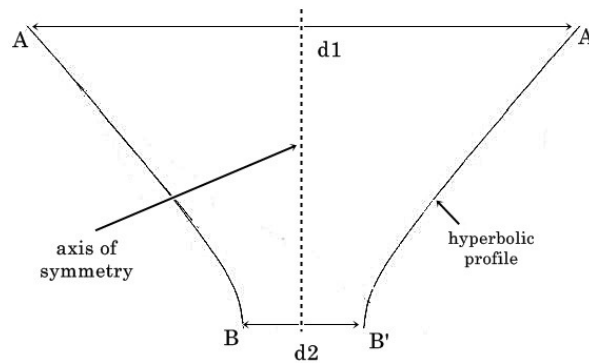
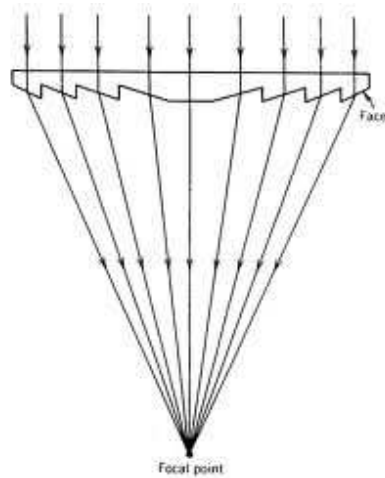


Figura 55 Esquema de um concentrador hiperbólico [35]

#### 4.5.3. CONCENTRADOR FRESNEL

A lente *Fresnel* tem uma função semelhante à da lente convencional, que passa por efectuar a concentração dos raios solares num ponto focal. Geralmente é constituída por duas secções, uma superfície superior plana e uma superfície traseira, que utiliza faces inclinadas, sendo estas facetas uma aproximação da curvatura de uma lente (figura 56). Uma boa lente *Fresnel* pode utilizar cerca de 100 faces por milímetro. Este concentrador pode ser empregue para focagem num ponto ou numa linha. A vantagem da lente *Fresnel* quando comparada com uma lente convencional, está relacionada com o facto de esta lente ser mais fina e necessitar de uma menor quantidade de material no seu fabrico. Está também dotada da capacidade de separar a luz directa e difusa, tornando esta lente adequada, por exemplo, para controlar a iluminação e temperatura do interior de um edifício. Uma das desvantagens deste tipo de lente está relacionada com a nitidez da face,

uma vez que um erro no processo de fabrico pode causar alguma imperfeição nas faces, fazendo com que os raios sejam focados indevidamente no receptor [35].



**Figura 56** Esquema de uma lente Fresnel [35]

#### **4.5.4. CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPOSTO (CPC)**

O conceito principal de um concentrador parabólico composto foi desenvolvido de forma detalhada por, *W. T. Welford* e *Roland Winston*, em 1989 [36]. A geometria bidimensional de um CPC é mostrada na figura 57, sendo constituída por dois segmentos de parábolas, *AC* e *BD*. Podemos dividir um CPC em três partes, tais como, uma abertura de entrada (*CD*), um perfil lateral interno totalmente reflector e uma abertura de saída (*AB*). O comprimento total de um CPC está relacionado directamente com a abertura de saída e o ângulo de aceitação do concentrador ( $\theta$ ), uma vez que ao promover uma redução no ângulo de aceitação, implicará um aumento do tamanho do concentrador. Este concentrador é o único que permite obter um coeficiente de concentração próximo do valor teórico máximo. É prática normal utilizar o CPC truncado, visto que resulta numa redução significativa da área reflectora e conseqüente consumo de material, apenas traduzindo uma pequena redução na taxa de concentração. A vantagem fundamental de utilizar um CPC é proporcionar um maior ganho de concentração geométrica com um maior campo de visão. A grande desvantagem é a mesma observada para o concentrador parabólico, porque exige um bom sistema de seguimento solar, para maximizar a recolha de radiação solar.

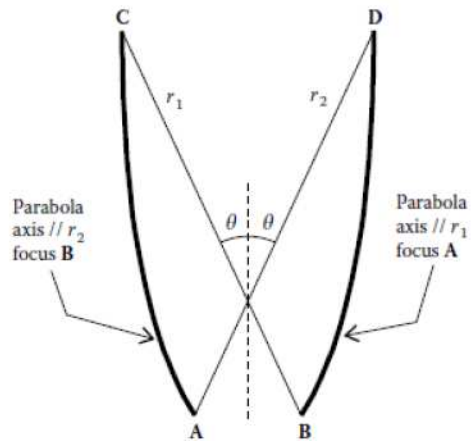


Figura 57 Esquema de um concentrador parabólico concentrado (CPC) [36]

#### 4.6. APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA

A energia solar apresenta uma diversidade de aplicações residenciais e industriais, em função da tecnologia utilizada, algumas delas já implementadas em larga escala, outras em fase de desenvolvimento e investigação, como podemos visualizar na figura 58 [37].

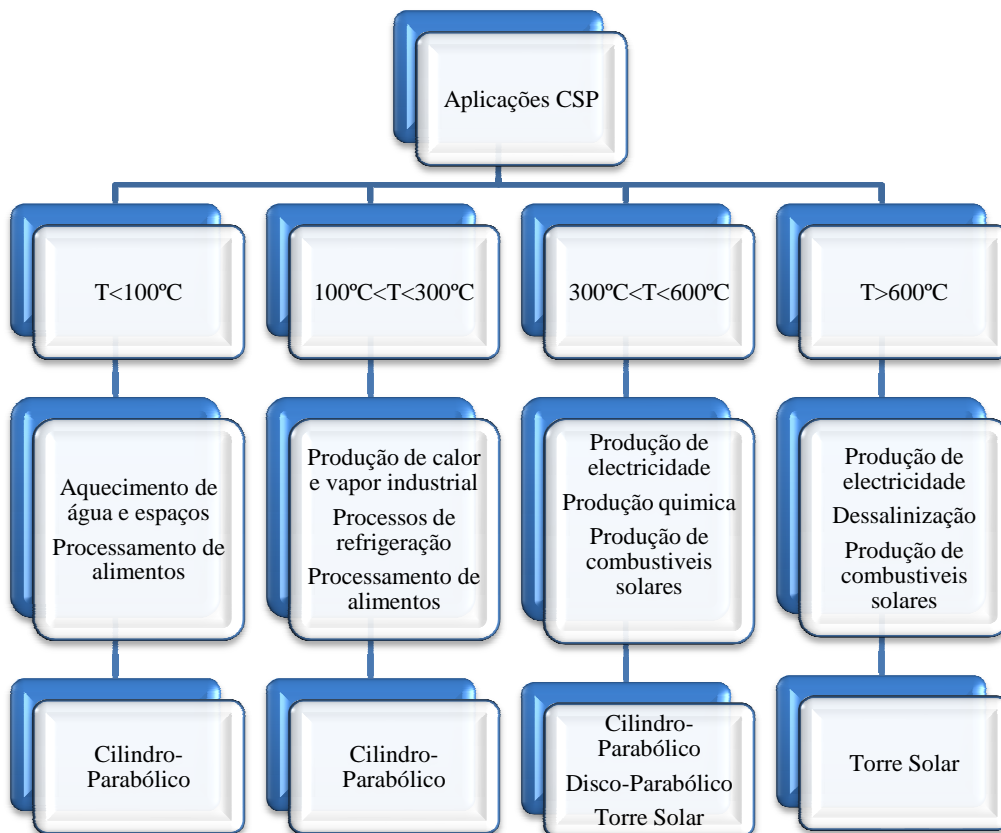


Figura 58 Tipo de aplicações da tecnologia CSP [37]

#### **4.6.1. AQUECIMENTO DE ÁGUAS SANITÁRIAS E DE ESPAÇOS**

Para temperaturas baixas, situadas entre os 30 e os 80 °C, a aplicação principal é ao nível doméstico que passa pelo aquecimento de água sanitárias e de espaços. Neste processo de aproveitamento da energia solar, utiliza-se um colector solar que absorve a radiação solar e a converte em calor, que é absorvido por um fluido de transferência de calor (água, líquido anti-congelante, ar) que passa através do colector. Este calor gerado pode ser armazenado ou utilizado directamente.

Nos sistemas de aquecimento de água, esta pode ser aquecida directamente no colector solar ou indirectamente, através do uso de um fluido de transferência de calor que é aquecido no colector, passando posteriormente através de um permutador de calor para transferir o seu calor à água, utilizada para uso doméstico ou serviços. O fluido de transferência de calor pode ser transportado através de circulação natural (sistemas passivos), através do processo de convecção natural ou por circulação forçada (sistemas activos), através do uso bombas ou ventiladores.

#### **4.6.2. PRODUÇÃO DE CALOR E VAPOR INDUSTRIAL**

Existem vários campos de aplicação da energia solar térmica, numa gama de temperatura média (80-180 °C). O mais importante é a produção de calor para processos industriais, tendo em conta que, a procura de calor industrial constitui uma percentagem significativa do consumo global de energia nos países industrializados. A maioria do calor industrial é utilizado na indústria alimentar e têxtil para diversas aplicações.

Geralmente, o sistema central de fornecimento de calor utiliza água quente ou vapor a uma pressão correspondente à maior temperatura necessária nos diferentes processos industriais. A água quente ou vapor de baixa pressão a temperaturas médias (<150 °C) pode ser usado tanto para o pré-aquecimento de água ou outros fluidos utilizados para os diferentes processos industriais ou para a geração de vapor. Os dois factores principais que precisam de ser considerados num projecto de um sistema de produção de calor industrial, incidem sobre o tipo de tecnologia a ser utilizada e a temperatura à qual o calor é para ser entregue no processo. Outro importante factor na análise do sistema mais adequado para uma aplicação particular é a temperatura de trabalho do fluido para o colector.

Sabendo que muitos processos industriais utilizam grandes quantidades de energia em pequenos espaços, logo se a energia solar for considerada uma hipótese para estas

aplicações, a localização dos colectores pode ser um problema. Poderá ser necessário, localizar os colectores nos edifícios adjacentes ou terrenos, uma vez que os edifícios existentes, em geral, não foram projetados para acomodar os coletores solares. Ao contrário, nos novos edifícios pode ser facilmente projetado, muitas vezes com pouco ou nenhum custo adicional, para permitir a montagem dos colectores.

Um sistema de produção de calor com base em energia solar, deve ser efetuado de uma forma compatível com as fontes de energia convencionais, para permitir que o sistema funcione em período nocturno ou de radiação baixa (figura 59).

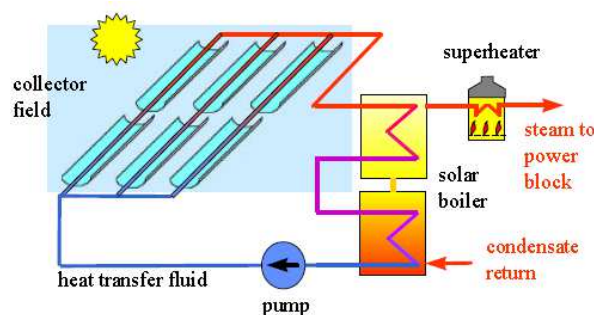
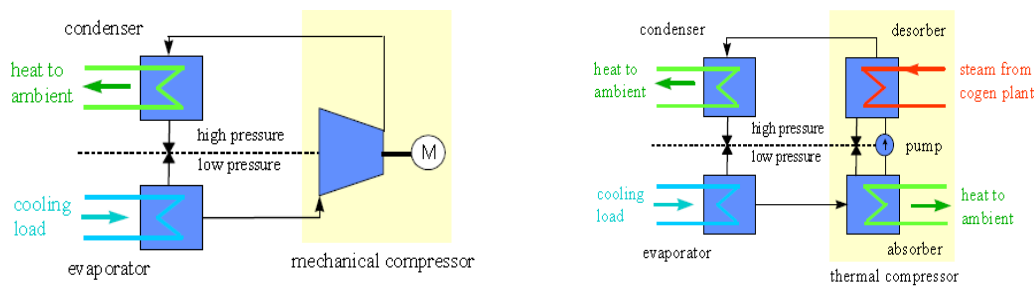


Figura 59 Esquema de um campo solar para produção de vapor [38]

#### 4.6.3. PROCESSOS DE REFRIGERAÇÃO

Para temperaturas intermédias, situadas entre os 120° e os 200 °C, podemos usar a energia solar em processos de refrigeração. Podemos considerar dois tipos de refrigeração, tais como, refrigeração para alimentos e medicamentos e refrigeração de espaços. Os sistemas de refrigeração solar normalmente funcionam em ciclos intermitentes e produzem temperaturas muito mais baixas em comparação com o ar condicionado, utilizando ciclos de absorção e adsorção (figura 60).

Existem muitas opções disponíveis que permitem a integração da energia solar no processo de refrigeração, uma vez que pode ser realizada usando uma fonte de energia térmica fornecida a partir de um coletor solar ou eletricidade fornecida a partir de painéis fotovoltaicos. No caso da refrigeração com base em energia fotovoltaica, embora sendo uma vantagem permitir operar com equipamento de refrigeração padrão, não tem alcançado uma utilização alargada por causa da baixa eficiência e do elevado custo das células fotovoltaicas.



**Figura 60** Esquema de um chiller de compressão de vapor (esquerda) e um esquema de um chiller de absorção de vapor (direita) [38]

#### 4.6.4. DESSALINIZAÇÃO

A água é um recurso essencial para a vida, e um dos mais abundantes no nosso planeta. Porém, cerca de 97% da água da Terra é água salgada dos oceanos e 3% de toda água doce é proveniente de águas subterrâneas, lagos e rios. Logo um rápido crescimento industrial acompanhado da explosão demográfica em todo o mundo, resultou numa grande procura de água, tornando-se a principal causa para a escassez de água doce.

A única solução é utilizar a água inesgotável dos oceanos, no entanto, existe um problema relacionado com a sua elevada salinidade. Portanto será atractivo solucionar o problema da escassez de água com a dessalinização da água salgada. O processo de dessalinização pode ser conseguido utilizando várias técnicas, tais como, processos de mudança de fase ou térmicos, e processos monofásicos ou de membrana (figura 61).

Nos processos de mudança de fase ou térmicos, a destilação da água do mar é conseguido através da utilização de uma fonte de energia térmica, enquanto nos processos monofásicos ou de membrana, a electricidade é utilizada quer para o accionamento de bombas de alta pressão ou por ionização de sais contidos na água do mar. Os processos de dessalinização requerem um consumo significativo de energia para conseguir a separação, factor de extrema importância para alguns dos países localizados em zonas pobres do mundo, que não têm recursos financeiros para implementar este tipo de sistemas. Por isso, a energia solar apresenta-se como uma solução que pode ser usada para a dessalinização de água salgada, quer por produção da energia térmica necessária para conduzir os processos de mudança de fase ou através da produção de energia eléctrica necessária para conduzir os processos de membrana.

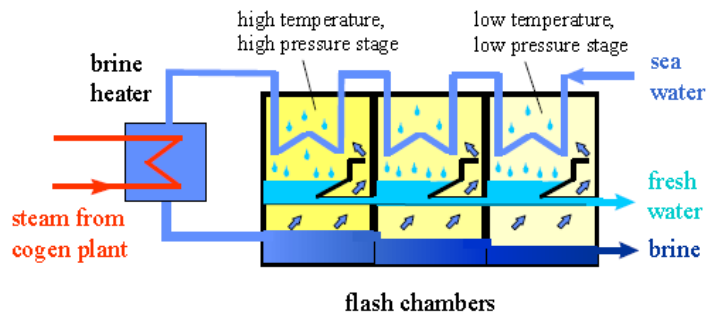


Figura 61 Esquema de uma central de dessalinização de várias fases [38]

#### 4.6.5. PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS SOLARES

Como a radiação solar que atinge a superfície terrestre é intermitente e distribuída não uniformemente, existe portanto, a necessidade de efectuar o armazenamento e transporte da energia solar das regiões áridas com elevada taxa de radiação para as regiões povoadas onde a energia é necessária.

A conversão de energia solar em combustíveis químicos é apresentada como um método eficiente para o armazenamento e transporte da energia solar. Com esta finalidade, são utilizados colectores solares de alta concentração, semelhantes aos utilizados para a produção de energia eléctrica, concentrando-se assim a radiação solar em receptores, energia essa que pode ser fornecida para processos de alta temperatura para produzir reacções endotérmicas (figura 62).

Os combustíveis solares, tais como hidrogénio, podem ser utilizados para o *upgrade* de combustíveis fósseis, que são queimados para gerar calor, que subsequentemente é transformado em energia mecânica e eléctrica através de turbinas e geradores, ou usados directamente para gerar eletricidade em células de combustível e baterias para responder às necessidades de energia onde forem necessárias pelos consumidores. O grande desafio é produzir grandes quantidades de combustíveis químicos directamente a partir da radiação solar, promovendo a redução do rácio custo-benefício, e minimizando os efeitos adversos sobre o ambiente. Esta tecnologia tem o potencial de atingir eficiências de conversão de energia solar-combustível superiores a 50%, consequentemente, produzindo combustíveis solares com custos competitivos. Com essa finalidade, foi efectuada uma aposta no desenvolvimento sustentável da produção de combustível, em larga escala, com base na energia solar de concentração [39].

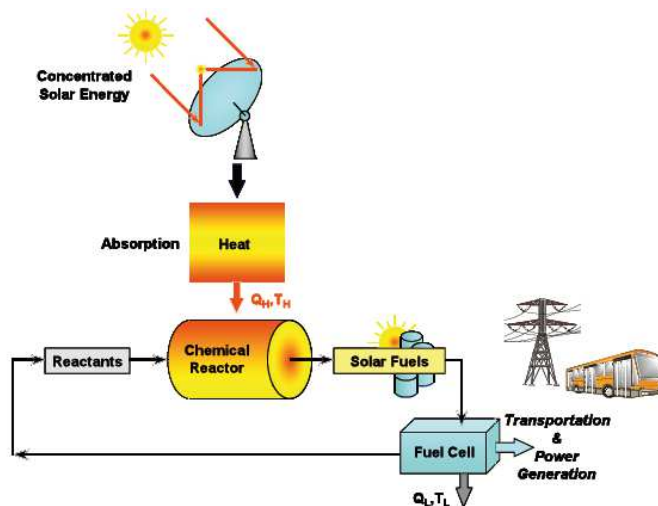


Figura 62 Processo de conversão da energia solar de concentração em combustíveis solares [39]

Existem fundamentalmente três vias, para a produção, armazenamento e transporte de combustíveis a partir de energia solar (figura 63). A via eletroquímica usa a electricidade produzida a partir da tecnologia fotovoltaica ou solar de concentração, seguido de um processo eletrolítico. A via fotoquímica faz um uso directo da radiação solar para processos fotoquímicos, enquanto que, a via termoquímica utiliza o calor solar a altas temperaturas seguido por um processo termoquímico endotérmico. A rota termoquímica oferece algumas vantagens termodinâmicas com directas implicações económicas.

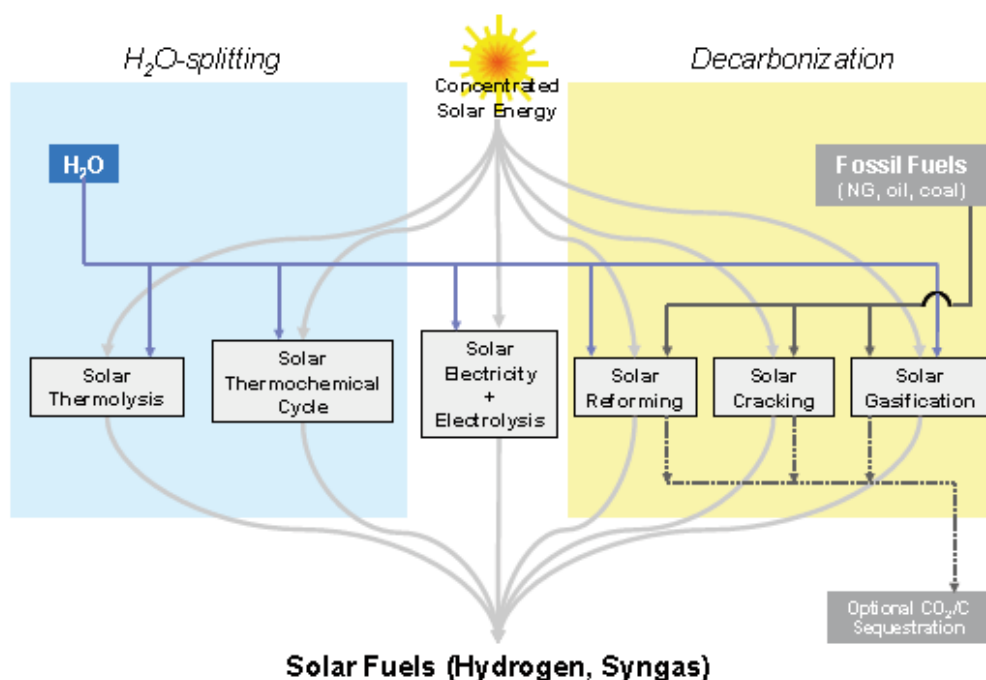


Figura 63 Técnicas para produção de hidrogénio solar [39]

No longo prazo, o desenvolvimento sustentável da produção de hidrogénio a partir da água, usando os ciclos solares termoquímicos é um percurso auspicioso envolvendo reacções endotérmicas que fazem uso da radiação solar concentrada como fonte de energia de calor de alta temperatura. Existem três processos para produção de hidrogénio, tais como, a electrólise da água, a termólise da água, e os ciclos termoquímicos de divisão que recorrem a reacções redutoras de óxidos de metais.

Na electrólise da água, podemos utilizar a energia eléctrica gerada pela tecnologia fotovoltaica ou tecnologia de concentração solar. Com as tecnologias atuais, a eficiência global da conversão da energia solar em hidrogénio varia entre 10% e os 14%, assumindo que os electrolisadores operam com uma eficiência de 70%, e a eficiência anual de conversão da energia solar em electricidade é de 15% no fotovoltaico e 20% no solar de concentração. O consumo de electricidade no processo de electrólise pode ser significativamente reduzido, se a electrólise da água ocorrer a altas temperaturas (800-1000 ° C), sendo neste caso, possível utilizar a energia solar de concentração para fornecer o calor de processo de alta temperatura complementado com o fornecimento da electricidade necessária para a técnica de electrólise de alta temperatura.

A termólise da água, embora seja um conceito simples, a sua realização é um desafio, uma vez que precisa de uma fonte de calor acima de 2300 °C para atingir um grau razoável de dissociação, materiais fiáveis para operar nestas temperaturas elevadas, e uma técnica eficaz para a separação de H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> de forma a evitar uma mistura explosiva.

A separação dos elementos da água utilizando os ciclos termoquímicos de divisão multi-etapas, é possível operando a temperaturas moderadamente elevadas. Os principais materiais utilizados nas reacções químicas são o zinco, ferro e enxofre. Nos últimos anos, foi efectuado um progresso significativo no desenvolvimento de sistemas ópticos que permitam que os concentradores solares alcancem coeficientes de concentração solares médios que excedam 5000. Tais fluxos de radiação solar permitem atingir temperaturas acima de 1200 °C, que são necessários para os mais eficientes ciclos termoquímicos em duas etapas, que utilizam reacções redutoras de óxido de metal (figura 64).

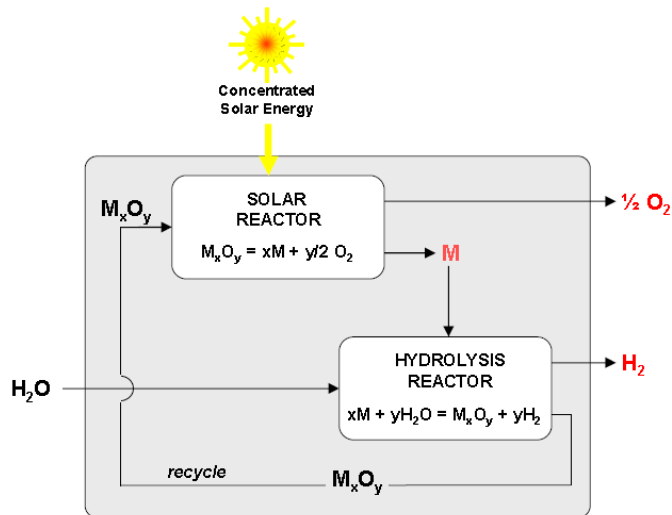


Figura 64 Processo termoquímico de produção de hidrogénio [39]

#### 4.6.6. DESCARBONIZAÇÃO DE MATERIAIS

Outra aplicação da energia solar de concentração é a descarbonização dos combustíveis fósseis, isto é, a remoção do elemento carbono dos combustíveis fósseis antes da sua combustão, de forma a evitar a libertação de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

Os métodos usados são o solar *cracking*, *solar reforming* e *solar gasification*, cujo conceito básico podemos visualizar na figura 65.

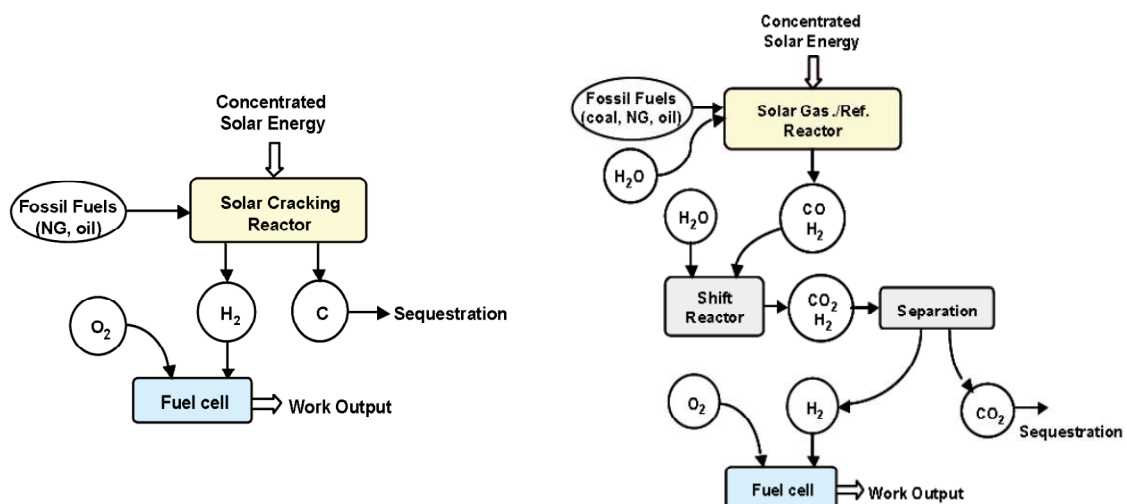


Figura 65 Diagrama de fluxo simplificado do processo para a descarbonização solar térmica de combustíveis fósseis. Dois métodos são considerados: solar cracking (esquerda) e solar reforming/gasification (direita). [39]

#### 4.7. POTENCIAL DO SOLAR DE CONCENTRAÇÃO

Como recurso natural, a energia solar é mais abundante e a sua dispersão geográfica é mais uniforme, em comparação com os outros recursos renováveis. A competitividade económica da energia solar está estritamente relacionada com dois factores, a volatilidade do custo dos combustíveis fósseis e a necessidade de controlar os efeitos climáticos no mundo, reduzindo expressivamente as emissões de GEE. Logo, a tecnologia CSP pode desempenhar um papel fundamental na resposta a este desafio.

A tecnologia CSP, é vista como a opção mais relevante para a produção de energia eléctrica em larga escala, sendo recomendado, um desenvolvimento comercial sustentado desta tecnologia, sendo possível efectuar, a sua integração nas tecnologias convencionais de produção, estando em marcha uma série de actividades de investigação, com o objectivo de desenvolver tecnologias técnica e economicamente viáveis para aplicação no médio prazo.

Podemos ver na figura 66, a radiação solar que atinge a Terra anualmente, onde é destacada a particularidade do quadrado azul, colocado no meio do Oceano Atlântico, com as dimensões de  $1000 \times 1000 \text{ km}^2$ , que representa a área de terra necessária para garantir o consumo energético mundial, através da utilização da energia solar de concentração, o que transmite uma ideia do potencial colossal desta fonte de energia [39].

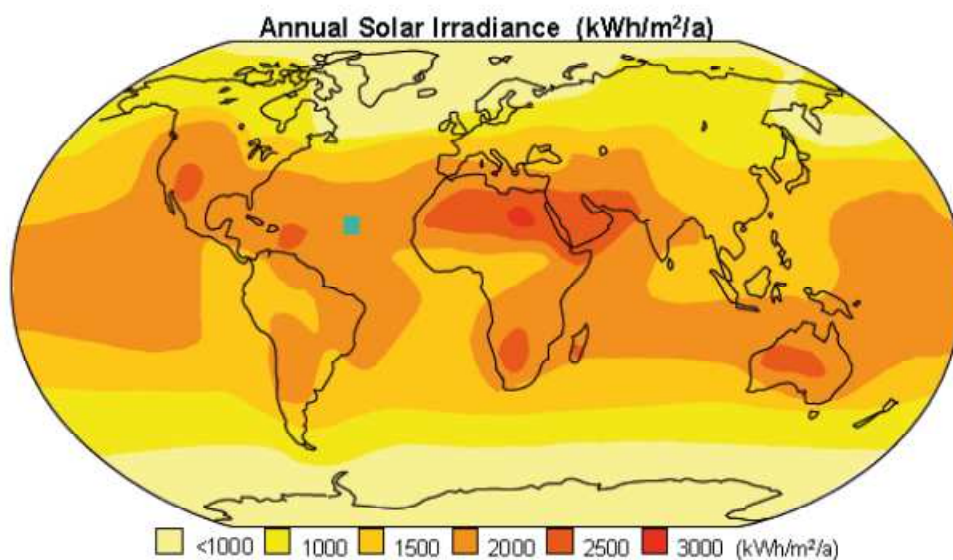


Figura 66 Radiação solar anual na Terra [39]

# 5. TECNOLOGIAS CSP

Neste capítulo pretende-se, numa primeira abordagem apresentar o princípio de funcionamento do ciclo de *Rankine*, uma vez que é ciclo termodinâmico com melhor resultado nas centrais de produção de vapor. Em seguida, para cada uma das tecnologias CSP, é efectuada a descrição do seu princípio de operação, complementada com a apresentação dos diversos processos e equipamentos que constituem uma central típica. Adicionalmente, será efectuado um comparativo, entre as principais características, pontos fortes e pontos fracos para cada tecnologia. Por último, serão apontadas algumas oportunidades futuras de desenvolvimento tecnológico, relativas aos variados sistemas.

## 5.1. INTRODUÇÃO

A maioria dos sistemas solares térmicos tem como finalidade principal o fornecimento de energia a um fluido de transferência de calor em movimento, de maneira a aumentar a sua temperatura. O intervalo de temperaturas pode ser muito variado, em função das diversas aplicações possíveis. Neste caso, iremos centrar a nossa análise nas temperaturas elevadas ( $> 250\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), uma vez que é nesta gama de temperaturas, que se enquadra a produção de vapor através do ciclo de *Rankine*. O caso específico da produção de vapor possui um interesse bastante significativo, em resultado da sua capacidade de produção de electricidade, tendo em conta a associação do ciclo termodinâmico de *Rankine* nas centrais

termoeléctricas. Desta forma, conseguimos aliar o melhor de duas realidades, que passa pela utilização da energia solar, que é um recurso energético abundante e limpo, associado a um processo termodinâmico bastante conhecido e explorado pelo sector energético, que não oferece grandes dificuldades de concepção e operação dos sistemas.

## 5.2. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

Nas centrais térmicas a vapor é utilizada a água como fluido de transferência de calor. A figura 67 mostra os componentes básicos de uma central térmica a vapor. A análise termodinâmica da central pode ser efectuada de forma simplificada se tivermos em consideração quatro subsistemas: o subsistema A onde se verifica a conversão de calor em trabalho, sendo a energia térmica armazenada no fluido de transferência de calor convertida de seguida em energia mecânica na turbina, o subsistema B onde se verifica a conversão da energia química contida no combustível em energia térmica armazenada no fluido de transferência de calor, o subsistema C onde a energia contida no fluido de transferência de calor é transmitida à fonte fria, e o subsistema D onde a energia mecânica da turbina é convertida em energia eléctrica no gerador [40].

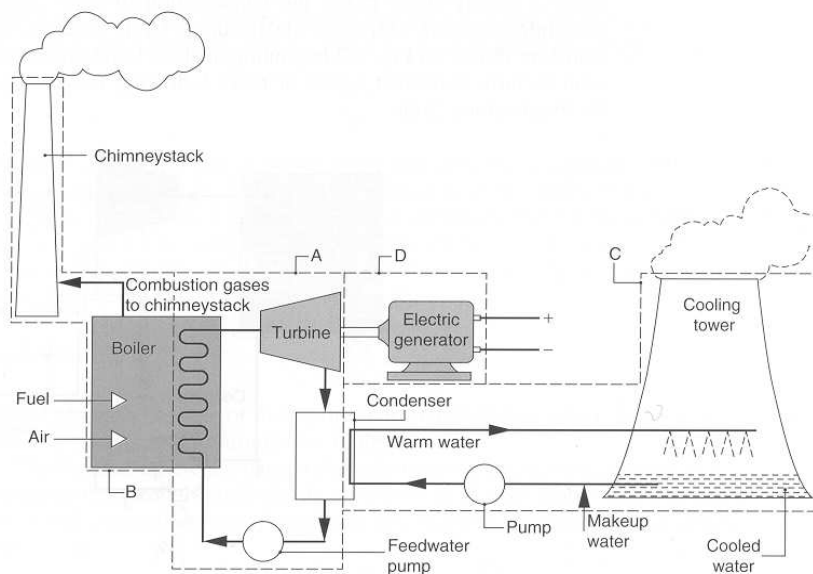
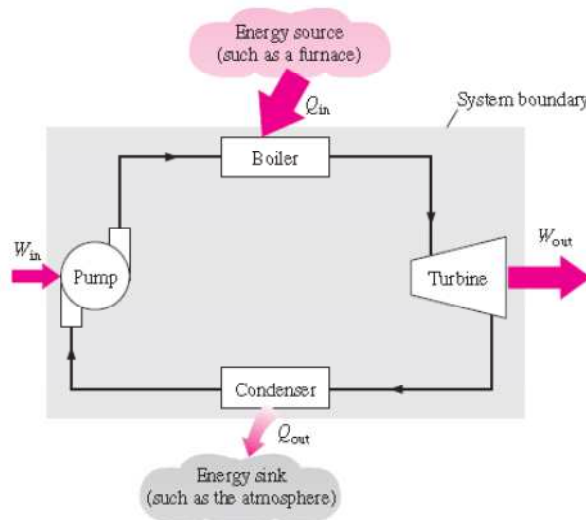


Figura 67 Esquema de uma central termoelétrica convencional [40]

### 5.2.1. CICLO DE CARNOT

Sabendo que o trabalho pode ser convertido em calor de uma forma directa e completa, mas já a conversão do calor em trabalho requer o uso de alguns equipamentos especiais.

Estes equipamentos são chamados de máquinas térmicas, que envolvem geralmente um fluido através do qual é transferido ou retirado o calor durante o ciclo, sendo chamado de fluido de trabalho. O dispositivo de produção de trabalho que melhor se encaixa na definição de uma máquina térmica é uma central de produção de vapor, cujo esquema simplificado é mostrado na figura 68 [41].



**Figura 68** Esquema simplificado de uma central de produção de vapor [41]

Na figura 68, as siglas utilizadas têm o seguinte significado:

- $Q_{in}$  - quantidade de calor fornecido ao vapor de água na caldeira a partir de uma fonte de uma alta temperatura;
- $Q_{out}$  - quantidade de calor rejeitado pelo vapor no condensador de vapor a uma temperatura baixa;
- $W_{out}$  - quantidade de trabalho entregue pelo vapor através da expansão na turbina;
- $W_{in}$  - quantidade de trabalho necessária para comprimir a água para a pressão da caldeira.

A quantidade de trabalho útil produzido por esta central é simplesmente a diferença entre a quantidade total de trabalho produzido pela central e a quantidade total de trabalho fornecido, mostrado através da equação 48.

$$W_{OUT\ UTIL} = W_{OUT} - W_{IN} \quad (kJ) \quad (48)$$

Partindo do pressuposto que nenhuma massa entra ou sai deste sistema, o mesmo pode ser analisado como um sistema fechado. Sabendo que um sistema fechado submetido a um ciclo, a mudança na energia interna é zero e, portanto, a quantidade total de trabalho útil do sistema também é igual à quantidade de calor útil transferido para o sistema.

$$W_{OUT\ UTIL} = Q_{IN} - Q_{OUT} \quad (kJ) \quad (49)$$

Na equação 49,  $Q_{out}$  representa a quantidade de energia desperdiçada, de modo a completar o ciclo. Mas como,  $Q_{out}$  nunca é zero, a quantidade de trabalho útil produzido por uma máquina térmica é sempre menor do que a quantidade de calor fornecida ao sistema, ou seja, apenas uma parte do calor transferido para a máquina térmica é convertida em trabalho. O quociente entre a quantidade total de trabalho útil produzido e a quantidade total de calor fornecida é uma forma de medir o desempenho de uma máquina térmica, e é chamado de eficiência térmica. A eficiência térmica de uma máquina térmica pode ser expressa pela equação 50.

$$\eta_{TERMICA} = \frac{W_{OUT\ UTIL}}{Q_{IN}} \quad (50)$$

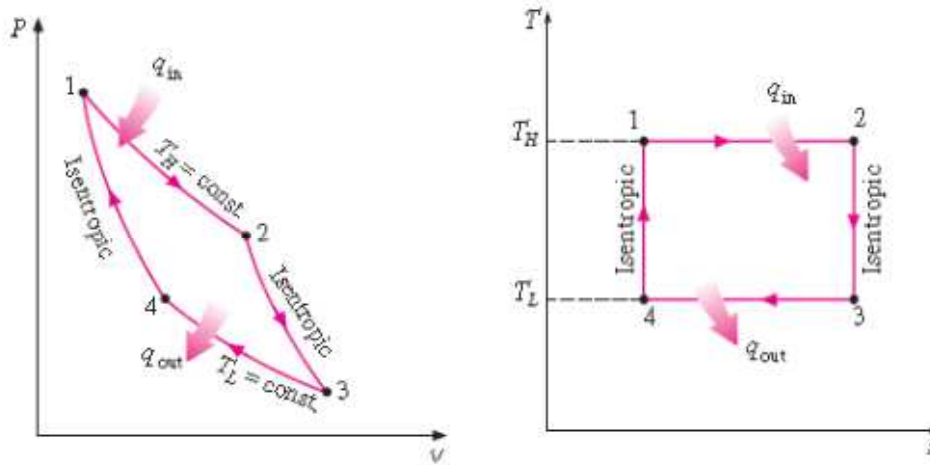
Podendo ser expressa também pela seguinte equação

$$\eta_{TERMICA} = 1 - \frac{Q_{OUT}}{Q_{IN}} \quad (51)$$

O ciclo que conduz ao maior valor da eficiência térmica é o ciclo de *Carnot* que se encontra representado na figura 69. Este ciclo idealizado é privado de todas as complexidades e irreversibilidades internas associadas a um ciclo real, sendo composto completamente de processos internamente reversíveis.

De acordo com o engenheiro francês *Sadi Carnot*, o segundo princípio da termodinâmica, pode ser enunciado da seguinte forma: "Para haver conversão contínua de calor em trabalho, um sistema deve realizar ciclos entre fontes quentes e frias, continuamente. Em cada ciclo, é retirada uma certa quantidade de calor da fonte quente (energia útil), que é parcialmente convertida em trabalho, sendo o restante rejeitado para a fonte fria (energia dissipada)".

O ciclo de *Carnot* é um ciclo ideal teórico que maximiza o rendimento térmico, partindo de uma determinada quantidade de energia ( $q_{in}$ ), através da troca de calor entre duas temperaturas: temperatura da fonte quente ( $T_H$ ) e temperatura da fonte fria ( $T_L$ ).



**Figura 69 Diagrama PV e Ts do ciclo de Carnot [41]**

O ciclo de *Carnot* é constituído por quatro processos reversíveis: um processo de expansão isotérmica de 1 para 2, em que é transferido calor ( $q_{in}$ ) para o ciclo a partir de um reservatório a uma temperatura elevada ( $T_H$ ); um processo de expansão isentrópica de 2 para 3; um processo de compressão isotérmica de 3 para 4, sendo transferido calor ( $q_{out}$ ) para um reservatório a uma temperatura baixa ( $T_L$ ); e um processo de compressão isentrópica de 4 para 1 [41].

A equação 51 também por ser definida por,

$$\eta_{CARNOT} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (52)$$

Tendo em consideração a equação 52, verificámos que se pretendermos aumentar o rendimento de *Carnot* é necessário, simultaneamente, aumentar a temperatura da fonte quente ( $T_H$ ) e diminuir a temperatura da fonte fria ( $T_L$ ). Contudo, existem limites tecnológicos para o aumento de ( $T_H$ ) e diminuição de ( $T_L$ ), logo para as temperaturas que usualmente é possível alcançar, o rendimento de *Carnot* estabelece o limite máximo para o rendimento de sistemas termodinâmicos.

## 5.2.2. CICLO DE RANKINE

Muitas das dificuldades de operação associadas com o ciclo de *Carnot* podem ser eliminadas através do sobreaquecimento do vapor na caldeira e posterior condensação completa no condensador. O ciclo termodinâmico que melhor resultado apresenta é o ciclo de *Rankine*, sendo por isso o ciclo ideal para centrais de produção de vapor, como mostrado na figura 70. O ciclo ideal de *Rankine* não envolve quaisquer irreversibilidades internas e consiste nos seguintes quatro processos [41].

- Processo de 1 para 2: compressão isentrópica numa bomba;
- Processo de 2 para 3: adição de calor numa caldeira a pressão constante;
- Processo de 3 para 4: expansão isentrópica numa turbina;
- Processo de 4 para 1: rejeição de calor num condensador a pressão constante.

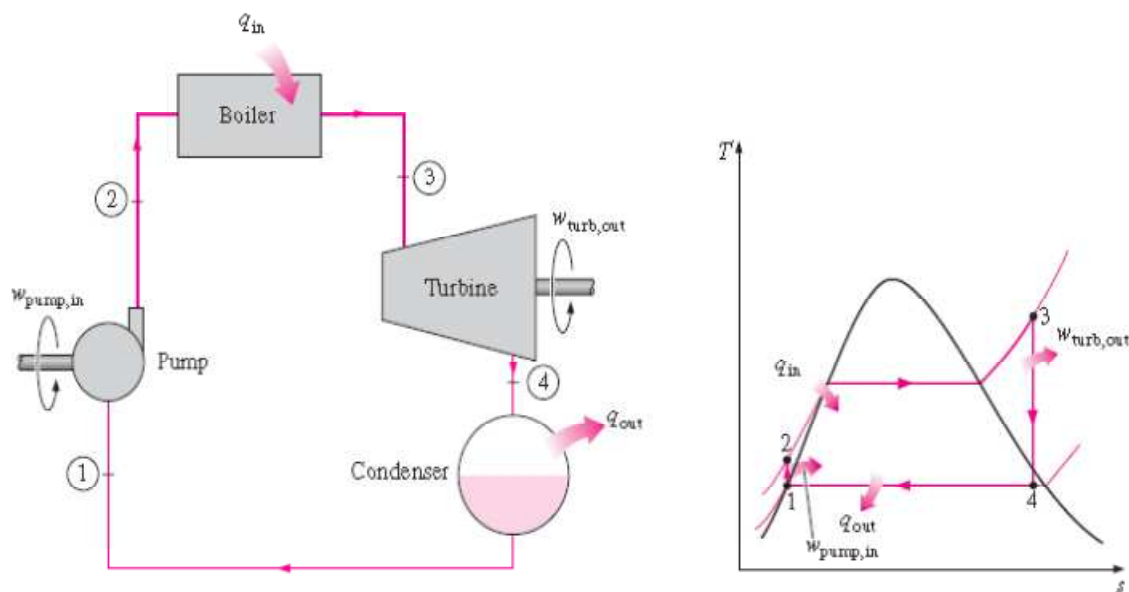


Figura 70 Ciclo ideal simplificado de *Rankine* [41]

A água entra na bomba (estado 1) como líquido saturado e é comprimida isentropicamente à pressão de operação da caldeira. A temperatura da água aumenta ligeiramente durante este processo de compressão isentrópica devido a uma ligeira diminuição do volume específico de água. A água entra na caldeira como um líquido comprimido (estado 2) e sai como vapor sobreaquecido (estado 3). A caldeira é basicamente um permutador de calor grande onde o calor proveniente dos gases de combustão, ou de outras fontes é transferido

para a água, particularmente, a pressão constante. A caldeira, em conjunto com o equipamento onde o vapor é sobreaquecido (sobreaquecedor), é frequentemente chamado o gerador de vapor. O vapor sobreaquecido (estado 3) entra na turbina, onde se expande isentropicamente e produz trabalho através da rotação do veio ligado a um gerador eléctrico. A pressão e a temperatura do vapor baixam durante este processo (estado 4), entrando posteriormente no condensador. Neste estado, o vapor é geralmente uma mistura saturada de líquido e vapor de alta qualidade. O vapor é condensado a uma pressão constante no condensador, que é basicamente um permutador de calor grande, através da rejeição do calor para um meio de arrefecimento, tais como cursos de água ou a atmosfera. O vapor deixa o condensador como líquido saturado e entra na bomba, completando o ciclo. Em locais onde a água é um bem essencial ou está indisponível, as centrais de produção de vapor podem ser refrigerados a ar, em substituição da água.

A análise do ciclo de *Rankine* é efectuada partindo do pressuposto que não existem irreversibilidades, e que na turbina e bomba não existem trocas de calor com o exterior e que cada um dos componentes opera num regime permanente de funcionamento. As mudanças de energia cinética e potencial do vapor normalmente são pequenas em relação aos termos de transferência de calor e trabalho, sendo geralmente negligenciadas. A equação da energia em regime permanente por unidade de massa de vapor é traduzida pela equação.

$$(q_{in} - q_{out}) + (w_{in} - w_{out}) = h_e - h_i \quad (kJ / kg) \quad (53)$$

A caldeira e o condensador não envolvem qualquer trabalho, e no caso da bomba e da turbina assumimos que são isentrópicas. Logo, a relação de conservação de energia para cada equipamento pode ser expressa da seguinte forma:

$$\text{Bomba } (q=0) \quad w_{pump,in} = h_2 - h_1 \quad (54)$$

$$\text{Caldeira } (w=0) \quad q_{in} = h_3 - h_2 \quad (55)$$

$$\text{Turbina } (q=0) \quad w_{turb,out} = h_3 - h_4 \quad (56)$$

$$\text{Condensador } (w=0) \quad q_{out} = h_4 - h_1 \quad (57)$$

A eficiência térmica do ciclo de *Rankine* pode ser determinada a partir da equação:

$$\eta_{TERMICA} = \frac{W_{util}}{Q_{in}} = 1 - \frac{Q_{out}}{Q_{in}} \quad (58)$$

onde:

$$W_{util} = Q_{in} - Q_{out} = W_{turb,out} - W_{pump,in} \quad (59)$$

O rendimento de um ciclo de *Rankine* pode ser aumentado através de diversas formas, tais como, diminuição da pressão no condensador, sobreaquecimento do vapor a altas temperaturas e aumento da pressão na caldeira. Todas estas modificações têm a mesma ideia base, que traduz-se em aumentar a temperatura média na qual o calor é transferido para o fluido de trabalho na caldeira, ou diminuir a temperatura média na qual o calor é rejeitado a partir do trabalho fluido no condensador. Isto é, a temperatura média do fluido de trabalho deve ser tão elevada quanto possível durante a adição de calor e tão baixa quanto possível durante a rejeição de calor.

### 5.3. TECNOLOGIAS CSP

Na tecnologia solar térmica de concentração, destacam-se quatro sistemas que têm como objectivo efectuar a conversão da energia solar em energia térmica, tais como, cilindro-parabólico, *Fresnel* linear, torre solar e disco-parabólico. Contudo, apesar de apresentarem formas e particularidades distintas, todas exibem o mesmo princípio de funcionamento, que consiste em empregar componentes reflectores, com a finalidade de concentrar os raios solares num receptor, onde a radiação solar é transformada em calor, através do aquecimento de um fluido de transferência de calor. Posteriormente, o calor será utilizado para produzir electricidade através de uma turbina de vapor. Estas tecnologias serão analisadas em pormenor nos pontos expostos de seguida.

#### 5.3.1. CILINDRO-PARABÓLICO

Neste tipo de central solar é utilizado espelhos reflectores com a forma cilindro-parabólica com o objectivo de concentrar a radiação solar, num tubo receptor (ou tubo de absorção), que caracteriza-se por ser termicamente eficiente, situado no foco da estrutura parabólica, como mostrado na figura 71.



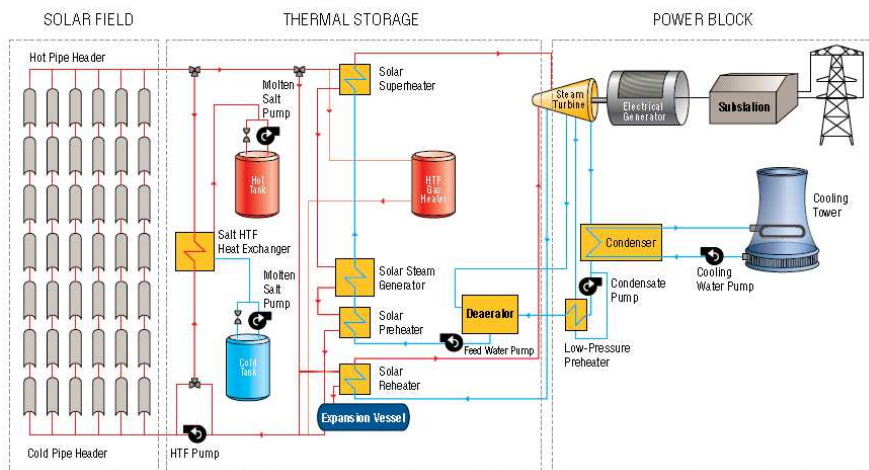
**Figura 71** Esquema de concentrador cilindro-parabólico [42] [43]

A tecnologia cilindro-parabólica está dotada de um sistema de seguimento solar com apenas um eixo, sendo o respectivo campo solar composto por várias filas em paralelo de concentradores solares alinhados segundo o eixo Norte-Sul, que acompanham o Sol no sentido Este-Oeste, garantindo que a radiação solar é continuamente reflectida no receptor linear. Neste tipo de tecnologia, é alcançado um grau de concentração de 70 a 100 vezes, o que permite atingir, temperaturas entre os 350°C e os 550°C no tubo de absorção. No interior desse tubo, é efectuada a circulação de um fluído de transferência de calor, que na generalidade das centrais existentes é um óleo sintético, devido à sua reduzida pressão de funcionamento, sendo este aquecido até uma temperatura próxima dos 400°C, através da concentração dos raios solares.

Este fluído térmico após ser aquecido nos tubos de absorção, é circulado com recurso a sistemas de bombagem através de um conjunto de permutadores de calor do bloco de potência com a finalidade de gerar vapor sobreaquecido para acionamento de uma turbina acoplada a um gerador eléctrico, sendo conduzido novamente ao campo solar.

Os projectos em desenvolvimento assentam no novo conceito chamado *Direct Solar Steam* (DISS), que tem como objectivo a produção directa de vapor no tubo absorção, excluindo desta maneira, a necessidade de utilização de permutador de calor. Estes progressos levam ao aumento da eficiência global da central, bem como uma possível redução significativa do custo total da central [44].

A figura 72 mostra um diagrama de fluxos representativo da maioria das centrais CSP que utilizam a tecnologia cilindro-parabólica actualmente.



**Figura 72** Esquema de uma central CSP com tecnologia cilindro-parabólica [45]

Estas centrais dispo de radiação suficiente, são capazes de operar à potência nominal apenas com recurso solar, mas no entanto, a maioria das centrais construídas até à presente dada são caracterizadas por estarem dotadas de um sistema híbrido, ou seja além da utilização do recurso solar, estas centrais possuem um sistema de *backup* fóssil, sendo vulgarmente utilizado o gás natural, para complementar a produção quando o recurso solar é fraco ou está indisponível. Existem dois tipos de montagem deste sistema híbrido, sendo a mais usual a colocação do *backup* em paralelo com o campo solar para auxiliar no aquecimento do fluido de transferência de calor, ou em alternativa, a montagem em paralelo com os permutadores de calor, para auxiliar na geração de vapor. Podemos ver também na figura 72, a possibilidade de armazenamento térmico, o que permite efectivar uma melhor gestão da produção de energia ao longo dia, conferindo à central a capacidade de ser despachada.

Actualmente, surgiu um novo conceito de *design*, denominado por *Integrated Solar Combined Cycle System* (ISCCS), que basicamente efectua a integração de uma central cilindro-parabólica com uma central de ciclo combinado com turbina a gás (figura 73). Este conceito poderá despertar muito interesse, uma vez que poderá oferecer uma redução de custos e melhorar a eficiência da conversão da energia solar em electricidade. Este design de central permite usar o calor solar para complementar o calor da turbina a gás, com a finalidade de aumentar a produção de energia no ciclo de *Rankine*. Neste *design*, a energia solar é geralmente utilizada para produzir vapor adicional, enquanto o calor residual da turbina a gás é utilizado para pré-aquecimento e sobreaquecimento do vapor. Este sistema é visto numa primeira análise, como uma possibilidade de aumentar o

tamanho da turbina de vapor em cerca de 100%. Esta concepção de central terá preferência na sua aplicabilidade em locais onde já existam centrais de ciclo combinado [44].

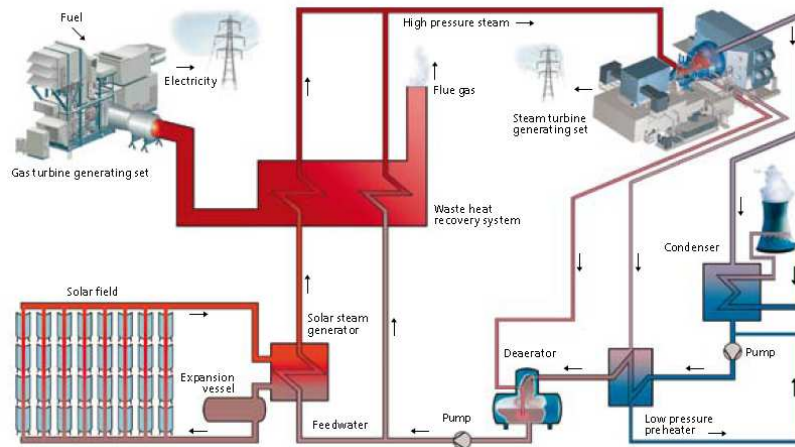


Figura 73 Esquema de uma central ISCCS [46]

### 5.3.2. FRESNEL LINEAR

Os reflectores lineares de *Fresnel*, conforme mostrado na figura 74, são compostos por um conjunto de reflectores planos com forma rectangular, situados ao nível do solo, que têm como função concentrar a radiação solar num receptor linear (tubo de absorção) situado numa cota superior. Os espelhos reflectores lineares são aplicados ao longo de filas e estão dotados com seguimento solar a um eixo.

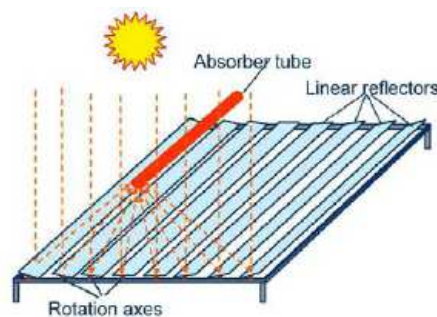
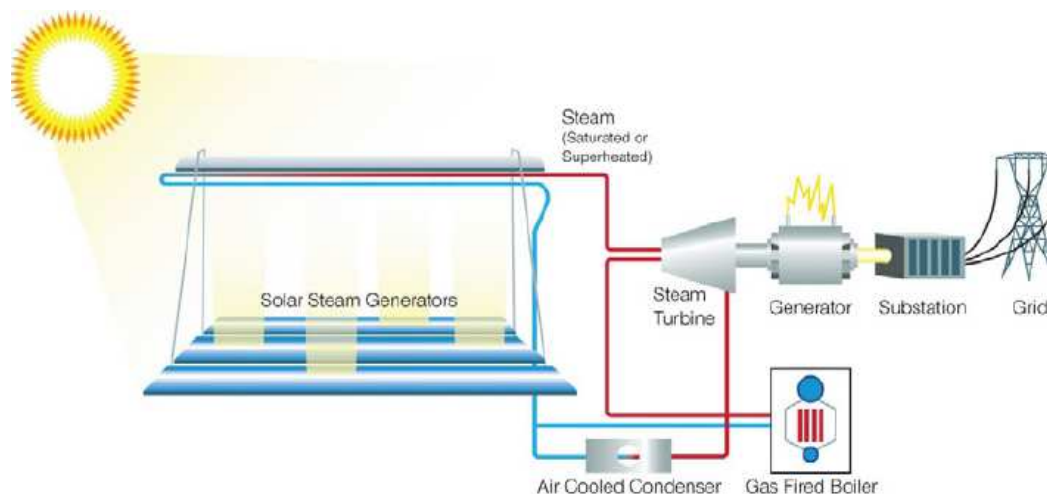


Figura 74 Esquema de concentrador *Fresnel* linear [42] [43]

Geralmente estes tubos de absorção são aplicados dentro de outra cavidade, voltada para baixo, que funciona como um sistema secundário de concentração. No interior dos tubos de absorção, circula água que é transformada directamente em vapor, através da acção da

radiação solar. O vapor produzido nos tubos de absorção é utilizado para acionamento de uma turbina, com a finalidade de produzir electricidade através de um gerador. Posteriormente, o vapor é condensado e retorna aos tubos de absorção, para iniciar novo ciclo. O sistema de *Fresnel* linear é uma das tecnologias CSP mais recentes, sendo este semelhante ao sistema de cilindro-parabólico. Contudo, como o tubo de absorção está fixo e encontra-se separado do sistema de reflectores, dispensa a utilização de dispositivos flexíveis, aliado ao facto dos espelhos serem planos, beneficia este tipo de sistema como uma alternativa de menor custo, aos sistemas cilindro-parabólico. Porém, esta tecnologia apresenta, um rendimento óptico e térmico inferior, sendo este facto compensado com a necessidade de um menor investimento inicial aliado a menores custos de operação e manutenção [44]. Na figura 75, é mostrado o esquema de uma central de *Fresnel* linear.



**Figura 75** Esquema de uma central CSP com tecnologia *Fresnel* linear [40]

À imagem do que sucede com os sistemas de cilindro-parabólico, também os reflectores lineares de *Fresnel* permitem uma operação híbrida e a possibilidade de integração de um sistema de armazenamento térmico. Esta tecnologia pode fornecer vapor adicional para centrais convencionais de gás e carvão, possibilitando esta integração aumentar a produção de electricidade em períodos de pico e reduzir as emissões poluentes. A sua aplicação pode também ser difundida a centrais que operam a biomassa ou instalações geotérmicas.

### 5.3.3. TORRE SOLAR

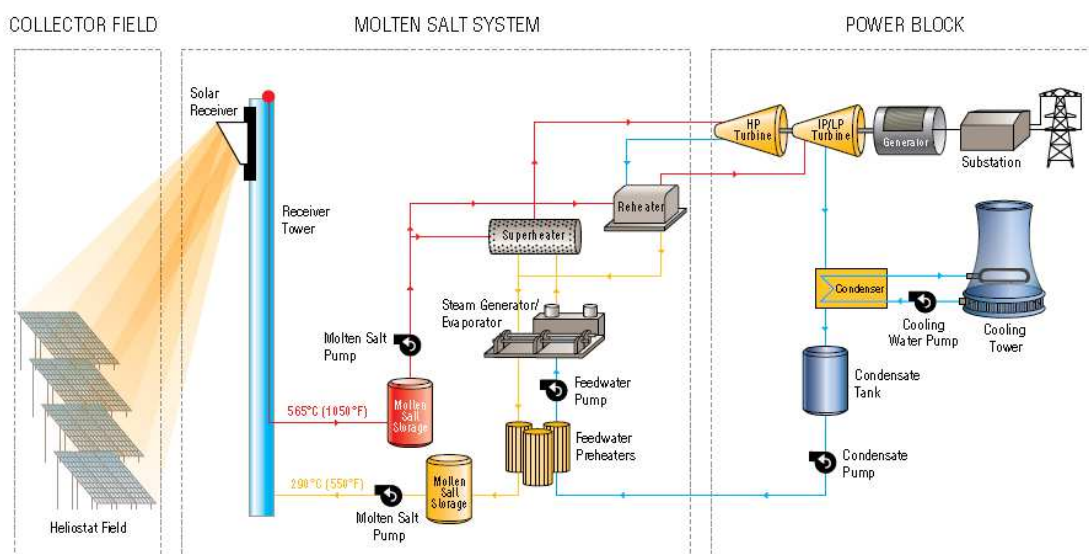
O sistema de torre solar, também designado de receptor central, é constituído por um conjunto de espelhos de grandes dimensões denominados de helióstatos, caracterizado por

uma configuração circular ou semi-circular do campo solar. Os heliostatos estão dotados com um sistema individual de seguimento solar a dois eixos, concentrando a radiação solar num receptor central montado no topo de uma torre, de forma a minimizar os sombreamentos sobre o campo solar, como se pode ver na figura 76.



**Figura 76** Esquema de concentrador torre solar [42] [43]

Consequentemente deste processo, obtemos uma taxa de concentração da radiação que varia entre as 600 e 1000 vezes, atingindo temperaturas de 800°C a 1000°C. Um fluido de transferência de calor (HTF) circula no receptor central, absorvendo a radiação concentrada e converte-a em energia térmica, que de seguida será utilizada para produzir vapor a temperaturas elevadas. O vapor resultante é transportado para uma turbina que acciona um gerador eléctrico [48]. A figura 77 mostra um esquema da configuração de uma central de torre solar com recurso a sais fundidos.



**Figura 77** Esquema de uma central de torre solar com recurso a sais fundidos [45]

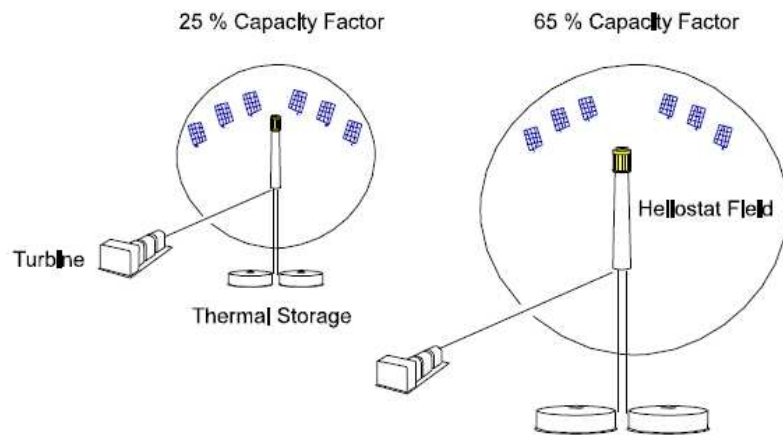
A selecção do fluído de transferência de calor depende das temperaturas que se pretendam atingir. Até à presente data, os fluídos de transferência de calor testados incluem: água/vapor, sais fundidos, sódio e ar. Em particular uma central de torre solar, que utiliza sais fundidos como fluído de transferência de calor, dispõe de dois tanques de armazenamento térmico, ou seja, um para o fluído de transferência “frio” e o outro para o fluído de transferência “quente”. Os sais fundidos são bombeados do tanque “frio”, onde se encontram a temperaturas próximas dos 300°C, para o receptor central, onde são aquecidos até uma temperatura aproximada de 570°C, sendo posteriormente enviado para o tanque “quente”.

Quando temos o bloco de potência em funcionamento, o fluído de transferência “quente” é conduzido através de um permutador de calor, resultando na produção de vapor sobreaquecido, que por sua vez, irá efectuar o acionamento de um grupo turbina-gerador que opera segundo o ciclo de *Rankine*. Após saírem do sistema de geração de vapor, os sais fundidos regressam novamente ao tanque “frio” para um novo ciclo.

A configuração do campo de helióstatos que circunda a torre é definida para otimizar o desempenho anual da central. Tendo em consideração que numa central solar típica, a captação de energia solar ocorre a uma taxa superior ao necessário para fornecer vapor à turbina, podemos assim, armazenar este excedente ao mesmo tempo que a central produz electricidade.

O armazenamento térmico da energia, no sistema de torre solar, permite que a electricidade seja despachada para a rede quando o consumo de energia é maior, aumentando assim o valor monetário da electricidade. Além de facilitar o despacho da energia, o armazenamento térmico permite também, alguma liberdade aos projectistas para desenvolver centrais com uma ampla gama de factores de capacidade para satisfazer as necessidades da rede eléctrica. Podemos ver na figura 78, que através da variação do tamanho do campo solar, das dimensões do receptor e da torre, e do tamanho do tanque armazenamento térmico, as centrais podem ser concebidas com factores de capacidade anuais que variam entre 25 e 65%, representando este factor, a percentagem do ano em que a central poderia operar sem a necessidade de sistema de *backup*. Na ausência de armazenamento de energia, as tecnologias CSP estão limitadas a um factor de capacidade anual reduzido, pelo que o cálculo das dimensões ideais dos tanques de armazenamento,

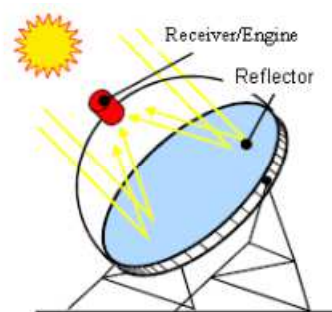
traduz-se numa parte importante do processo de concepção do sistema, por forma a cumprir as exigências do despacho de energia [48].



**Figura 78** Alterações possíveis numa torre solar para aumentar o factor de capacidade para um determinado tamanho de turbina: (1) aumentar o número de helióstatos, (2) aumentar os tanques de armazenamento térmico, (3) aumentar as dimensões da torre, e (4) aumentar as dimensões do receptor [48]

#### 5.3.4. DISCO-PARABÓLICO

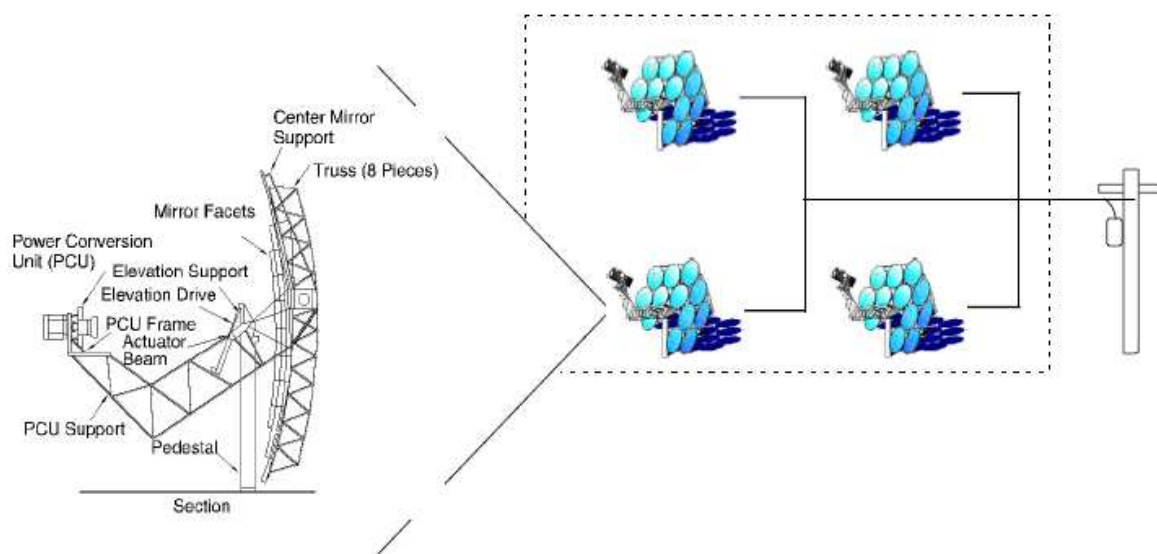
Neste tipo de tecnologia, que se encontra ilustrado na figura 79, temos um reflector parabólico em forma de disco, que é montado num dispositivo que executa o seguimento solar em dois eixos, concentrando os raios solares num receptor térmico integrado num motor, situado no seu ponto focal.



**Figura 79** Esquema de concentrador disco-parabólico [42] [43]

Os sistemas do tipo disco-parabólico convertem a energia térmica proveniente da radiação solar em energia mecânica e depois em energia eléctrica. Estes sistemas são constituídos por concentradores solares e uma unidade de conversão de energia.

O receptor consiste num permutador de calor, concebido para transferir a energia solar absorvida para um fluido de transferência de calor. O motor tem como função converter a energia térmica concentrada em energia mecânica, de uma forma semelhante aos motores convencionais a diesel ou a gás. O fluido de transferência de calor é sujeito a uma compressão quando está frio, seguido de aquecimento para permitir a sua expansão para uma turbina ou para uma câmara pistão-cilindro, com a finalidade de produzir trabalho. A energia mecânica é convertida em energia eléctrica recorrendo a um gerador eléctrico ou alternador. A figura 80 mostra um esquema da configuração de uma central disco-parabólico com motor *Stirling*.



**Figura 80** Esquema de uma central disco-parabólico com motor *Stirling* [48]

A tecnologia *Stirling* está limitada a potências, tipicamente, na ordem dos 5 a 25 kW, ao contrário das outras tecnologias CSP que são projectadas para potências nominais na ordem das dezenas ou centenas de MW. Esta característica possibilita que estas centrais sejam modulares, permitindo que sejam instaladas individualmente para aplicações remotas, ou agrupadas e conectadas a redes de baixa potência [49].

Adicionalmente, a tecnologia disco-parabólico pode ser projectada de forma a ser hibridizada com sistemas de combustível fóssil, tornando possível o despacho de electricidade, nos períodos de ausência de radiação solar. Actualmente, o armazenamento térmico não é considerado uma opção viável para este tipo de centrais.

Os ciclos termodinâmicos utilizados para estes sistemas incluem: o ciclo de *Rankine*, que usa água ou um fluido orgânico como fluido de transferência de calor, o ciclo de *Brayton* e o ciclo de *Stirling*, sendo o último a opção de eleição.

Os motores que utilizam o ciclo de *Stirling* operam a temperaturas e pressões elevadas, usando como fluido de transferência de calor gás de hidrogénio ou hélio. As temperaturas e pressões de trabalho são superiores a 700°C e 20 MPa, respectivamente.

No ciclo de *Stirling*, o fluido de trabalho é alternadamente aquecido e arrefecido num processo a temperatura e volume constante. A figura 81 mostra o princípio básico de funcionamento de um motor *Stirling*, existindo uma série de configurações mecânicas que promovem estes processos à temperatura e volume constante. A maioria das configurações abrange o uso de pistões e cilindros. As configurações mecânicas dos motores *Stirling* são classificadas em três tipos, Alfa, Beta e Gama, como mostrado na figura 82 [50].

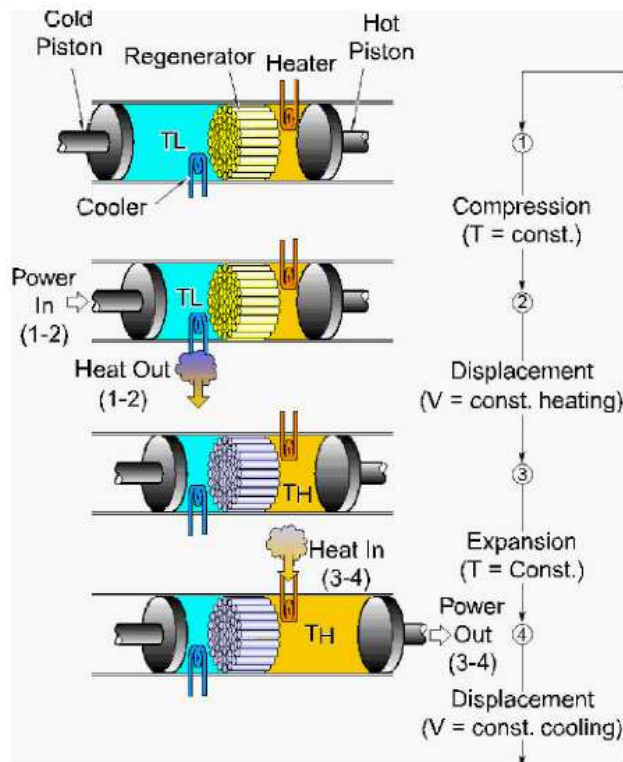


Figura 81 Esquema do princípio de operação de um motor *Stirling* [49]

Para a maioria das configurações de motor, a energia é extraída cinematicamente através de uma cambota rotativa, sendo excepção, a configuração de pistão livre, onde os pistões não estão limitados por cambotas ou outros mecanismos.

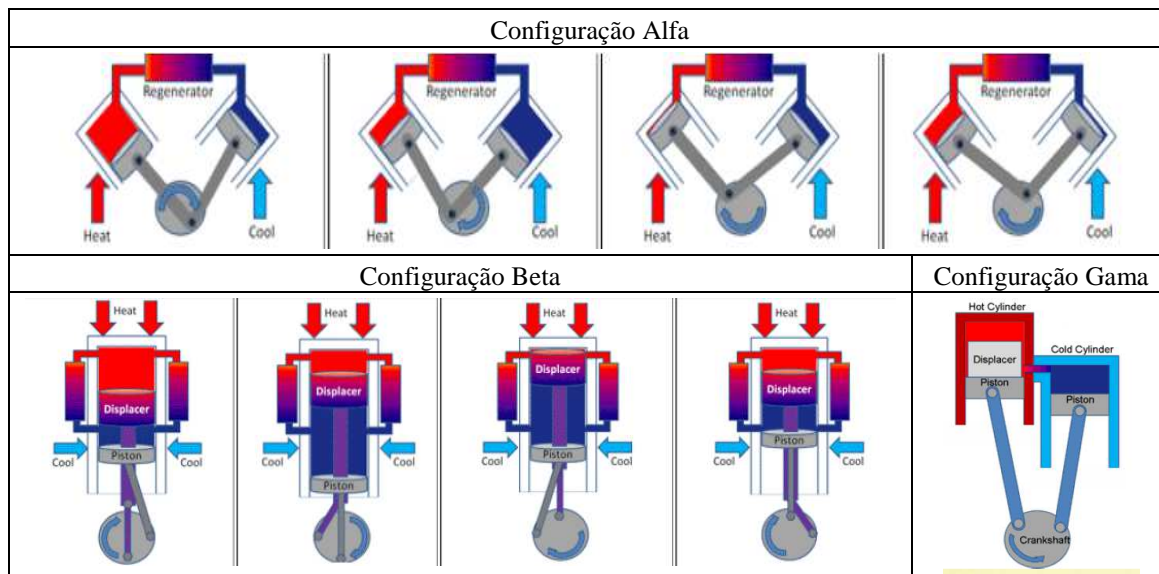


Figura 82 Tipos de configurações usadas nos motores *Stirling* [50]

O melhor dos motores *Stirling* consegue atingir uma eficiência de conversão da energia térmica em energia eléctrica de cerca de 40%, sendo por isso, a principal opção para os sistemas disco-parabólico, devido à sua adaptabilidade à concentração da radiação solar e elevada eficiência.

#### 5.4. ARMAZENAMENTO TÉRMICO

Quando estamos na presença de fontes de energia intermitentes, como o é o caso da energia solar, o armazenamento térmico de calor, é um factor de extrema importância a ter em consideração nas centrais CSP. O armazenamento térmico, representa uma dupla função, que passa pela conservação da energia quando esta não é utilizada de imediato, complementada com a função de garantia da fiabilidade no fornecimento, ou seja, o vulgarmente denominado, despacho da central. Esta opção, permite armazenar a energia em momentos que a mesma está abundantemente disponível e efectuar a sua utilização apenas quando for necessária. Este requisito torna o sistema mais eficaz, reduzindo o desperdício de energia, logo, possibilita uma redução nos custos de capital, uma economia no consumo ou mesmo substituição de combustíveis fósseis. Face ao exposto, na fase de projecto de uma central deste tipo, deve ser dada uma elevada importância ao estudo e desenvolvimento de um sistema de armazenamento óptimo.

#### **5.4.1. TIPO DE FLUÍDOS DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR**

Actualmente os fluidos de transferência de calor disponíveis para utilização são, óleo sintético, sal fundido, vapor pressurizado ou ar. No primeiro caso, as temperaturas de funcionamento estão limitadas aos 400° C. Já no caso do sal fundido, normalmente, uma mistura de sais de nitratos, é amplamente utilizado em centrais CSP, uma vez que, encontra-se na fase líquida à pressão atmosférica. As temperaturas de funcionamento são semelhantes às turbinas de vapor convencionais, acrescido do facto destes sais, possuírem um custo mais reduzido e não serem inflamáveis nem tóxicos. A composição típica destes sais fundidos é de 60% de nitrato de sódio ( $\text{NaNO}_3$ ) e 40% de nitrato de potássio ( $\text{KNO}_3$ ). Presentemente, as temperaturas de operação das centrais vão até os 600° C, pelo que, para conseguir alcançar temperaturas na faixa entre os 700° C e 800° C é necessário utilizar sais de fluoreto. O maior desafio do sal fundido é o seu ponto de congelamento elevado, o que se traduz em complicações relacionadas com a protecção anti-congelamento do campo solar. O óleo sintético congela a uma temperatura de cerca de 15° C, enquanto que, a versão ternária e binária dos sais fundidos congela a cerca de 120° C e 220° C, respectivamente. Esta situação, exige o uso de métodos de protecção anti-congelamento inovadores, implicando um aumento dos custos de operação e manutenção. No que refere ao vapor pressurizado ou ar, podemos trabalhar a temperaturas muito elevadas com turbinas a vapor ou gás, directamente alimentadas, sem necessidade de um permutador de calor, o que melhora a sua eficiência. Sendo esta área muito importante, todos os fluidos referidos estão em constante fase de desenvolvimento e melhoria.

#### **5.4.2. TIPO DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO**

Relativamente aos sistemas de armazenamento térmico, podemos encontrar principalmente nas centrais CSP actuais, dois tipos de armazenamento, o sistema de armazenamento com utilização de dois tanques, um quente e outro frio, e o armazenamento em tanque único, vulgarmente designado por, *thermocline*.

##### **5.4.2.1 Armazenamento em dois tanques**

Este sistema é constituído por dois tanques isolados termicamente, um tanque quente e um tanque frio. Este tipo de armazenamento pode ser classificado de duas formas, tais como, directo ou indirecto. No sistema de armazenamento directo, é efectuada a circulação do fluido de transferência de calor proveniente do tanque frio através do campo solar, onde

será aquecido e de seguida movimentado para o tanque quente para armazenamento. Posteriormente, o fluído do tanque quente flui através de um permutador de calor, onde será gerado vapor para a produção de electricidade. Por último, o fluído sai do permutador de calor com baixa temperatura e retorna para o tanque frio.

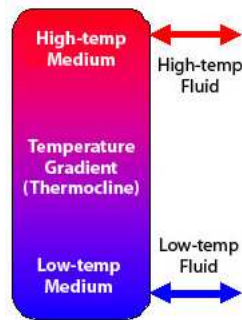
O sistema de armazenamento indirecto funciona da mesma maneira que o sistema de directo, com a excepção de utilizar fluídos diferentes para a transferência de calor e armazenamento. Este sistema é aplicado em centrais onde o fluído de transferência de calor utilizado é muito caro, ou não é o mais adequado para utilização como fluído de armazenamento. Neste caso, o fluído de armazenamento é bombeado a partir do tanque frio através de um permutador de calor adicional, onde é aquecido pela temperatura elevada do fluído de transferência de calor, sendo enviado de seguida para o tanque quente. O fluído de transferência de calor que sai do permutador de calor retorna ao campo solar, onde é aquecido novamente a uma temperatura elevada. O fluído armazenado no tanque quente é utilizado para produzir vapor, da mesma forma como o sistema directo. O sistema indirecto tem a particularidade de requerer um permutador de calor adicional, o que adiciona custos ao sistema. Normalmente, é usado um óleo orgânico como o fluído de transferência de calor e um sal fundido como o fluído de armazenamento, sendo o último comum aos dois sistemas descritos. Os sais fundidos são a chave para a melhor relação custo/eficiência em armazenamento de energia térmica [51].

#### **5.4.2.2 Armazenamento em tanque único**

O armazenamento em tanque único pode ser executado com o mesmo fluído de transferência de calor, aproveitando o conceito *thermocline*, que pode ser definido como a separação entre uma camada superior, mais quente e mais leve, e outra inferior, mais fria e mais pesada, como mostrado na figura 83.

Neste sistema, a energia térmica é armazenada através de um meio sólido, vulgarmente chamado areia de sílica. Durante o seu funcionamento, existe sempre uma fracção do meio sólido com temperatura elevada e uma outra com temperatura baixa. Desta forma, as regiões de temperatura elevada e baixa estão separadas por um gradiente de temperatura ou *thermocline*. Quando a entrada do fluído de transferência de calor de alta temperatura é processada no topo do *thermocline* e sai no fundo a baixa temperatura, origina o movimento para baixo da *thermocline*, resultando na adição de energia térmica para o sistema para o

armazenamento. Quando o fluxo é invertido, o *thermocline* move-se para cima, removendo energia térmica do sistema para produzir vapor, e conseqüente electricidade. Dependendo do custo do fluido de armazenamento, o *thermocline* pode promover um sistema de armazenamento com custo significativamente menor [51].



**Figura 83** Efeito *thermocline* [51]

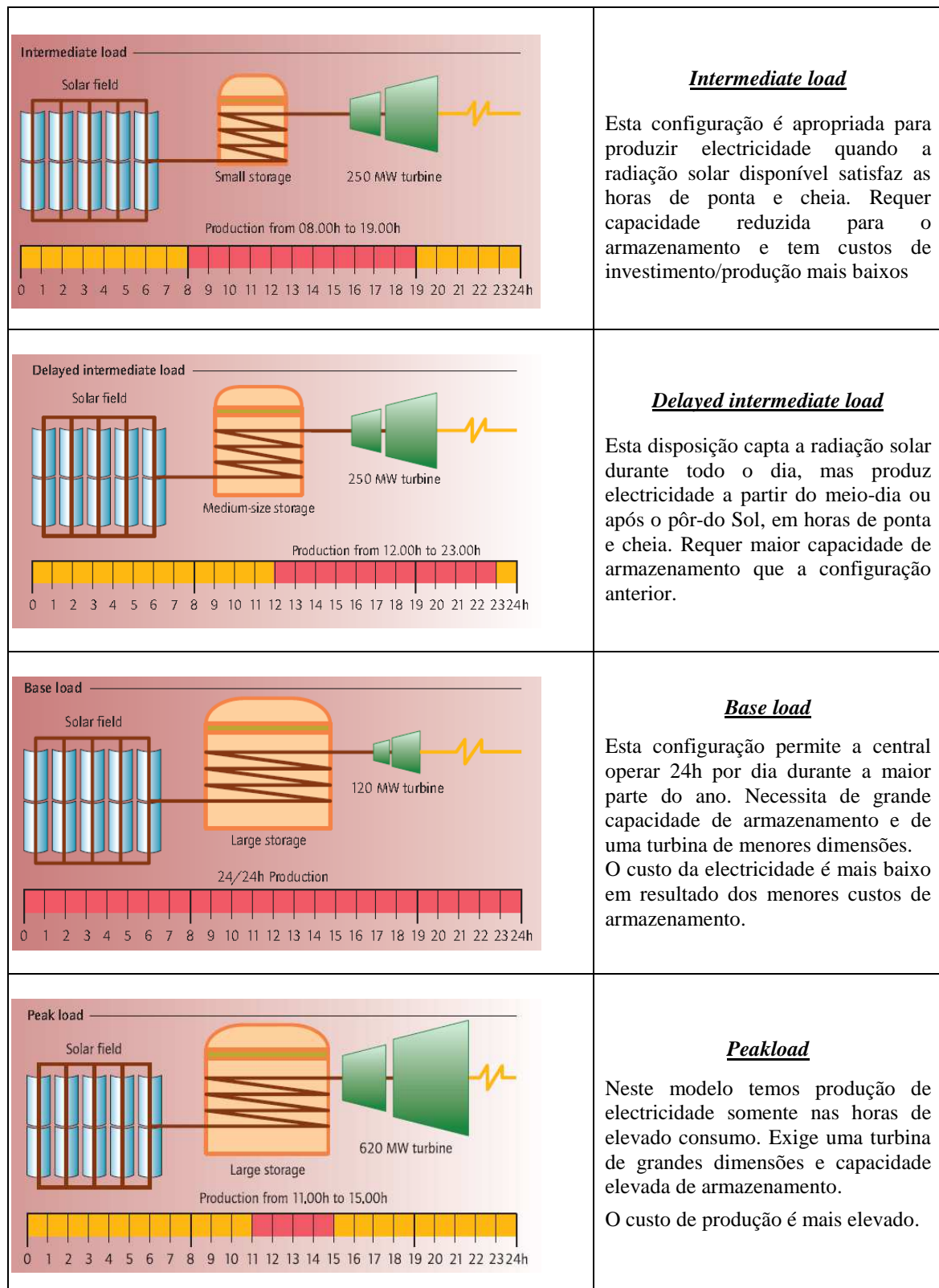
#### 5.4.3. CONFIGURAÇÕES POSSÍVEIS DE CENTRAIS COM ARMAZENAMENTO

Qualquer das tecnologias solares abordadas têm a possibilidade de utilizar um sistema de armazenamento térmico, atendendo que, com a introdução de um sistema deste tipo, as centrais solares térmicas de concentração podem despachar a electricidade para a rede eléctrica, visto existir a possibilidade de produção de energia mesmo na indisponibilidade de Sol.

O sistema de armazenamento térmico permite desta forma, que se possa ajustar ao longo dia, o perfil de produção de energia ao perfil de consumo, e também permitir que o rendimento total da central seja incrementado. O princípio de funcionamento baseia-se em efectuar o armazenamento durante períodos de radiação elevada que permitam, simultaneamente, a produção de electricidade e a possibilidade de armazenar o excedente de energia, recolhida no campo solar.

Cada tipo de central tem as suas próprias características, como o fluido de transferência de calor utilizado e a temperatura e pressão de operação, pelo que é fundamental a existência de um conjunto amplo de opções de armazenamento, permitindo assim adaptar-se às necessidades de cada uma. Logo a modificação da capacidade de armazenamento é uma forma de adaptação das centrais CSP para cumprir diferentes necessidades. Na figura 84, podemos analisar as quatro configurações possíveis, sendo comum a todas o tamanho do

campo solar e a quantidade de eletricidade produzida, mas em momentos distintos e com recurso a taxas de potência diferentes [52].



**Figura 84** Configurações de centrais CSP para determinada dimensão de campo solar [52]

## 5.5. FUNCIONAMENTO HÍBRIDO

De uma forma geral, a maioria das centrais solares térmicas de concentração, com ou sem armazenamento térmico, possuem um sistema de *backup* com recurso a combustíveis fósseis, recorrendo normalmente ao gás natural, ou em alternativa a biomassa\biogás, com o objectivo de regular melhor a produção e garantir a disponibilidade da central. O *backup* é usado essencialmente quando a radiação solar não permite o funcionamento da central com recurso exclusivo da energia solar. Nesse caso, o *backup* de fonte fóssil ou renovável, fornece energia ao fluído de transferência de calor, ou directamente, ao circuito de produção de vapor.

Em locais com valores de radiação inferiores ao mínimo necessário, os sistemas híbridos asseguram a produção de electricidade a um custo mais baixo, do que sucederia no caso de a central estar apenas dependente do campo solar e do armazenamento de calor durante o período de 24h. A produção destas centrais com recurso exclusivo a técnicas de armazenamento térmico implica um aumento significativo dos custos, em resultado das maiores necessidades de armazenamento.

No caso de adicionar um sistema deste tipo, a uma central que já possua armazenamento térmico, é possível obter uma produção de energia idêntica à apresentada na figura 85.

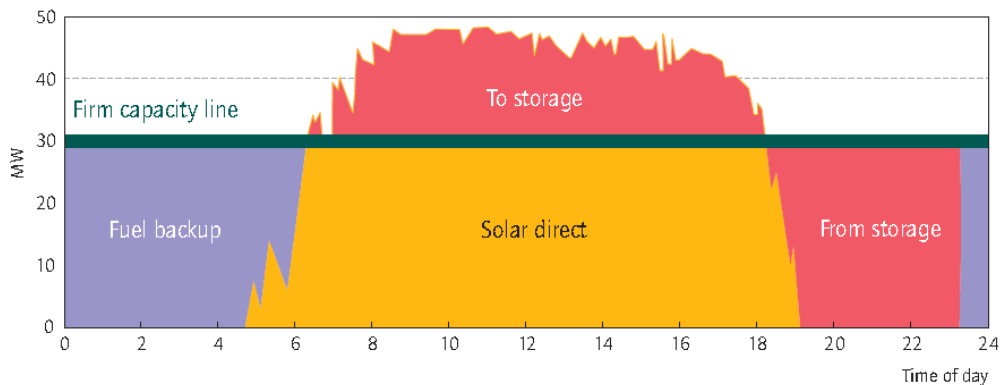


Figura 85 Combinação de armazenamento e “hibridização” em centrais CSP [52]

A combinação mostrada na figura 85, caracteriza um dia típico de Verão, onde podemos verificar que a central solar começa a receber energia solar logo após o nascer do sol, o que permite a central operar na sua potência nominal e recolher o excedente num tanque de armazenamento, acumulando esta energia no reservatório ao longo do dia (*To storage*).

Quando verifica-se uma diminuição ou inexistência de luz solar, a central mantém constante a sua produção de energia, mas com recurso ao armazenamento térmico (*From storage*) e ao sistema de *backup* (*Fuel backup*) [52].

## 5.6. COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGIAS

Seguidamente à apresentação das quatro tecnologias de energia solar de concentração, interessa resumir os aspectos que as caracterizam de modo a ser possível efectuar um comparativo entre elas. É esse o objectivo da tabela 8, onde se encontram as principais características associadas a cada tipo de sistema.

**Tabela 8 Comparativo das principais características associadas a cada tecnologia [53]**

<b>Tecnologia</b>	<b>Cilindro Parabólico</b>	<b>Torre Solar</b>	<b>Disco Parabólico</b>	<b>Fresnel Linear</b>
<b>Taxa de concentração (×)</b>	70-80	300-1000	1000-3000	25-100
<b>Potência (MW)</b>	30-320	10-200	0,005-0,25	10-200
<b>Fluido de transferência de calor</b>	Óleos sintéticos e sais fundidos	Sais fundidos	Hidrogénio, hélio	Vapor
<b>Temperaturas de operação (°C)</b>	390	565	750	270
<b>Eficiência anual conversão solar-electricidade (%)</b>	15	20-35	25-30	8-10
<b>Área (m<sup>2</sup>/MWh)</b>	6-8	8-12	8-12	4-6
<b>Consumo de água (l/MWh)</b>	3000	2000	Não necessita	3000
<b>Armazenamento de calor</b>	Armazenamento com sais fundidos em estudo	Armazenamento com sais fundidos	Armazenamento em baterias	-
<b>Sistemas híbridos</b>	Sim	Sim	Sim, mas em casos limitados	Sim
<b>Estado de comercialização</b>	Em comercialização	Demonstração em larga escala, início de comercialização	Demonstração em larga escala	Em fase de demonstração
<b>Evolução tecnológica</b>	Limitada	Muito significativa	Significativa	Significativa

Na tabela 9, é efectuada uma síntese dos principais pontos fortes e pontos fracos relativos a cada tecnologia.

**Tabela 9 Comparativo dos pontos fortes e fracos por tipo de tecnologia [53]**

<b>Tecnologia</b>	<b>Aplicações</b>	<b>Pontos fortes</b>	<b>Pontos fracos</b>
<b>Cilindro Parabólico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais integradas na rede eléctrica</li> <li>Calor do processo de temperatura média a elevada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disponível à escala comercial, custos comprovados.</li> <li>Temperatura de operação comercial até 500 ° C.</li> <li>Eficiência comercial comprovada na ordem dos 14%.</li> <li>Tecnologia modelar.</li> <li>Menor utilização de matérias-primas.</li> <li>Conceitos híbridos com recurso a combustíveis fósseis/biomassa.</li> <li>Capacidade de armazenamento de calor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A utilização de óleo como meio de transferência de calor limita a temperatura de operação a 400 °C, com implicações em termos da temperatura de vapor e consequente produção de electricidade.</li> </ul>
<b>Fresnel Linear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais integradas na rede eléctrica ou para produção de vapor para utilização em centrais termoelectricas convencionais.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tecnologia disponível.</li> <li>Custos de produção mais reduzidos por ser uma tecnologia mais simples/ seguimento do sol com menos precisão.</li> <li>Conceitos híbridos com recurso a combustíveis fósseis/biomassa.</li> <li>Optimização da ocupação de espaço.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Apenas existem em operação projectos de dimensão reduzida.</li> </ul>
<b>Torre Solar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrais integradas na rede eléctrica.</li> <li>Calor do processo de temperatura elevada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Boas perspectivas em termos de conversão de elevada eficiência.</li> <li>Temperaturas potenciais de operação na ordem dos 1000°C.</li> <li>Armazenamento de calor a temperaturas elevadas.</li> <li>Conceitos híbridos com recurso a combustíveis fósseis/biomassa</li> <li>Concepção indicada para utilização com sistemas de arrefecimento via seca.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>As performances operacionais, os custos de investimento e de operação e manutenção carecem de comprovação à escala comercial.</li> </ul>
<b>Disco Parabólico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sistemas isolados, normalmente de pequena dimensão fora da rede eléctrica, ou associados a centrais de maior dimensão.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eficiências de conversão elevadas.</li> <li>Sistemas modulares.</li> <li>Experiência operacional dos primeiros projectos de demonstração.</li> <li>Processo de fabrico simples e produção em massa a partir de componentes existentes.</li> <li>Não necessita de água para o processo de refrigeração.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Não existem projectos em grande escala.</li> <li>Custos por comprovar.</li> <li>Tecnologia menos compatível com o armazenamento de calor, e portanto menos despachável.</li> </ul>

## 5.7. TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS FUTURAS

De seguida são apresentadas algumas das principais oportunidades de desenvolvimento tecnológico para cada sistema [53].

### 5.7.1. CILINDRO-PARABÓLICO E *FRESNEL*

- Aumento de capacidade instalada das centrais, valores entre 50-200 MWe para obtenção de economias de escala.
- Substituição gradual dos espelhos curvos e de elevada espessura por alternativas mais económicas, tais como, substratos de acrílico, folhas de alumínio flexíveis, alumínio associado a fibra de vidro.
- Utilização de cilindros parabólicos mais largos, na ordem dos 7 metros.
- Utilização de novas opções de fluídos de transferência de calor, tais como, gás pressurizado, sais fundidos e nanofluídos, em substituição do óleo sintético utilizado actualmente, uma vez que este tem como limitação a produção de vapor a cerca de 380 °C, em consequência da degradação térmica.
- Implementação do *Direct Steam Generation* (DSG), o que permite atingir temperaturas mais elevadas e reduzir os custos de investimento, em resultado de deixar de ser necessário utilizar fluídos de transferência e permutadores de calor.

### 5.7.2. TORRE SOLAR E DISCO-PARABÓLICO

- No caso da tecnologia torre solar será possível alcançar temperaturas mais elevadas e melhorar a eficiência global do sistema, permitindo desta forma, também reduzir os custos de armazenamento de calor.
- Aumento da eficiência global do sistema que permitirá um consumo menor de água para refrigeração.
- Utilização de ciclos de vapor supercríticos com eficiências mais elevadas.
- Para a tecnologia *Stirling*, os principais objectivos são a redução de custos através da produção em larga escala, demonstração da fiabilidade da tecnologia e consolidação das vantagens específicas, como eficiência mais elevada e ausência de necessidade de água para refrigeração.
- Aumento da compatibilidade das tecnologias existentes com os sistemas de armazenamento de calor e sistemas híbridos.

## 6. MERCADO CSP NO MUNDO

Neste capítulo propõe-se efectuar uma análise ao mercado mundial do CSP, começando por enunciar os grandes projectos mundiais que estão operacionais actualmente, com uma breve referência à situação portuguesa. No seguimento, é apresentada uma análise estratégica do mercado CSP em Portugal, realçando os principais pontos fortes e pontos fracos deste mercado potencial, complementada com um estudo que visa expor de forma mais detalhada a organização da cadeia de valor no mercado CSP internacional. Adicionalmente, será efectuada uma abordagem à temática da estrutura de custos da tecnologia CSP. Para finalizar, é efectuada uma exposição das principais barreiras ao desenvolvimento deste mercado.

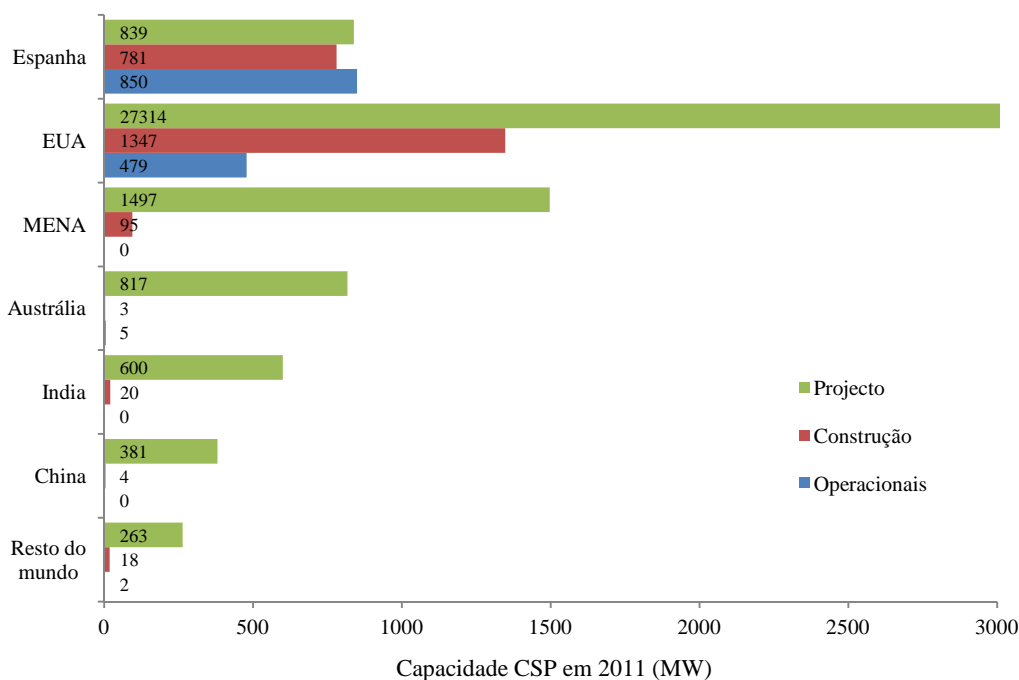
### 6.1. SITUAÇÃO ACTUAL DO CSP NO MUNDO

De acordo com o *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, existiam 38 centrais operacionais no final de 2011, cuja breve descrição é apresentada na tabela 10. Se efectuarmos uma análise mais detalhada, constatámos que as centrais segundo a sua tecnologia estão distribuídas da seguinte forma: cilindro-parabólico (81,6%), torre solar (10,5%), Fresnel linear (5,3%) e Stirling (2,6%). Também verificámos que dos 5 países empreendedores desta tecnologia, destacam-se a Espanha e os EUA, com quotas de potência instalada de 63,6% e 35,9%, respectivamente.

**Tabela 10 Características das principais centrais CSP em operação a nível mundial [55]**

<b>País</b>	<b>Central</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Produção anual (GWh)</b>	<b>Ano de início</b>
EUA	SEGS I	Cilindro-parabólico	13,8	não disp.	1984
EUA	SEGS II	Cilindro-parabólico	30	não disp.	1985
EUA	SEGS III	Cilindro-parabólico	30	não disp.	1985
EUA	SEGS IV	Cilindro-parabólico	30	não disp.	1989
EUA	SEGS V	Cilindro-parabólico	30	não disp.	1989
EUA	SEGS VI	Cilindro-parabólico	30	não disp.	1989
EUA	SEGS VII	Cilindro-parabólico	30	não disp.	1989
EUA	SEGS VII	Cilindro-parabólico	89	não disp.	1989
EUA	SEGS IX	Cilindro-parabólico	89	não disp.	1990
EUA	Saguaro Power Plant	Cilindro-parabólico	1,6	2	2006
EUA	Nevada Solar One	Cilindro-parabólico	75	134	2007
Espanha	Planta Solar 10	Torre solar	11	23,4	2007
Espanha	Andasol 1	Cilindro-parabólico	50	158	2008
EUA	Kimberlina Solar Thermal Power Plant	Fresnel Linear	5	não disp.	2008
Espanha	Alvarado I	Cilindro-parabólico	50	105,2	2009
Espanha	Andasol 2	Cilindro-parabólico	50	158	2009
EUA	Holaniku at Keahole Point	Cilindro-parabólico	2	não disp.	2009
Espanha	Ibersol Ciudad Real	Cilindro-parabólico	50	103	2009
Espanha	Planta Solar 20	Torre solar	20	48	2009
Espanha	Puerto Errado 1 Thermosolar Power Plant	Fresnel Linear	1,4	2	2009
EUA	Sierra Sun Tower	Torre solar	5	não disp.	2009
Espanha	Solnova 1	Cilindro-parabólico	50	113,5	2009
Espanha	Solnova 3	Cilindro-parabólico	50	113,5	2009
Espanha	Solnova 4	Cilindro-parabólico	50	113,5	2009
Itália	Archimedes	Cilindro-parabólico	5	9,2	2010
Espanha	Central Solar Termoelectrica La Florida	Cilindro-parabólico	50	175	2010
EUA	Colorado Integrated Solar Project	Cilindro-parabólico	2	0,05	2010
Espanha	Extresol 1	Cilindro-parabólico	50	158	2010
Espanha	Extresol 2	Cilindro-parabólico	50	158	2010
Espanha	Majadas 1	Cilindro-parabólico	50	104,5	2010
EUA	Maricopa Solar Project	Stirling	1,5	não disp.	2010
EUA	Martin Next Generation Solar	Cilindro-parabólico	75	155	2010
Espanha	Palma Del Rio	Cilindro-parabólico	50	114,5	2010
Espanha	Gemasolar Thermosolar Plant	Torre solar	20	110	2011
Argélia	ISCC Argelia	Cilindro-parabólico	25	não disp.	2011
Marrocos	ISCC Moroco	Cilindro-parabólico	470	não disp.	2011
Espanha	La Dehesa	Cilindro-parabólico	50	175	2011
Espanha	Manchasol 1	Cilindro-parabólico	50	158	2011

De acordo com o relatório da *European Academies Science Advisory Council (EASAC)* [54], podemos constatar que no final de 2011, a implantação do CSP em todo o mundo, representava 1,3 GW de capacidade instalada operacional, 2,3 GW em construção e 31,7 GW em centrais planeadas, como mostra a figura 86. A Espanha é o *player* mais importante no desenvolvimento do mercado do CSP, tendo como vantagem o facto que a maior parte das empresas envolvidas no mercado CSP estão instaladas na Europa.



**Figura 86 Distribuição das centrais CSP no mundo em 2011 [54]**

## 6.2. MERCADO CSP PORTUGUÊS

São 15 os projectos seleccionados pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) [21], para ligação à rede eléctrica nacional, distribuídos por tecnologia fotovoltaica de concentração (5 projectos) e solar termoeléctrico de concentração (10 projectos). Os projectos foram seleccionados de entre 87 pedidos de informação prévia (PIP) recebidos no período de candidatura (com 65 a serem considerados válidos), de forma a cumprir os limites de potência estabelecidos. Quanto ao solar termoeléctrico de concentração (CSP), a tecnologia através de motores *stirling* foi contemplada em quatro dos projectos vencedores, promovidos pela Ramada (Évora), Hyperion Energy (Reguengos), Selfenergy (Silves) e Bragalux (Évora). A Efacec e o consórcio Abengoa/Fomentinvest vão apostar na

tecnologia de torre solar em Tavira e Moura. No que diz respeito à tecnologia de fresnel linear, foram também dois os PIP aprovados. Estes projectos, promovidos pela Dalkia e pela Tom, estão previstos para Faro e Moura. Por fim, a última tecnologia contemplada para produção de CSP foi a cilindro parabólico, com dois projectos promovidos pela Energena e pela Martifer Energia, ambos em Évora. Os 10 PIP aprovados para o CSP representam uma potência atribuída de 29,5 MW. A tabela 11, mostra as principais características destes projectos.

**Tabela 11 PIP aprovados para o CSP pela DGEG [21]**

Promotor	Tecnologia	Central	Localização	Potência (MW)
Energena SLU	Cilíndrico-Parabólico	Solar Termoeléctrica de Évora	Évora	4,0
Martifer Energia	Cilíndrico-Parabólico	Instalação Solar Térmica Concentrada de Évora	Évora	4,0
Dalkia	Fresnel Linear	Central de Concentração Solar Térmica de Faro	Faro	4,0
Tom	Fresnel Linear	Moura Fresnel (CSP)	Moura	4,0
Efacec	Torre Solar	Central de Concentração Solar de Torre - Solmass	Tavira	4,0
Abengoa / Fomentinvest	Torre Solar	Central Solar Térmica de Moura	Moura	4,0
Ramada Holdings, SGPS	Stirling	Quinta Solar Alentec 1	Évora	1,5
Hyperion Energy Portugal	Stirling	Solar Stirling I	Reguengos	1,5
Selfenergy	Stirling	Central Solar Térmica de Oddelouca	Silves	1,0
Bragalux	Stirling	Central Termoeléctrica de Alcanizes	Évora	1,5

### **6.3. ANÁLISE ESTRATÉGICA DO MERCADO CSP PORTUGUÊS**

Tendo em conta toda a análise desenvolvida anteriormente, o objectivo deste subcapítulo é resumir as principais características do mercado CSP nacional, usando como ferramenta a análise SWOT, mostrada na figura 87, com a finalidade de identificar as forças e fraquezas associadas a esta tecnologia, com o intuito de desenvolver actividades de melhoria no futuro, e estabelecer sempre que possível, um conjunto de propostas para as áreas que mais poderão beneficiar o desenvolvimento do mercado solar nacional.



**Figura 87** Análise SWOT para o CSP em Portugal

Analisando as forças que impulsionam a energia solar, podemos afirmar que, Portugal dispõe de condições excelentes para desenvolver um *cluster* solar, com base na elevada radiação solar anual, que incide de uma forma geral sobre o território nacional. Em termos políticos, existem vários fundamentos que apoiam o seu desenvolvimento em Portugal, uma vez que na área das energias renováveis, existe uma forte influência das políticas europeias sobre as políticas nacionais. Por outro lado, o governo português criou um forte compromisso com o desenvolvimento e promoção das energias renováveis, embora com uma grande discrepância entre as diferentes tecnologias. Em particular, para a energia solar, os objectivos e medidas adoptadas poderiam ser mais ambiciosos e potenciadores de crescimento desta fonte de energia. No que refere à legislação nacional, a conjuntura é favorável ao desenvolvimento da energia solar, uma vez que o enquadramento legal é abrangente, promovendo políticas que fomentam a utilização das energias renováveis e eficiência energética, mas também instituindo regimes de tarifas subsidiadas e incentivos fiscais. No entanto, a suspensão dos PIP por período indeterminado, deve ser visto com algum receio, porque pode comprometer o desenvolvimento futuro desta tecnologia.

No domínio das oportunidades, podemos considerar o desenvolvimento do recurso solar de extrema importância, uma vez que esta energia apresenta-se como uma forte candidata para reduzir a taxa de dependência energética exterior de combustíveis fósseis e promover as políticas de eficiência energética e de mitigação das alterações climáticas. Para já, a energia solar está ainda numa fase inicial, representando uma percentagem minoritária do sector energético e com uma importância circunscrita na economia nacional. Contudo, a implementação de centrais em locais isolados, tais como, a zona do Alentejo e Algarve, poderão ser importantes fontes de captação de investimento estrangeiro, que se forem bem exploradas podem ajudar a desenvolver as economias locais, promovendo a reconversão da indústria, a criação de novos pólos industriais e geração de emprego, impulsionando desta forma o desenvolvimento nessas áreas.

No âmbito das fraquezas apresentadas, apesar de termos a nível nacional, uma boa capacidade em investigação e desenvolvimento da indústria solar, a mesma não acompanha a forte dinâmica de evolução implementada pelos países pioneiros, que possuem uma elevada capacidade financeira para promover estes projectos. Logo esta condição, traduz-se actualmente numa grande falta de maturidade tecnológica, sendo necessário superar as lacunas a nível de *know-how* e de experiência de mercado, uma vez que o controlo do conhecimento é essencial. Ao nível da legislação, será necessário melhorar a questão dos processos de licenciamento complexos e burocráticos, que se baseiam em procedimentos complicados, necessidade de obter aprovação de várias entidades, custos administrativos exagerados e tempos de espera longos, o que inviabiliza logo à partida qualquer projecto de pequena envergadura. É também de extrema importância, colmatar a estratégia nacional pouco agressiva, focalizando todos os aspectos positivos que as energias renováveis podem dar ao nosso país. Para isso, será necessário estabelecer objectivos muito mais ambiciosos e potenciadores de desenvolvimento. Todos os elementos deverão ser explorados, desde, a consciencialização ambiental da população, a necessidade de estimulação da indústria, a reconversão de alguns tecidos empresariais, a aposta num sector vanguardista, a criação de um produto tecnológico e diferenciado.

Relativamente às ameaças que se colocam ao desenvolvimento deste sector, destaca-se principalmente, a péssima situação económica nacional que engloba todos os sectores de actividade, complementada pela situação de instabilidade económica, financeira e política que atravessa toda a Europa. A competição com as outras fontes de energia renovável,

também apresenta-se como um factor determinante, uma vez que alguns defensores da tecnologia solar apontam como obstáculo principal, a existência de um *lobby* do sector eólico muito forte, o que impede uma aposta mais enérgica por parte do governo português. Desta forma, as duas tecnologias são concorrentes nos apoios pagos pelo governo, para fomentação das energias renováveis. Mas esta relação, deve ser vista com algum cuidado, dado que as duas tecnologias estão em fases de desenvolvimento totalmente distintas. A energia solar não deve ser vista como a solução para o presente, mas sim, como um investimento a longo prazo, sendo necessário estabelecer objectivos estruturantes. A questão dos custos elevados da tecnologia tem uma posição importante nesta análise, uma vez que a redução dos mesmos pode ser mais morosa do que seria essencial, colocando em risco o crescimento do sector. Torna-se também necessário ultrapassar o estado de inércia em que se encontra toda a indústria e a falta de mobilização das empresas nacionais, uma vez que existe pouca informação e falta de sensibilização, de modo a permitir que potenciais interessados possam visualizar este mercado como uma área de negócio muito promissora.

Depois de analisar todos estes factores, podemos dizer que uma forma geral, o panorama nacional é favorável ao desenvolvimento da energia solar, contudo, existe um longo caminho a percorrer, de modo a torná-lo um dos sectores mais importantes da economia. Nos últimos anos, as políticas adoptadas foram um passo importante para a mobilização de esforços em torno deste mercado, cujo crescimento terá de ser auto-sustentável. Logo este cenário terá de ser mais atractivo para os investidores, produtores e consumidores, possibilitando o aumento da concorrência e da competitividade desta indústria, conduzindo a um crescimento do mercado. Consequentemente, com a consolidação de uma economia de escala, iremos ter uma redução acentuada nos custos de produção, o que tornará esta tecnologia uma forte aposta no futuro mercado energético.

#### **6.4. ESTRUTURA DA CADEIA DE VALOR NO MERCADO CSP INTERNACIONAL**

Este subcapítulo tem como finalidade efectuar uma descrição das principais etapas da cadeia de valor do mercado CSP, dos principais elementos envolvidos em cada etapa e dos principais intervenientes neste tipo de projectos, com grande difusão nos mercados europeu

e americano [56]. A cadeia de valor CSP é composta por seis etapas principais, sendo descritas em seguida:

➤ Projeto de Desenvolvimento

Esta primeira fase de um projecto CSP começa com estudos de viabilidade técnica-económica, a selecção do local para instalação da central e oportunidades de financiamento, que fornecem os elementos básicos para a elaboração do projecto de engenharia com as diversas especificações técnicas.

➤ Materiais

A segunda fase da cadeia de valor do CSP envolve a selecção e recolha das matérias-primas e outros produtos semi-acabados. Os principais materiais utilizados numa central CSP, englobam o vidro para os espelhos, o aço para a estrutura de montagem, produtos químicos para o fluído de transferência de calor, e os materiais de isolamento em conjunto com os diferentes metais para as tubagens. Estes materiais podem ser fornecidos pelo mercado mundial, ou pelo mercado local, em função dos aspectos económicos e logísticos.

➤ Componentes

A terceira fase da cadeia de valor descreve os componentes, que teoricamente podem ser divididos em dois grupos, tais como, o campo solar e o bloco de potência. Tendo em conta que o mercado mundial do CSP ainda está numa fase embrionária, existem poucas empresas que podem fornecer esses componentes. Os principais componentes do campo solar são a estrutura metálica de suporte para a montagem, os espelhos e os receptores.

A estrutura de suporte é construída em aço ou alumínio, e tem que satisfazer alguns requisitos para a estabilidade estrutural contra as forças de vento, a fim de assegurar o alinhamento preciso dos espelhos sobre todo o comprimento do colector. Os espelhos podem ter uma forma plana ou côncava, e devem cumprir as mais rigorosas especificações geométricas, uma vez que as perdas de reflexão da radiação originam um menor grau de eficiência eléctrica, podendo comprometer a eficiência económica do projecto. Como os custos de transporte são um factor importante a ter em conta, a localização da produção destes componentes deve ser o mais próxima possível do local da central. Os receptores constituem a parte mais complexa do campo solar, uma vez que têm de absorver tanta radiação quanto possível, reflectindo-a como energia térmica. Poucas empresas mundiais

conseguem produzir este componente específico, tendo em conta que o aço utilizado na fabricação dos receptores tem que cumprir rigorosos requisitos de durabilidade e de revestimento. Além destes componentes, é desempenhado um papel importante, pelo sistema de transferência de calor, que inclui o fluido de transferência de calor, a tubagem, os materiais de isolamento e as bombas. A qualidade do material de isolamento é um factor importante, uma vez que influencia directamente a eficiência térmica e, conseqüentemente, a eficiência global da central. No que refere ao bloco de potência, a turbina a vapor é o componente chave, sendo considerado o componente mais complexo de uma central CSP, uma vez que tem de obedecer a elevados requisitos técnicos. A ligação à rede eléctrica é coordenada pelo gestor de projecto, através da construção do acesso à rede eléctrica local. Posteriormente através de subestações, o sistema é ligado à rede, para efectuar a transmissão até ao consumidor final.

#### ➤ Engenharia de Instalações e Construção

A quarta fase da cadeia de valor envolve a engenharia e construção da central. Esta fase é da responsabilidade do gestor de projecto, tendo como principal tarefa a coordenação de todos os parceiros envolvidos no projecto, de modo a garantir o fornecimento dos componentes e serviços no domínio da engenharia, compras, logística e construção.

#### ➤ Operação

A quinta fase, engloba o processo de operação e manutenção da central, normalmente, durante um período de 25 a 30 anos. As tarefas de operação e manutenção podem ser divididas em quatro grupos diferentes, tais como, administração da central, operação e controlo, a inspecção técnica do bloco de potência e a operação e manutenção do campo solar.

#### ➤ Distribuição

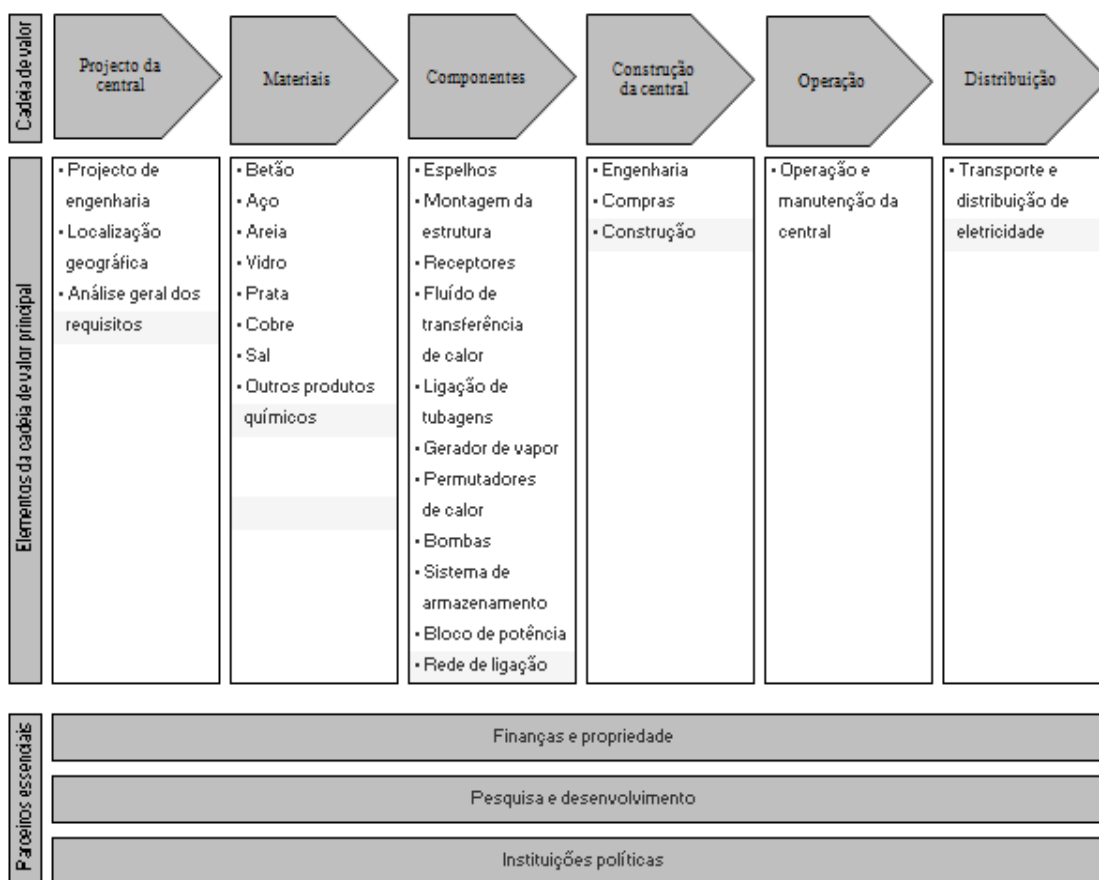
A sexta fase, envolve a entrega da electricidade aos consumidores a partir da central. A responsabilidade da distribuição pode ser assumida pelas empresas públicas.

Existem também três actividades transversais, tais como, finanças e propriedade, pesquisa e desenvolvimento e as instituições políticas, que não fazem parte directa da cadeia de valor, mas têm uma função essencial. Estas actividades apoiam o projecto desde o início até ao fim, ou acompanham o desenvolvimento da tecnologia e especificações ao longo dos

anos. Tendo em conta que os projectos CSP ainda não são rentáveis sem apoio financeiro, a obtenção de financiamento é normalmente a parte mais difícil no desenvolvimento do projecto. As estruturas existentes de financiamento e propriedade permitem demonstrar o nível de importância da participação das instituições políticas na construção de centrais CSP. Actualmente, a tecnologia CSP só consegue ser desenvolvida com o apoio político, devido ao elevado custo da tecnologia CSP, em comparação com as alternativas fósseis convencionais existentes num mercado de energia competitivo e liberalizado. O processo de pesquisa e desenvolvimento é um aspecto muito importante para o progresso tecnológico e a rápida entrada no mercado. Com essa finalidade, os intervenientes do projecto devem trabalhar em estreita colaboração com as instituições de pesquisa.

Na tabela 12, podemos visualizar uma síntese do que foi exposto anteriormente.

**Tabela 12 Estrutura básica da cadeia de valor CSP incluindo as actividades transversais [56]**



Com base na cadeia de valor do mercado CSP anteriormente apresentado, a tabela 13 mostra os principais intervenientes internacionais envolvidos em cada fase. Alguns

projetos são liderados por consórcios industriais de grande porte que incluem diversos operadores. Para um projecto de investimento CSP de grande envergadura, um consórcio é formado sob a alçada de um gestor de projecto, tendo como principal tarefa a coordenação de todos os parceiros envolvidos no projecto, de modo a garantir o fornecimento dos componentes e serviços nas diversas etapas da construção da central.

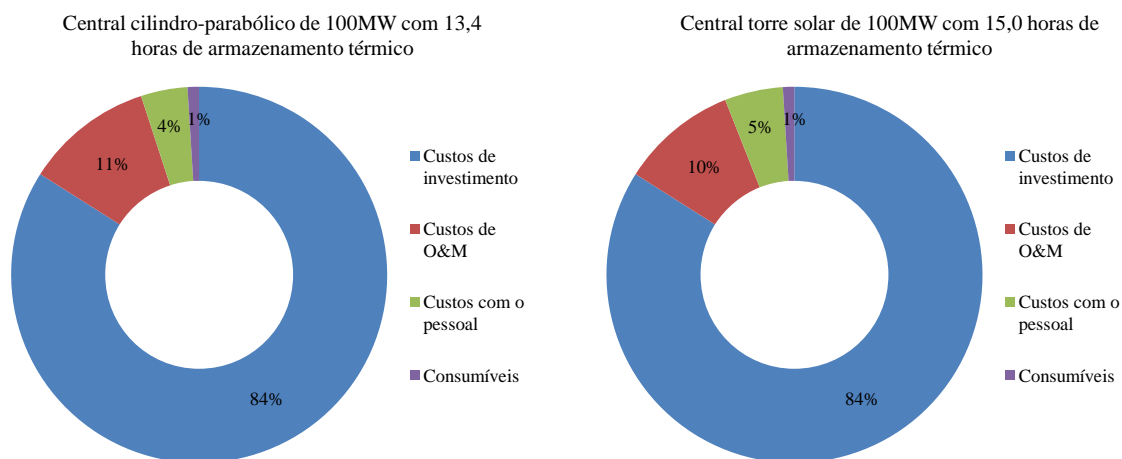
**Tabela 13 Cadeia de valor CSP com as principais empresas que operam em cada sector [56]**

Cadeia de valor	Projecto da central	Construção da central	Materiais	Componentes			
	Concepção e engenharia	Construção da central	Matérias primas e produtos semi-acabados	Espelhos	Estrutura suporte	Receptores	Fluído de transferência de calor
Empresas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abengoa Solar</li> <li>• Abengoa</li> <li>• Aries</li> <li>• Bright source</li> <li>• Epurone</li> <li>• Solar</li> <li>• Fichtner</li> <li>• Iberolica</li> <li>• M+W Zander</li> <li>• Novatec</li> <li>• Solar</li> <li>• Millennium</li> <li>• Stirling Energy Systems (SES)</li> <li>• Torresol</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abener</li> <li>• Abengoa Solar</li> <li>• ACS Cobra</li> <li>• Albiasa Solar</li> <li>• Duro Felguera</li> <li>• Flagsol</li> <li>• MAN</li> <li>• Ferrostaal</li> <li>• Drascom</li> <li>• Samca</li> <li>• Sky Fuel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BASF</li> <li>• Bertram Heatec</li> <li>• Chemicals</li> <li>• Haifa</li> <li>• Heidelberg Cement</li> <li>• Hydro</li> <li>• Linde</li> <li>• Pilkington</li> <li>• SQM</li> <li>• Thyssen Krupp</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3M</li> <li>• Alanod</li> <li>• Cristaleria Espagnola SA</li> <li>• Flabeg GmbH</li> <li>• Glasstech Inc</li> <li>• Glaston</li> <li>• Guardian Ind.</li> <li>• HEROGlas</li> <li>• Pilkington</li> <li>• Reflec Tech</li> <li>• Pioglass Solar</li> <li>• Saint-Gobain</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abengoa</li> <li>• Acciona</li> <li>• Albiasa</li> <li>• Alcoa</li> <li>• Areva (Ausra)</li> <li>• Flagsol</li> <li>• Novatec</li> <li>• Grupo</li> <li>• Sener</li> <li>• Siemens</li> <li>• Sky Fuel Inc</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schott Solar AG</li> <li>• Siemens (Solel Solar)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BASF</li> <li>• Dow Chemicals</li> <li>• Linde</li> <li>• Solutia</li> </ul>
Cadeia de valor	Componentes				Operação	Distribuição	
	Tubagens	Gerador de vapor/ permutador de	Sistema de armazenamento	Bloco de potência e bombas	Rede de ligação	Operação e manutenção	Transporte e distribuição
Empresas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abengoa</li> <li>• Acciona</li> <li>• ACS Cobra</li> <li>• Bharat Heavy</li> <li>• Electrical Ltd.</li> <li>• Billfinger Berger</li> <li>• Käfer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GE Power</li> <li>• MAN Turbo</li> <li>• Siemens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sener</li> <li>• Flagsol</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ABB</li> <li>• Alstom</li> <li>• GE Power</li> <li>• Kraftanlagen München</li> <li>• MAN Turbo</li> <li>• Siemens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ABB</li> <li>• Abengoa Solar</li> <li>• MAN Ferrostaal</li> <li>• Siemens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abengoa</li> <li>• Acciona</li> <li>• ACS Cobra</li> <li>• Flagsol</li> <li>• FPL Energy</li> <li>• Iberdrola</li> <li>• Nevada Solar</li> <li>• MAN Ferrostaal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• APS</li> <li>• EETC</li> <li>• Endesa</li> <li>• ONE</li> </ul>

## 6.5. ESTRUTURA DOS CUSTOS DA TECNOLOGIA CSP

Para uma aplicação generalizada da CSP como uma tecnologia de produção de electricidade em larga escala, os custos irão desempenhar um papel relevante no futuro.

Actualmente, os projectos CSP implicam um custo de produção de electricidade muito superior em comparação com as tecnologias convencionais. Porém, com a implementação em escala massiva e os avanços tecnológicos, o custo de produção de electricidade a partir do CSP deverá diminuir continuamente. De acordo com dados da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) [57], em 2011, o custo de investimento numa central com tecnologia de cilindro parabólico pode variar entre os 3680-7840 €/kW, em função dos vários factores que determinam o custo final. A gama inferior de valores corresponde a centrais sem armazenamento térmico, enquanto a gama superior corresponde a centrais com 6 horas de armazenamento térmico e com um factor de utilização elevado, em torno de 50%. No caso da central com torre solar, o custo de investimento pode variar entre 5140-8400 €/kW, quando o armazenamento térmico situa-se entre as 6 e as 15 horas, respectivamente. Os custos de operação e manutenção de uma central CSP, podem incluir diversas componentes, tais como, operação da central, manutenção do campo solar, despesas de combustível no caso ser um sistema híbrido e fornecimento de água para o sistema de refrigeração. Os custos de operação e manutenção variam normalmente entre os 0,016-0,028 €/kWh, incluindo os custos com combustível para *backup*. Na figura 88, podemos visualizar um comparativo da estrutura dos principais custos para uma central cilindro-parabólico e torre solar. É de referir que nesta análise, a central de cilindro-parabólico está equipada com 13,4 horas de armazenamento térmico e a central torre solar com 15 horas.



**Figura 88** Discriminação de custos para centrais de 100MW do tipo cilindro-parabólico e torre solar instaladas na África do Sul [57]

Na tabela 14, é apresentada uma estimativa mais pormenorizada dos custos de investimento e de operação e manutenção, tomando como referência, uma central do tipo cilindro parabólico com potência nominal de 50 MW, uma capacidade de armazenamento térmico de 7,5 horas, e um campo solar de 510.000 m<sup>2</sup> [57].

**Tabela 14 Estimativa do custo de investimento de uma central cilindro parabólico [57]**

Descrição dos custos	Custo de referência (M€)	Valor relativo (%)
Custos de mão-de-obra do local e campo solar	48,0	17,1%
Campo solar	8,7	3,1%
Preparação do local e infra-estrutura	16,3	5,8%
Construção metálica	7,0	2,5%
Tubagens	4,9	1,8%
Instalações eléctricas e outras	11,1	4,0%
Equipamento do campo solar e sistema HTF	107,9	38,5%
Espelhos	17,8	6,4%
Receptores	19,9	7,1%
Construção metálica	30,0	10,7%
Pilares	3,0	1,1%
Fundações	6,0	2,1%
Seguidores solares (hidráulica e motores eléctricos)	1,2	0,4%
Juntas articuladas	2,0	0,7%
Sistema HTF (tubagens, isolamento, permutadores de calor, bombas)	15,0	5,4%
Fluído de transferência de calor	6,0	2,1%
Equipamento de controlo eléctrico e electrónico	7,0	2,5%
Sistema de armazenamento térmico	29,5	10,5%
Sais fundidos	14,3	5,1%
Tanques de armazenamento	5,1	1,8%
Materiais de isolamento	0,5	0,2%
Fundações	1,8	0,6%
Permutadores de calor	3,9	1,4%
Bombas	1,2	0,4%
Balanço do sistema	2,7	1,0%
Sistema da central e componentes convencionais	40,0	14,3%
Bloco de potência	16,0	5,7%
Balanço da central	15,9	5,7%
Ligação à rede eléctrica	8,1	2,9%
Outros	54,6	19,5%
Desenvolvimento do projecto	8,1	2,9%
Gestão do projecto	21,6	7,7%
Financiamento	16,8	6,0%
Outros custos (licenças)	8,1	2,9%
Total de custos	280,0	100,0%

De acordo com a tabela 14, os componentes do campo solar são a parte mais significativa do investimento da central, representando cerca de 38,5%. O preço de um colector é determinado principalmente pelo custo do receptor (7,1%), o reflector (6,4%) e a estrutura metálica de suporte (10,71%). As tubagens do campo solar (5,4%) e o fluído de transferência de calor (2,1%) também constituem um investimento considerável. Para instalar estes componentes e construir a central, é necessário empregar uma força de mão-de-obra, de aproximadamente, 500 pessoas, tomando como referência a central espanhola “*Andasol 1*” [57], o que representa um custo em torno do 17%, enquanto os conceitos mais avançados exigem menos trabalhadores. No caso de a central possuir armazenamento térmico, 10% do investimento total é imputado a este sistema, que afecta também directamente outros custos, porque uma central com armazenamento térmico é normalmente equipada com um campo solar maior. Cerca de 20% do custo pode ser atribuído à categoria dos outros, que inclui o desenvolvimento do projeto (2,9%), gestão do projecto (7,7%), financiamento (6%), e os subsídios de risco (3%). Esta categoria de custo está fortemente relacionada com as características do projeto, sofrendo significativas variações.

A distribuição dos custos para um projeto de central torre solar é diferente da tecnologia cilindro-parabólico. A diferença mais significativa verificada é o custo do armazenamento térmico, tendo em conta que temos uma temperatura de operação superior e conseqüente maior diferencial de temperatura, permitindo reduzir significativamente o custo de armazenamento térmico. Como exemplo, e dado que os custos totais são semelhantes para as duas tecnologias, se consideramos um sistema de armazenamento térmico de nove horas o custo absoluto de armazenamento para a central de torre solar é metade do que a cilindro-parabólica.

As centrais CSP podem fornecer um serviço semelhante ao das centrais convencionais no que se refere ao despacho de energia e serviços de rede, mas o seu custo de produção de electricidade é actualmente superior em 2 a 3 vezes ao das centrais de combustíveis fósseis. Na tabela 15, é apresentada uma análise comparativa dos custos de produção de electricidade com base em CSP com as restantes tecnologias renováveis e convencionais em condições similares.

**Tabela 15 Custos de produção de electricidade para diferentes tecnologias em 2010 [54]**

Tecnologia	LCOE (€/kWhe)	Capacidade (MW)	Custos de investimento (€/kWhe)	Factor de capacidade (%)	Custos combustível (€/kWhe)	Custos O&M fixos (€/kWano)	Custos O&M variáveis (€/kWhe)
Central CSP sem armazenamento (Arizona)	0,179	100	3542	28	0	48	0
Central a carvão: carga base	0,069	650	2391	90	2,9	27	0,3
Central a carvão: carga média	0,090	650	2391	57	2,9	27	0,3
Central ciclo combinado a gás: carga média	0,061	540	738	40	3,2	11	0,3
Central eólica onshore	0,085	100	1841	30	0	21	0
Central eólica offshore:	0,153	400	4511	40	0	40	0
Central fotovoltaica (Arizona)	0,212	150	3590	22	0	13	0

De acordo com a opinião unânime de vários investigadores, a redução destes custos assenta em três principais factores, que são a ampliação das potências das centrais, a massificação de produção de componentes e as inovações tecnológicas, como podemos verificar na tabela 16. No caso do primeiro factor, a tecnologia CSP favorece as configurações de centrais com grandes potências, tendo em conta que, os custos de engenharia e de planeamento do projecto são particularmente independentes da potência da central, os custos de operação e manutenção reduzem com o aumento de potência e os blocos de potência de grande dimensão têm maior eficiência do que os pequenos. No que refere às inovações tecnológicas, é possível aumentar a eficiência da central, em particular, através do aumento da temperatura de operação, redução do custo do campo solar e redução operacional do consumo de água.

**Tabela 16 Potenciais reduções dos custos do LCOE [54]**

<b>Tecnologia</b>	<b>Sistema de concentração</b>	<b>Receptor solar</b>	<b>Armazenamento térmico e permutadores de calor</b>
<b>Cilindro parabólico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Melhoria da reflectividade do espelho (93% actual) com o uso de novos materiais: redução de custos em 25% até 2020</li> <li>Dimensão e precisão: redução do custo de 7,5% até 2012 e 13% até 2020</li> <li>Estrutura de suporte: redução de custo em 12% até 2015 e 33% em 2025</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desempenho térmico (principalmente óptico): +4% eficiência</li> <li>Selagem do vidro-metal: redução do custo entre 2-5%</li> <li>Maior temperatura de operação com sais fundidos: redução de custos em 20% e +6% eficiência</li> <li>Geração de vapor directo (DGS): redução de custos de 5% e +7% eficiência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permutadores de calor: redução do custo de 10%</li> <li>Gerador de vapor: redução do custo de 15%</li> <li>Novos materiais e novo design: redução do custo entre 16-18% do LCOE</li> </ul>
<b>Fresnel linear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Espelhos e montagem: redução de custos de 17%</li> <li>Estrutura de suporte: redução do custo de 10% até 2015</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Performances térmicas (ópticas)</li> <li>Maiores temperaturas de operação (aumento de 270 °C a 500 °C): +17% de eficiência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desenvolvimento de armazenamento térmico para geração de vapor directo (DGS)</li> </ul>
<b>Torre solar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Espelhos de vidro fino: redução entre 1-4% do LCOE</li> <li>Optimização do tamanho dos helióstatos: redução de custos entre 7-16%</li> <li>Optimização do campo solar: redução de custos em 10%, com +3% de eficiência</li> <li>Sistema de seguimento solar: redução de custos em 40%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Torre (multi-torre): redução dos custos em 25% com +5% eficiência</li> <li>Maior temperatura de operação: aumento entre 40-60% da eficiência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tanque thermocline (sal fundido): redução de custos de 25-30%</li> <li>Armazenamento térmico avançado (DSG): redução entre 5-7,5% do LCOE</li> </ul>
<b>Disco parabólico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Concentrador: redução entre 43-47% do LCOE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Design do receptor para reduzir as perdas e aumentar o tempo de vida: redução do LCOE entre 39-40%</li> </ul>	<p><u>Melhorias no motor</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Motor de Stirling: redução do LCOE entre 41-45%</li> <li>Ciclo de Brayton: redução do LCOE entre 44-51%</li> </ul>

## 6.6. CUSTO NIVELADO DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE

No cálculo dos custos de produção de electricidade, temos que ter em atenção vários parâmetros importantes, destacando-se o custo de investimento inicial da central e a produção de electricidade planeada, sendo este último, fortemente dependente das condições de exposição solar do local de instalação da central. Outros parâmetros importantes incluem os custos de operação e manutenção e a taxa de capital. Para analisar a viabilidade económica da tecnologia CSP, é normalmente calculado o custo nivelado de electricidade (LEC ou também denominado de LCOE) e comparado com as diferentes tecnologias. De um modo geral, o LEC pode ser calculado pela seguinte fórmula [57].

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (60)$$

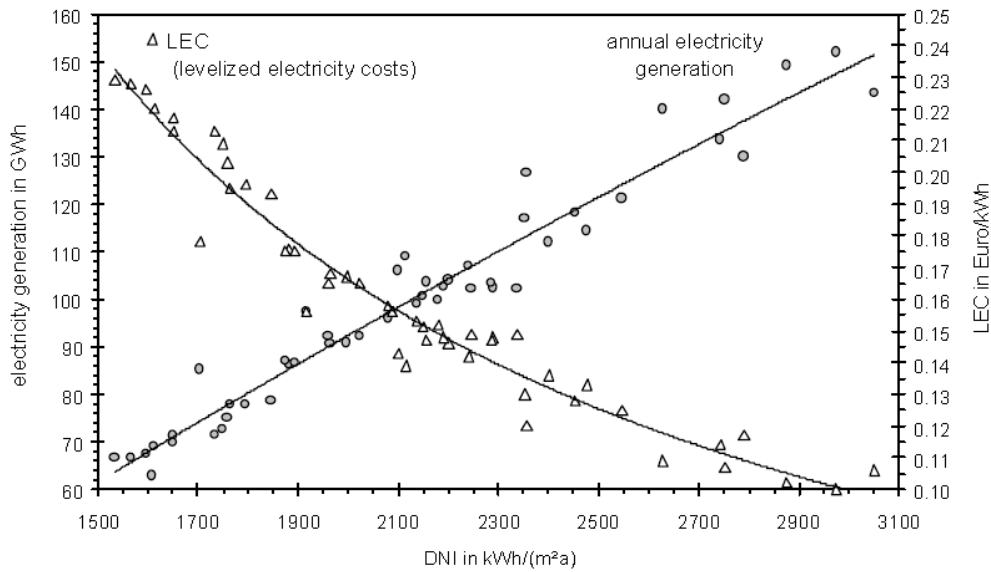
sendo:

- $I_t$  é o custo de investimento no ano t (€),
- $M_t$  é o custo de operação e manutenção no ano t (€),
- $F_t$  é o custo de combustível no ano t (€),
- $E_t$  é a energia eléctrica produzida no ano t (kWh),
- $r$  é a taxa de actualização (%),
- $n$  é o tempo de vida da central (anos).

A figura 89 mostra o impacto da radiação solar directa anual (DNI) na produção de energia anual e o custo nivelado de electricidade (LEC) de uma central cilindro-parabólico de 50 MW, com um campo solar de 375000 m<sup>2</sup>. Os parâmetros económicos (taxa de actualização de 6,5%, custos do campo solar de 200 euros/m<sup>2</sup>, custos do bloco de potência de 1000 euros/kW e custos de O&M de 3,7 milhões de euros/ano) foram considerados constantes.

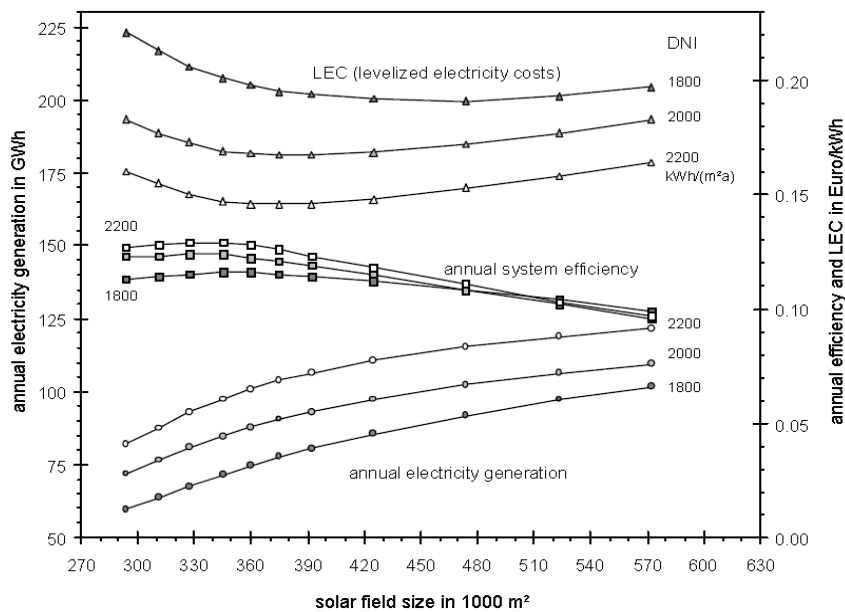
Podemos constatar que a produção de electricidade anual é aproximadamente proporcional à DNI. Contudo, existem variações significativas dos resultados para a mesma gama de valores de DNI, originadas por diferentes condições meteorológicas e latitudes. Por isso a realidade é muito mais complexa, implicando que a determinação do local para instalação

de um projecto economicamente viável, não só depende da radiação solar, mas sim de muitos outros parâmetros também essenciais [58].



**Figura 89** Variação da produção anual de electricidade e o respectivo LEC para uma central de cilindro-parabólico de 50 MWe com um campo solar de 37.000 m<sup>2</sup> considerando 50 locais diferentes [58]

A figura 90 mostra a produção de electricidade anual, a eficiência da central e o LEC para três valores diferentes de DNI, considerando uma central do tipo cilindro-parabólico de 50 MWe com variação do tamanho do campo solar. Podemos verificar que a diminuição do DNI, implica valores mais elevados para o tamanho óptimo do campo solar, e consequentemente, valores mais elevados do LEC.

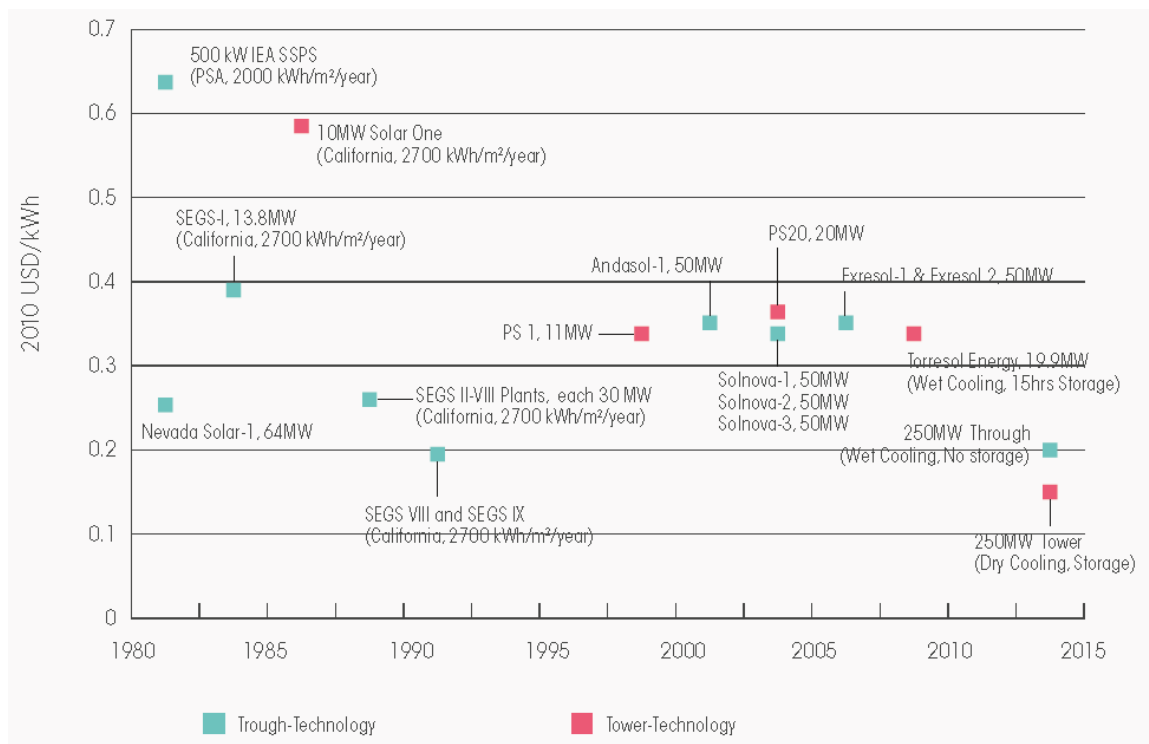


**Figura 90** Variação da produção anual de electricidade, eficiência global da central e LEC para uma central de cilindro-parabólico de 50 MWe, considerando diferentes tamanhos do campo solar e diferentes DNI [58]

De acordo com o estudo da IRENA [57], o LCOE para as centrais cilindro-parabólico sem armazenamento térmico situa-se actualmente na faixa entre os 0,24-0,30 €/kWh, podendo cair para valores entre 0,21-0,27 €/kWh em 2015. No caso de centrais dotadas com 6 horas de armazenamento térmico, o valor do LCOE é estimado entre os 0,17-0,30 €/kWh, podendo alcançar em 2015, um valor entre os 0,14-0,25 €/kWh.

No que se refere às centrais com torre solar, e considerando um armazenamento térmico de 6-7,5 horas, o LCOE actual situa-se entre os 0,17-0,23 €/kWh. Para centrais com armazenamento térmico entre 12-15 horas, o LCOE poderá tomar valores entre os 0,14-0,19 €/kWh. Em 2015, e tendo em conta um cenário de redução de custos de investimento e de operação, em complemento com melhorias de desempenho, o LCOE nas centrais com 6-7,5 horas de armazenamento poderá reduzir para 0,14-0,19 €/kWh. Nas centrais com 12-15 horas de armazenamento poderá ser atingido um LCOE entre os 0,12-0,17 €/kWh.

No entanto, estes intervalos devem ser tratados com alguma cautela, dado que actualmente existe ainda um número reduzido de projectos CSP operacionais, e que cada projecto está fortemente dependente do recurso solar e das particularidades do projecto, que nem sempre são do domínio público. Na figura 91, é mostrado o LCOE estimado para as centrais CSP operacionais ou em construção no mundo.



**Figura 91 LCOE estimado para as centrais CSP no mundo [57]**

## 6.7. TARIFAS PAGAS PELA ELECTRICIDADE CSP

Actualmente, os mercados CSP têm evoluído, em países com políticas que garantem algum tipo de incentivo financeiro. É praticamente impossível estabelecer o custo real da electricidade produzida a partir da tecnologia CSP, uma vez que neste momento, o custo da electricidade é igual às tarifas de energia eléctrica pagas pelo governo, caso verificado na Espanha, que é actualmente o principal mercado mundial para o CSP. Quando existe uma diferença entre o custo interno de produção e a tarifa paga, a empresa gestora da central ajusta a sua margem. O sistema de tarifas subsidiadas estáveis e de longo prazo, tem provado ser o instrumento mais eficaz, para o desenvolvimento de um mercado renovável sustentável. A maturidade de Espanha, nesta tecnologia, tem demonstrado como uma tarifa adequada para subsidiar a produção de electricidade, e não a instalação da central, é o regime de financiamento mais eficaz, permitindo aumentar o mercado de forma exponencial. Alguns intervenientes do mercado CSP, declaram ter atingido já o ponto de equilíbrio de custos com as energias fósseis convencionais, mas isso ainda não foi verificado em mercados não subsidiados. O sistema de tarifas está em vigor em diversos países, como mostrado na tabela 17.

**Tabela 17 Tarifas subsidiadas pelos diferentes países [53]**

<b>País</b>	<b>Tarifa estabelecida</b>	<b>Data</b>
Argélia	Até 200% da tarifa normal paga às centrais ISCC com > 20% de geração solar	2004
França	0,30 €/kWh	2006
África do Sul	0,17 €/kWh	2006
Israel	0,126 €/kWh	2006
Espanha	0,27 €/kWh durante 25 anos	2007
Portugal	0,263–0,273 €/kWh durante 15 anos para poências <10MW	2007 (indicativa)
Itália	0,22-0,28 €/kWh	2008
India	0,19 \$/kWh	2008 (em análise)
Turquia	0,24 €/kWh durante os 10 primeiros anos, depois 0,20 €/kWh	Proposta não definitiva

## 6.8. BARREIRAS AO DESENVOLVIMENTO DO SECTOR

Sabendo que durante a fase de crescimento e estruturação de qualquer novo mercado, existem uma série de lacunas que criam obstáculos ao seu desenvolvimento perfeito, logo só conseguindo superar atempadamente estes obstáculos podemos impulsionar um crescimento mais rápido deste sector, tornando este mercado mais competitivo a nível mundial, o que contribuiu de igual modo para uma maior sustentabilidade e competitividade do sector energético. De seguida, na tabela 18, são apresentadas as principais barreiras com que se depara este sector.

**Tabela 18 Principais barreiras ao desenvolvimento do sector [52]**

<b>Administrativas/ regulamentares</b>	<b>Económicas</b>	<b>Tecnológicas</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Ausência de um processo de licenciamento simplificado, implicando a necessidade de obter aprovação de várias entidades, dando origem a custos administrativos exagerados e a enormes tempos de espera.</li><li>• Dificuldade no acesso à rede eléctrica, uma vez que são concedidas poucas autorizações de ligação.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Elevados custos de investimento.</li><li>• Custos elevados das matérias-primas.</li><li>• Dificuldades de financiamento dos projectos no contexto económico actual.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Intermittência do recurso solar, existindo desfasamento entre a produção e o consumo de electricidade.</li><li>• Ausência de infra-estruturas destinadas para demonstração de desenvolvimento tecnológico à escala adequada.</li><li>• Ausência de uma rede de transporte e distribuição nos locais que apresentam melhores condições técnicas para a implementação de projectos.</li><li>• Necessidade de adaptar o funcionamento das turbinas a vapor às especificidades da tecnologia.</li><li>• Utilização de materiais capazes de suportar temperaturas elevadas, 700-800 °C, sem perda de eficiência.</li><li>• Falta de recursos humanos especializados.</li></ul>



# 7. IMPACTOS AMBIENTAIS DO CSP

Neste capítulo pretende-se efectuar uma análise mais detalhada dos potenciais impactos ambientais causados na implementação de projectos CSP, com principal destaque para o consumo de água no circuito de arrefecimento, a utilização de terra, o consumo de energia e materiais utilizados na construção de uma central deste tipo, as emissões de GEE e o impacto na fauna e flora local.

## 7.1. CONSUMO DE ÁGUA

Como já foi referido nos capítulos anteriores, as centrais CSP exigem grandes quantidades de radiação solar directa, implicando a sua construção em locais áridos ou semi-áridos. Contudo, estas centrais necessitam de grandes quantidades de água para o arrefecimento do ciclo térmico, e para a limpeza dos espelhos de modo manter a sua alta reflectividade, facto que constitui uma grande dificuldade em zonas áridas. A perspectiva de utilizar grandes quantidades de água potável para o arrefecimento de centrais CSP não é atractiva, particularmente em zonas que a água é um bem indispensável para a população e para a irrigação dos campos agrícolas. De forma genérica podemos considerar que o consumo de água para uma central de cilindro-parabólico é de 3000 litros/MWh, para a torre solar é de

2000 litros/MWh, para o Fresnel linear é de 3000 litros/MWh e o disco-parabólico não necessita de água. Uma das formas de reduzir o consumo de água, é utilizar a refrigeração a seco (condensadores de arrefecimento a ar), em detrimento do habitual processo de refrigeração húmida (torres de arrefecimento). De acordo com o estudo elaborado pela EASAC [54], para uma central do tipo cilindro-parabólico de 100 MW, a utilização de um sistema com arrefecimento a ar, pode diminuir a necessidade de água de 3600 litros/MWh para 250 litros/MWh. Porém, esta situação reduz a eficiência do sistema, o que implica um aumento entre 3 a 7,5% no valor do LCOE. Outra possibilidade para zonas localizadas perto do mar, é utilizar a água salgada para a refrigeração da central, numa perspectiva de integração de uma central de dessalinização. Na tabela 19, podemos analisar a forma como o tipo de arrefecimento pode condicionar os custos e o desempenho do sistema.

**Tabela 19 Influência do tipo de arrefecimento nos custos e desempenho do sistema [53]**

	Consumo de água	Eficácia de arrefecimento em locais áridos	Custos de instalação	Custos de operação	Perdas parasitas
<b>Melhor situação</b>	Arrefecimento a seco	Arrefecimento húmido	Arrefecimento húmido	Arrefecimento húmido	Arrefecimento húmido
<b>Pior situação</b>	Arrefecimento húmido	Arrefecimento a seco	Arrefecimento híbrido	Arrefecimento seco ou híbrido	Arrefecimento a seco

## 7.2. UTILIZAÇÃO DE TERRA

O termo utilização de terra reporta-se à área directamente ocupada pela estrutura de uma central CSP, incluindo colectores e helióstatos, sendo apresentado em relação à energia produzida anualmente por cada central, e expresso em unidades de m<sup>2</sup>/MWh/ano. Na tabela 20, são apresentados os valores médios de área ocupada para cada uma das tecnologias.

**Tabela 20 Área ocupada para cada tipo de central [53]**

Tecnologia	Cilindro Parabólico	Torre Solar	Disco Parabólico	Fresnel Linear
Área ocupada (m <sup>2</sup> /MWh)	6-8	8-12	8-12	4-6

Uma particularidade das centrais CSP é que frequentemente estão localizadas em áreas com baixo valor estético. Por isso, a utilização de terras junto aos desertos para centrais CSP pode ser visto como a melhor opção, e tendo em consideração que as áreas disponíveis globalmente para a implantação do CSP, excedem em muito as necessidades actuais.

### 7.3. CONSUMO DE ENERGIA

Na avaliação da sustentabilidade das centrais CSP é relevante efectuar a comparação com as outras tecnologias de produção de electricidade, do seu balanço energético durante o seu ciclo de vida. A avaliação do ciclo de vida de uma central CSP, mostra que o acumulativo de energia primária de fontes não renováveis, investido na construção e operação de uma central ao longo de sua vida, é recuperado novamente como energia renovável em menos de um ano, tendo como pressuposto 30 anos de vida. Podemos verificar na figura 92, que no caso do CSP, a energia primária acumulada necessária para produzir 1 kWh de electricidade é de aproximadamente 0,05 kWh, ao contrário das centrais a carvão, que apresentam o valor mais elevado, na ordem dos 2,85 kWh [54].

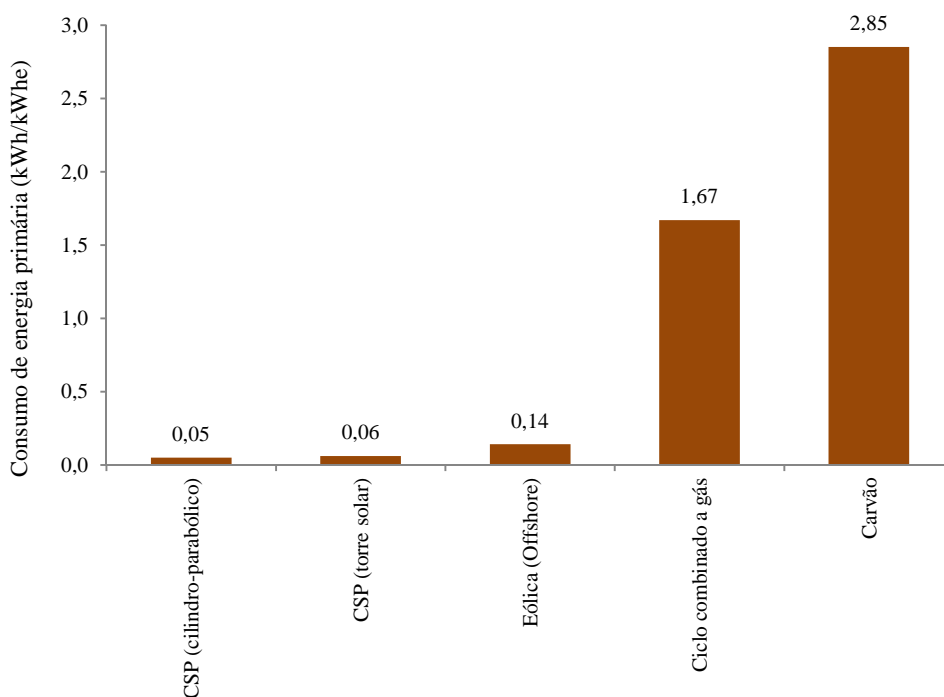


Figura 92 Consumo de energia primária por tipo de tecnologia [54]

## 7.4. CONSUMO DE MATERIAIS

Relativamente ao consumo de materiais, as centrais CSP têm uma expressão mais significativa do que as centrais de combustíveis fósseis, como podemos ver na figura 93. Os principais materiais utilizados são o betão, aço e vidro, cuja taxa de reciclagem é elevada, tipicamente cerca de 95%. Os restantes materiais que não podem ser reciclados podem ser utilizados como materiais de enchimento. Na categoria das substâncias químicas, temos os fluidos de transferência de calor, que podem contaminar os solos e originar outros problemas ambientais, o que implica que devem ser tratados como resíduos perigosos.

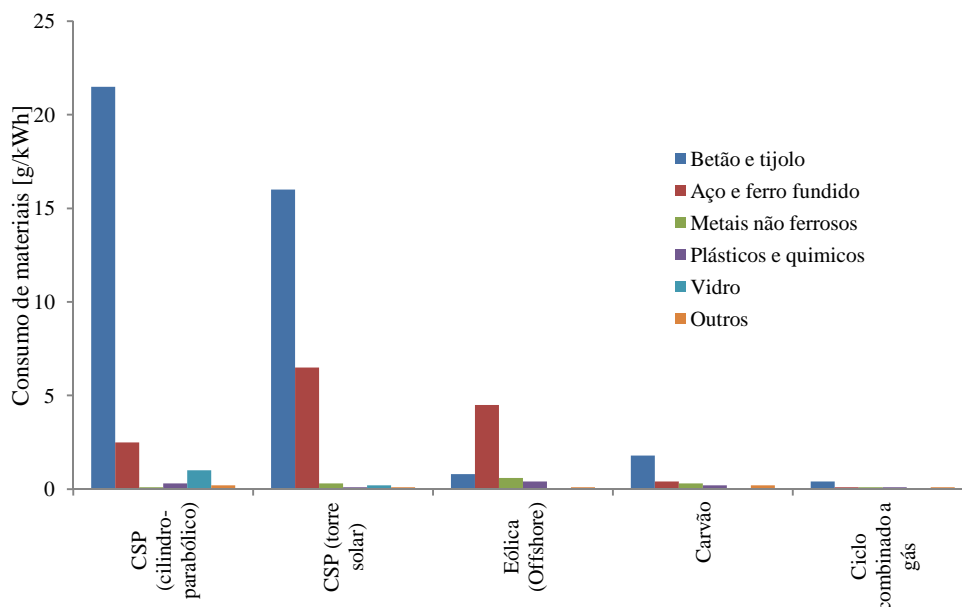
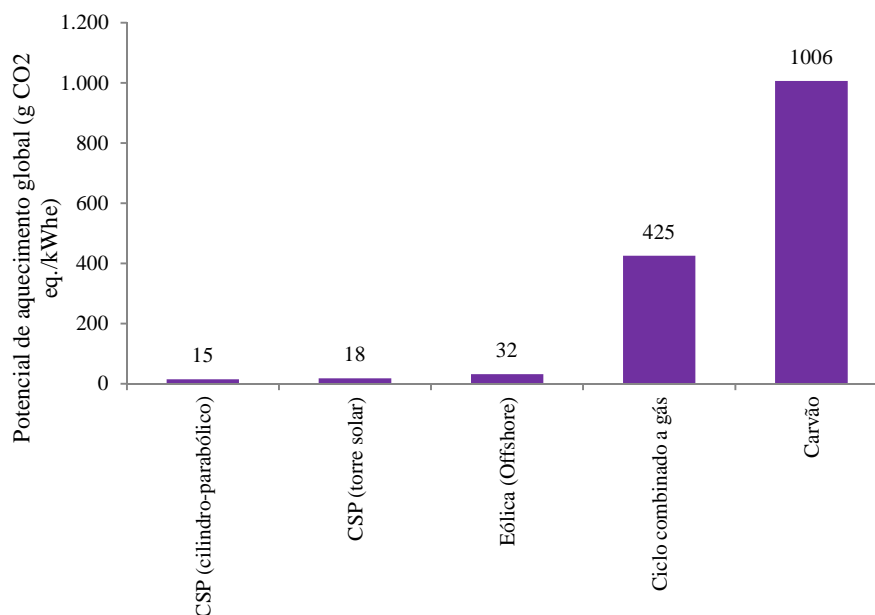


Figura 93 Consumo de materiais para diferentes tecnologias [54]

## 7.5. EMISSÕES DE GEE

Como seria de esperar, as emissões de gases de efeito de estufa estão fortemente relacionadas com o consumo de energia primária de fontes não renováveis. As emissões das centrais CSP estão estimadas em valores aproximados dos 15 gCO<sub>2</sub>eq /kWh, valores que são muito mais reduzidos do que as emissões produzidas pelas centrais de carvão, que situam-se em redor dos 1000 gCO<sub>2</sub>eq /kWh, como mostrado na figura 94 [54].



**Figura 94 Emissões de GEE para diferentes tecnologias [54]**

## 7.6. IMPACTOS NA FAUNA E FLORA

Podemos afirmar de forma genérica, que os impactos das centrais CSP sobre o meio ambiente estão associados com o tráfego de veículos e pessoas, os trabalhos de construção da central e a perturbação dos ecossistemas. O nível de impacto causado pelos dois primeiros aspectos referidos, está relacionado com a área de instalação da central. Outro impacto relacionado com a fase de construção das instalações, em resultado da circulação de pessoas e equipamentos, é a introdução de espécies não originais da região, que poderão colonizar a área, em detrimento das espécies locais.

Podem ser causados danos directos na fauna, sob duas circunstâncias principais, a colisão com os espelhos e os edifícios da central e também por choque térmico nos feixes de radiação concentrados. De forma indirecta, as centrais CSP podem prejudicar a fauna e flora, uma vez que poderão perturbar as rotas de migração.

Apesar de as centrais CSP poderem induzir diversos danos sobre o meio ambiente, podemos afirmar que são relativamente benignos, em comparação com outras tecnologias, em particular com as centrais térmicas convencionais.



# 8. CASO DE ESTUDO

No presente capítulo, é efectuada a apresentação dos resultados obtidos a partir do simulador SAM. Numa primeira apreciação, os resultados associados ao desempenho diário e anual da central merecem uma especial atenção. Posteriormente, é apresentada uma pesquisa para avaliação da influência da variabilidade de alguns parâmetros sobre o LCOE, o factor de capacidade e a produção anual de energia. Conjuntamente, é apresentada uma análise de sensibilidade, com a finalidade de averiguar quais os parâmetros que influenciam de forma mais predominante o valor do LCOE. Por fim, é apresentado um estudo de viabilidade económica de uma central CSP no nosso país.

## 8.1. INTRODUÇÃO

Tendo em conta a ausência de dados reais referentes à produção de electricidade a partir de centrais CSP, optou-se por utilizar nesta dissertação o *software System Advisor Model* (SAM) [59] como ferramenta de simulação, para a análise dos parâmetros meteorológicos, técnicos, económicos e financeiros que regulam a produção de electricidade, no que concerne ao dimensionamento da central e a análise do seu desempenho durante o ano.

A escolha deste simulador como ferramenta de estudo está relacionada com a sua grande versatilidade em simular uma ampla variedade de centrais CSP, complementada com

actualizações permanentes, de forma a garantir um rigor significativo exigido para este tipo de análise.

O SAM é um *software* gratuito, projectado com a finalidade de conceder suporte técnico e facilitar a tomada de decisões aos intervenientes na indústria das energias renováveis. Este simulador foi desenvolvido em 2004 pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), em colaboração com *Sandia National Laboratories*, e em parceria com o *US Department of Energy* (DOE), dando apoio no arranque do *US Solar Energy Technology Program* (SETP).

Desde então, o simulador SAM evoluiu para modelar uma série de tecnologias de energia renovável, sendo actualmente utilizado a nível mundial para o planeamento e avaliação de programas de pesquisa, análise de custos do projecto e estimativas de desempenho.

O desempenho do simulador SAM é apoiado no modelo “*Transient System Simulation Program*” (TRNSYS), que permite efectuar rápidas simulações com elevada fiabilidade. O algoritmo de optimização do campo solar assenta no modelo DELSOL3, desenvolvido pelos laboratórios *Sandia National Laboratories*.

A estrutura do *software* SAM consiste basicamente num interface do utilizador, um motor de cálculo e um interface de programação, como mostrado na figura 95. O interface do utilizador corresponde ao conjunto de menus através dos quais, o utilizador pode inserir os parâmetros de entrada e o tipo de simulação, complementado com a visualização das tabelas e gráficos dos resultados. O motor de cálculo tem como função executar uma simulação do desempenho da central de energia, acompanhado de um conjunto de indicadores financeiros. Por último, o interface de programação permite que os programas externos possam interagir com o *software*.



Figura 95 Estrutura do simulador SAM [59]

O simulador SAM consegue efectuar a integração, dentro de um modelo único, das diversas variáveis relacionadas com o financiamento, os incentivos, os custos e o desempenho da central, possibilitando deste modo, uma análise consistente para uma tomada de decisão correcta, no que refere a questões tecnológicas ou económicas.

A principal função deste simulador é permitir ao utilizador, a análise dos impactos resultantes das variações dos parâmetros de funcionamento na arquitectura do sistema e a comparação dos custos, através de um interface gráfico de fácil utilização. Também permite efectuar análises de sensibilidade, paramétricas, estatísticas e de optimização, resultando na obtenção dos valores ideais para cada tipo de projecto. Deste modo, é possível calcular a produção de energia eléctrica anual, a eficiência do sistema, o factor de capacidade, o custo nivelado da energia (LCOE), os custos de capital, os custos de operação e manutenção, o tempo de retorno do investimento, etc.

Os dados de entrada do simulador SAM estão organizados de acordo com os seguintes parâmetros: clima, financiamento, incentivo de crédito, incentivo de pagamento, desempenho anual da central, custos da central, campo solar, torre e receptores, ciclo de potência, armazenamento térmico, perdas parasitas e outras variáveis definidas pelo utilizador, como podemos ver na figura 96.

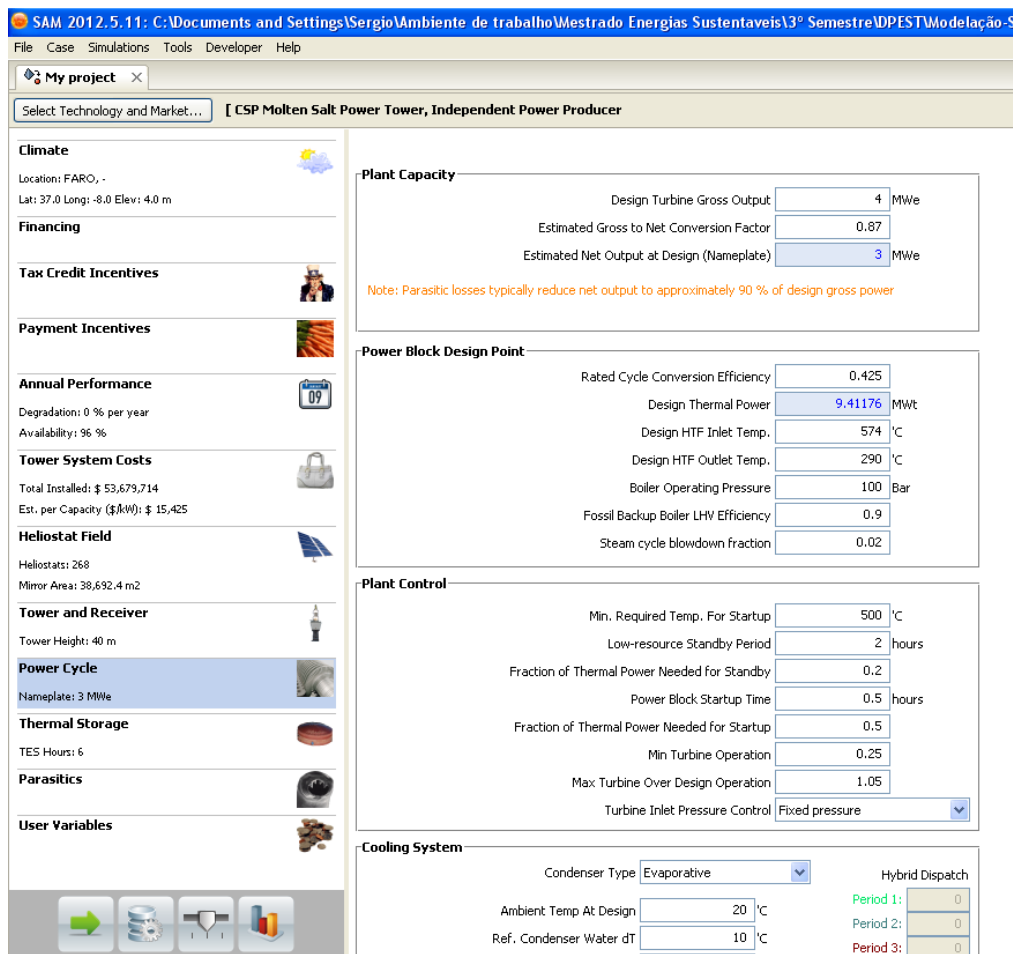


Figura 96 Janela de visualização do simulador SAM [59]

## 8.2. SIMULAÇÃO DE UMA CENTRAL DE TORRE SOLAR

De seguida será apresentado um estudo para avaliação da viabilidade técnica e económica da instalação de uma central CSP em Portugal.

### 8.2.1. SELECÇÃO DO LOCAL

Tendo como base o capítulo 3, onde é descrito o potencial de radiação solar no território nacional, salientando-se as zonas de maior potencial técnico para a tecnologia CSP (DNI superior a 2000 kWh/m<sup>2</sup>/ano), constatámos que as zonas que cumprem este critério estão maioritariamente na região Sul, compreendidas entre a zona do Alentejo e o Algarve. Na figura 97, podemos visualizar os valores médios mensais de DNI para diferentes localizações em Portugal. A escolha do local para o estudo desenvolvido nesta dissertação

recai na localidade de Faro, tendo em conta que apresenta os melhores valores de radiação solar ao longo do ano.

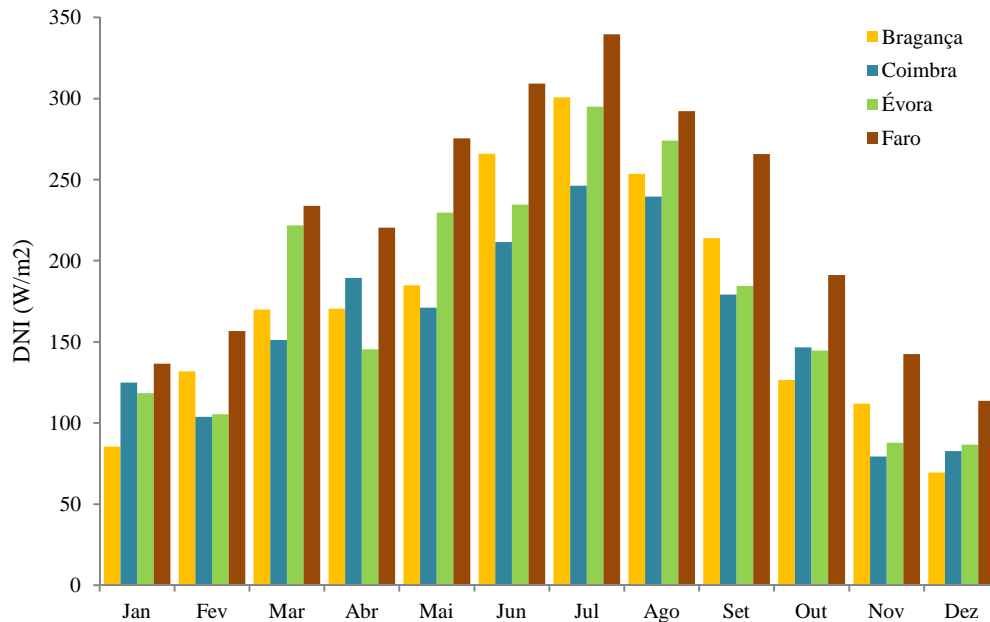


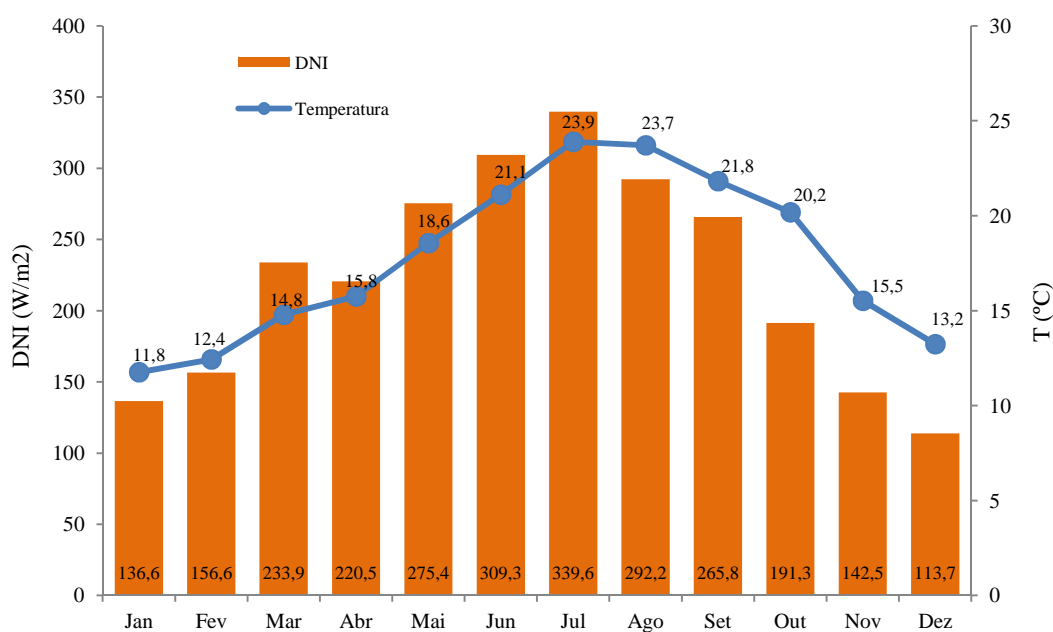
Figura 97 Valores médios mensais de DNI para diferentes localizações

### 8.2.2. DADOS METEOROLÓGICOS

Posteriormente à escolha da localidade, são apresentados os dados meteorológicos mais relevantes que influenciam a concepção, operação e o desempenho de uma central solar CSP. O *software* SAM, na análise dos dados meteorológicos e de radiação tem como foco os parâmetros, radiação solar normal directa (DNI), temperatura ambiente e a velocidade do vento. De acordo com esta ferramenta, apresentam-se valores médios anuais de DNI ( $\text{W/m}^2$ ) e temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) ao longo de um ano meteorológico típico em Faro (tabela 21 e figura 98). Em relação aos ficheiros climáticos para os diferentes locais em Portugal utilizados no *software* SAM, foram disponibilizados pelo Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, I.P. (INETI) consentindo permissão ao *US Department of Energy* (DOE) para distribuir as versões dos ficheiros climáticos a serem convertidos para o formato *EnergyPlus* (EPW).

**Tabela 21 Dados meteorológicos anuais em Faro [59]**

Dados meteorológicos anuais em Faro	
Cidade	Faro
Fuso horário	GMT 0
Elevação	4 m
Latitude	37,02°
Longitude	-7,97°
Radiação normal directa (DNI)	1956,6 kWh/m <sup>2</sup> .ano
Radiação global horizontal	1864,1 kWh/m <sup>2</sup> .ano
Temperatura do bolbo seco	17,8 °C
Velocidade do vento	3,6 m/s



**Figura 98 Valores médios mensais de DNI e temperatura num ano típico de Faro**

### 8.2.3. SELECÇÃO DA TECNOLOGIA

A escolha da tecnologia a usar neste estudo recaiu na tipologia torre solar, tendo em conta que trata-se da tecnologia com maior potencial de desenvolvimento actual, optando-se por escolher uma potência de 20 MWe para o grupo turbina/gerador eléctrico. O modelo de mercado escolhido foi o de produtor independente de energia (IPP), sendo conectado à

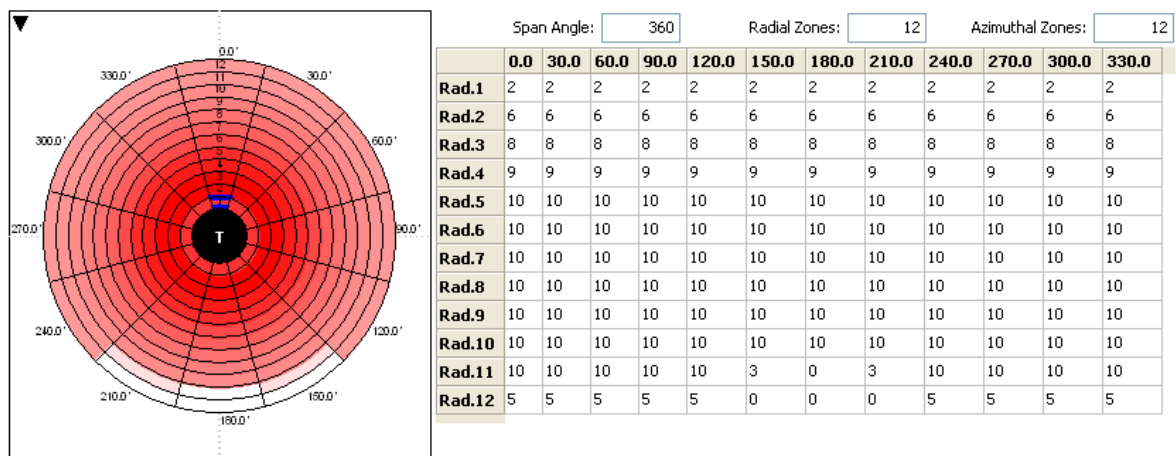
rede eléctrica. De seguida, é de todo importante, apresentar uma breve descrição dos componentes que compõem este tipo de central CSP.

As características do campo solar, são definidas por variados parâmetros, com especial destaque para, as dimensões dos helióstatos, o número total de helióstatos, a área reflectora de cada helióstato e a área total ocupada pelo campo solar. Todos estes parâmetros do campo solar são optimizados pelo simulador SAM com base na potência eléctrica escolhida. Na tabela 22, é apresentado um resumo dos parâmetros do campo solar.

**Tabela 22 Parâmetros do campo solar [59]**

Comprimento de cada helióstato	12,20 m
Largura de cada helióstato	12,20 m
Área útil de um helióstato	144,375 m <sup>2</sup>
Número total de helióstatos	1161
Área útil do campo de helióstatos	167.619,1 m <sup>2</sup>
Reflectância do espelho	0,90
Disponibilidade do helióstato	0,99

O simulador SAM efectivou a optimização e distribuição dos helióstatos conforme mostrado na figura 99.



**Figura 99 Distribuição dos helióstatos no campo solar [59]**

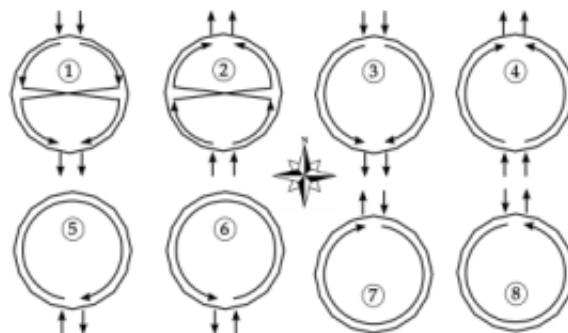
No que se refere à torre solar, o simulador SAM no seu processo de optimização, optou por sugerir uma torre com 73,3 m de altura, dotada com um receptor térmico com 8,0 m de

diâmetro colocado no topo da torre. Na tabela 23, é apresentado um resumo dos parâmetros referentes à torre solar e respectivo receptor.

**Tabela 23 Parâmetros da torre solar e receptor térmico [59]**

Altura da torre	73,3 m
Diâmetro do receptor	8,0 m
Altura do receptor	7,1 m
Coefficiente de emissão do revestimento	0,88
Diâmetro do tubo exterior	40 mm
Espessura da parede do tubo	1,25 mm
Coefficiente de absorção do revestimento	0,94
Temperatura máx. do HTF à entrada do receptor	350 °C
Temperatura do HTF à saída do receptor	574 °C
Fluxo máximo de HTF para o receptor	278,62 kg/s
Tipo de HTF utilizado	60%NaNO <sub>3</sub> + 40% KNO <sub>3</sub>
Radiação máxima incidente no receptor	1000 kW/m <sup>2</sup>

Relativamente ao padrão de circulação do fluido de transferência de calor (HTF) no receptor, o simulador SAM dispõe de várias opções, conforme mostrado na figura 100, mas neste estudo foi utilizada a opção 1.



**Figura 100 Padrões possíveis de circulação do HTF no receptor [59]**

O bloco de potência é o componente da central responsável pela conversão da energia térmica em energia eléctrica, sendo constituído por uma turbina a vapor, que opera de acordo com o ciclo de Rankine. Na tabela 24, é efectuado um resumo das principais características.

**Tabela 24 Parâmetros do boco de potência [59]**

Potência Eléctrica	20 MWe
Eficiência estimada de conversão do ciclo	0,425
Potência Térmica	47,06 MWt
Temperatura do HTF à entrada	574 °C
Temperatura do HTF à saída	290 °C
Temperatura mínima do HTF no arranque	500 °C
Tempo de Arranque	0,50 horas
Fracção da potência térmica consumida durante o arranque	0,75

No que se refere ao sistema de refrigeração, o simulador SAM dispõe de duas opções, para o tipo de condensador (evaporativo ou condensador a ar), mas neste estudo foi utilizada a primeira opção. Na tabela 25, é apresentado um resumo dos parâmetros referentes ao sistema de refrigeração.

**Tabela 25 Parâmetros do sistema de refrigeração [59]**

Tipo de condensador	Evaporativo
Temperatura ambiente de operação do ciclo de potência	20 °C
Aumento de temperatura da água no condensador	10 °C
Pressão mínima do condensador	1,25 inHg

Por último, será abordado o sistema de armazenamento térmico (TES) que neste estudo foi projectado para garantir 6 horas de funcionamento da central com ausência do recurso solar. O resumo das características principais está exposto na tabela 26.

**Tabela 26 Parâmetros do sistema de armazenamento térmico [59]**

Tipo de armazenamento	2 tanques
Volume de armazenamento	1313,60 m <sup>3</sup>
Diâmetro do tanque	9,14 m
Altura do tanque	20,00 m
Volume mínimo de fluido	65,68 m <sup>3</sup>
Volume máximo de fluido	1247,92 m <sup>3</sup>
Volume inicial no tanque com HTF “quente”	394,08 m <sup>3</sup>
Volume inicial no tanque com HTF “frio”	919,52 m <sup>3</sup>
Perdas térmicas no tanque com HTF “frio”	0.25 Wt/m <sup>2</sup> K
Perdas térmicas no tanque com HTF “quente”	0,4 Wt/m <sup>2</sup> K
Potência eléctrica equivalente armazenada	30 MWe

#### 8.2.4. CONFIGURAÇÕES DE CENTRAL

Serão consideradas quatro configurações para a central em estudo, sendo a combinação de todas as configurações descritas na figura 101.

Configuração A: Central que opera exclusivamente com recurso à energia solar, não sendo dotada de sistema de armazenamento térmico, nem de sistema de *backup* com utilização de combustível fóssil.

Configuração B: Central operando com recurso à energia solar, complementado com um sistema de armazenamento térmico de 6 horas, para ampliação da produção de energia eléctrica em períodos com deficiente ou inexistente radiação solar. Não considera sistema auxiliar de *backup* fóssil.

Configuração C: Central que funciona com recurso à energia solar, auxiliada com um sistema de *backup* fóssil, sendo neste caso, utilizado o gás natural numa percentagem de 30%. Este sistema apenas entra em funcionamento, quando a energia recolhida no campo solar ou fornecida pelo sistema de armazenamento de calor não é suficiente para garantir o funcionamento do bloco à potência nominal.

Configuração D: Central que funciona de acordo com a configuração B associada com a configuração C.

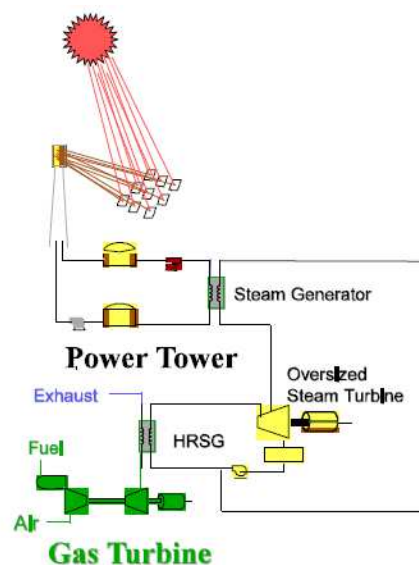


Figura 101 Esquema de central torre solar híbrida com turbina a gás [48]

### 8.3. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

De seguida, será efectuada a apresentação dos resultados obtidos a partir do simulador SAM. Numa primeira anotação, de forma a compreender melhor o modo de funcionamento da central, é de todo importante, apresentar um fluxograma onde é efectuada uma breve descrição esquemática de todo o circuito do fluxo de energia, desde a recolha da energia solar no campo solar até a sua injeção na rede eléctrica, como mostra a figura 102.

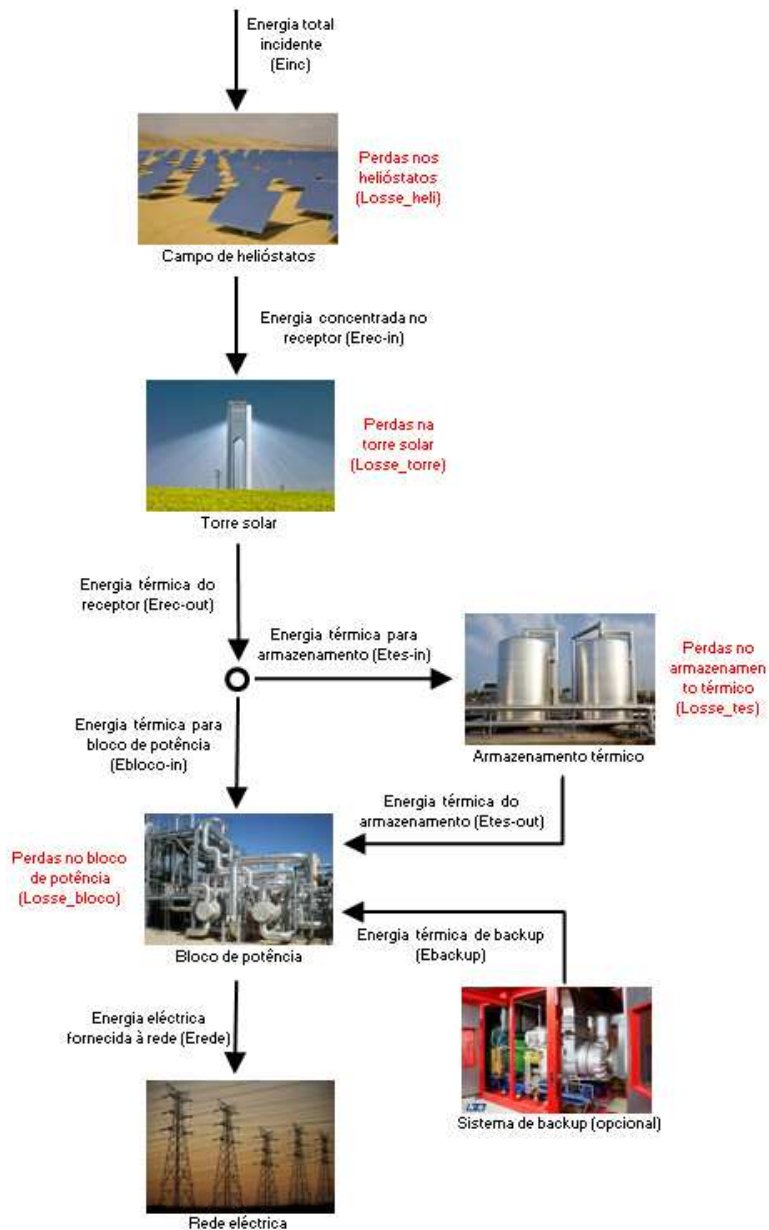
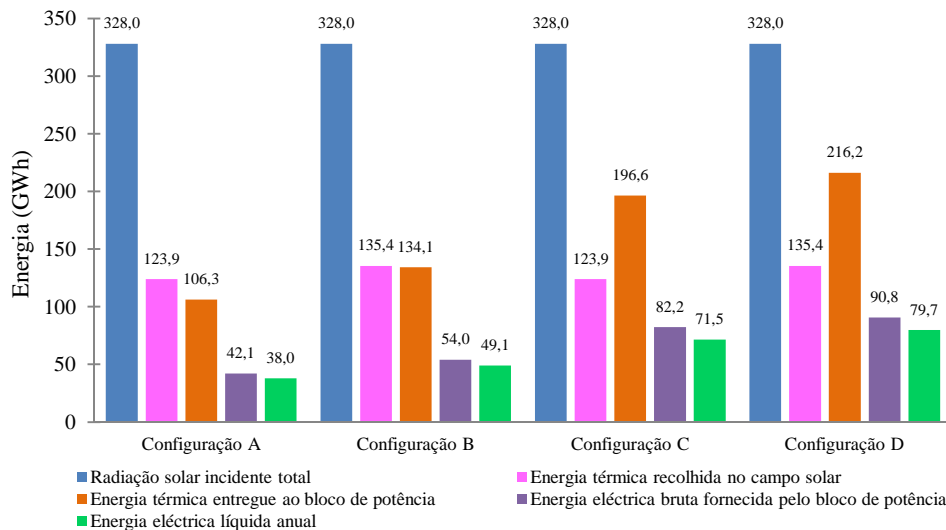


Figura 102 Fluxograma de uma central CSP torre solar

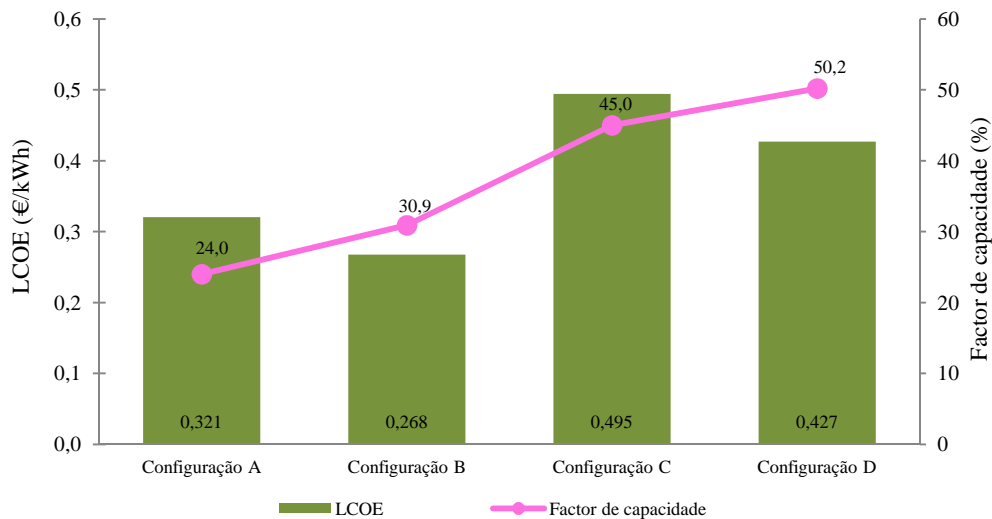
### 8.3.1. DESEMPENHO ANUAL DA CENTRAL PARA AS DIVERSAS CONFIGURAÇÕES

Com o intuito de avaliar o desempenho da central, foram realizadas simulações tendo em consideração as configurações A, B, C e D, anteriormente descritas. Esta análise tem como objetivo avaliar o impacto dessas configurações na produção de energia eléctrica, factor de capacidade e LCOE. A figura 103 ilustra as diferentes quantidades de energia resultantes para cada configuração analisada.



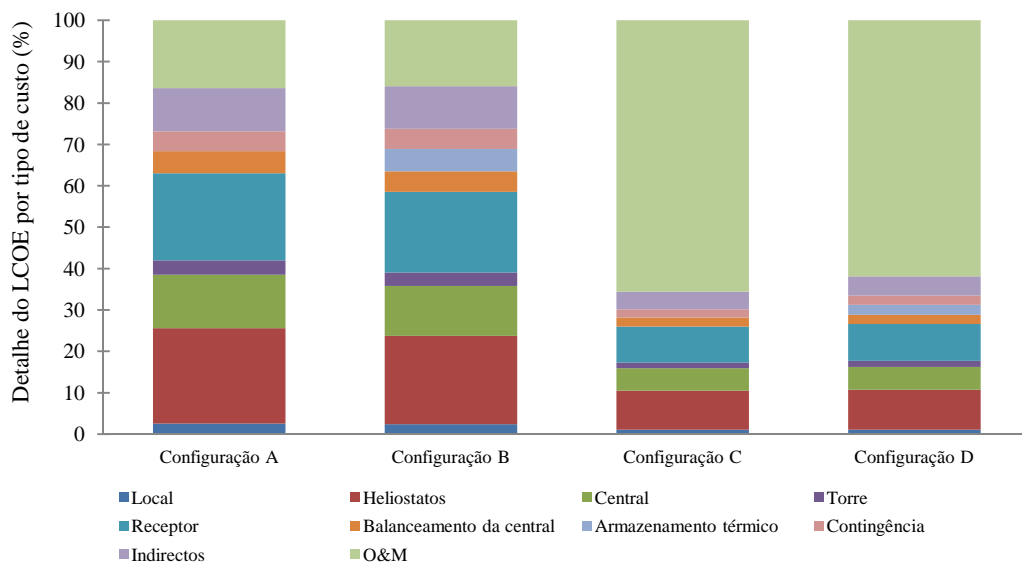
**Figura 103** Comparativo dos fluxos de energia para as diferentes configurações

Da análise da figura, podemos verificar que ao considerar a configuração A, a central consegue produzir anualmente somente cerca de 38 GWh. Uma das alternativas utilizadas pelas centrais solares para aumentar a sua capacidade, de modo a garantir o despacho de energia, são os sistemas de armazenamento térmico. A configuração B, que considera 6 horas de armazenamento de calor, permite gerar 49,1 GWh, o que representa um incremento de 28,9% na produção anual da central. Outra alternativa largamente utilizada para reduzir o LCOE, é aumentar o factor de capacidade da central, através da utilização de um sistema de *backup* com combustível fóssil. A configuração C, traduz este cenário, possibilitando produzir aproximadamente 71,5 GWh, o que representa um incremento de 87,9% na produção anual da central em relação à configuração A e 45,7% em relação à configuração B. Por último a configuração D, contempla todas estas alternativas, garantindo uma produção anual de 79,7 GWh, permitindo ampliar a geração anual de energia eléctrica em 109,7% comparativamente à configuração A. A figura 104, mostra os valores do LCOE e do factor de capacidade para cada configuração simulada.



**Figura 104** LCOE e factor de capacidade para as diferentes configurações

Dos resultados visualizados no gráfico, é de salientar que a inclusão de um sistema de armazenamento térmico com capacidade de seis horas, permite aumentar o factor de capacidade anual da central de 24,0% para 30,9%. Já no caso das configurações C e D, estas permitem aumentar o factor de capacidade para 45,0% e 50,2%, respectivamente. Contudo, as configurações C e D, implicam um LCOE superior ao conseguido para a melhor situação (configuração B). Esta situação está relacionada com os custos do sistema de *backup* e custos de combustível, como podemos ver na figura 105. O valor referente a estes custos representa 65,0% e 61,3% do LCOE, para a configuração C e D, respectivamente.



**Figura 105** Detalhe do LCOE para as diferentes configurações

### 8.3.2. DESEMPENHO DIÁRIO DA CENTRAL DO TIPO CONFIGURAÇÃO B

Esta etapa consiste na análise dos valores horários de energia entregue à rede eléctrica, tendo como base os parâmetros indicados no subcapítulo 8.1. A estratégia de operação adoptada para a central CSP torre solar considerada nesta simulação é o despacho em modo solar, complementado com 6 horas de armazenamento térmico e sem hibridização, munida com uma potência eléctrica nominal líquida de 17,4 MW. Para analisar o desempenho diário da central, considerou-se os dias 3 de Julho e 5 de Janeiro, com a finalidade de obter de um dia típico que caracterize a estação de Verão e de Inverno, respectivamente. Os dois dias considerados apresentam a evolução meteorológica horária visível na figura 106.

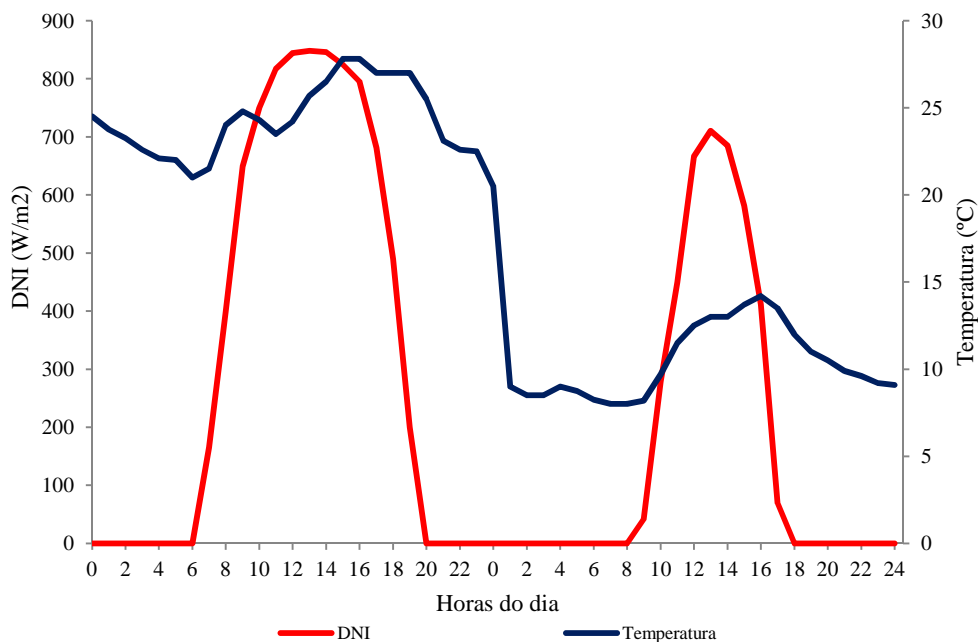
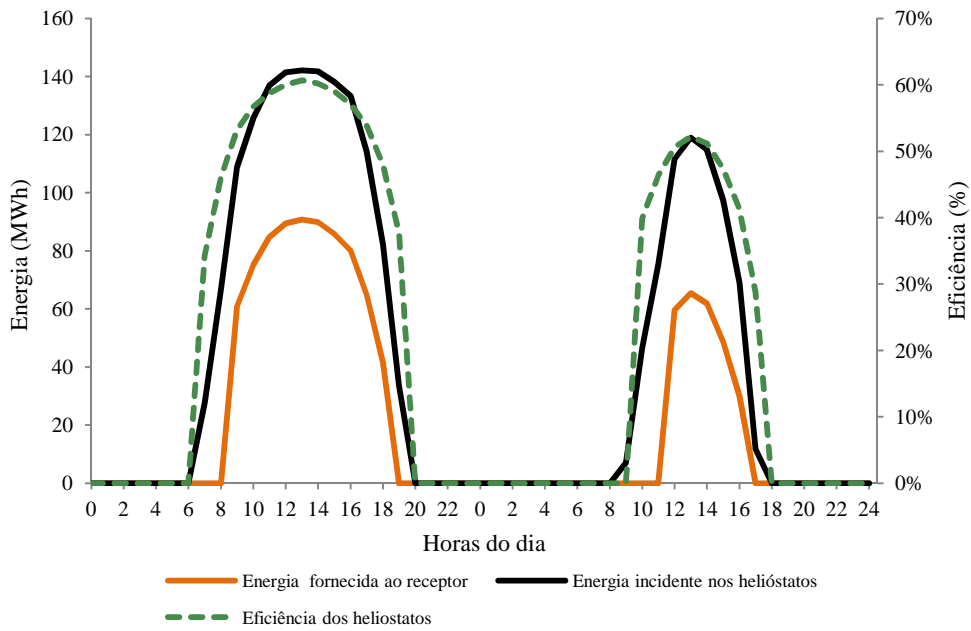


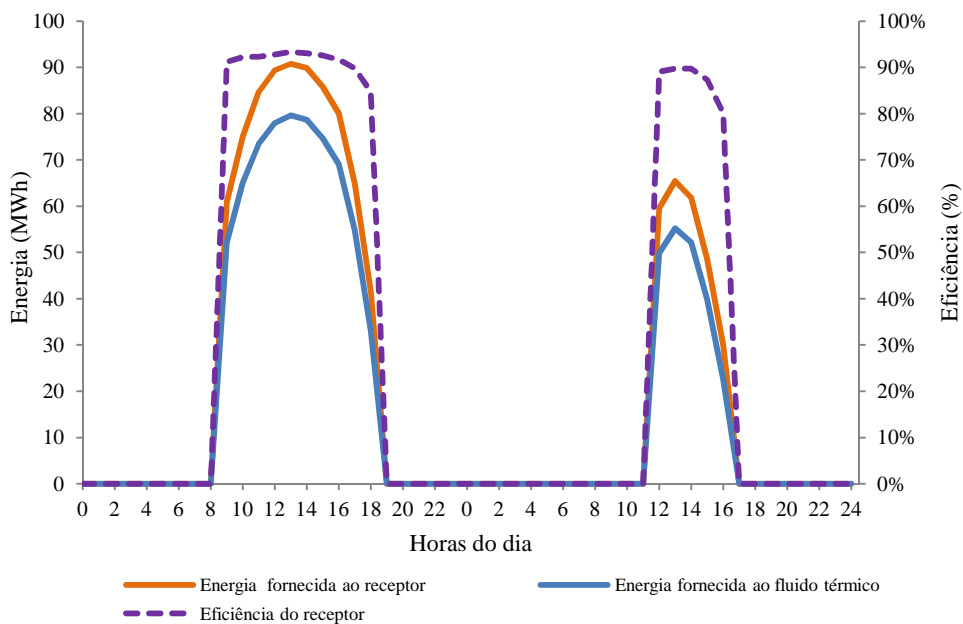
Figura 106 Dados meteorológicos para os dias considerados

Na figura 107, podemos verificar que o perfil da energia incidente nos helióstatos ( $E_{inc}$ ) é semelhante ao do DNI, uma vez que a energia incidente é igual ao produto do DNI pela área dos helióstatos. Por sua vez, a energia reflectida pelos helióstatos para a torre solar, constitui a energia fornecida ao receptor ( $E_{rec-in}$ ), que depende da radiação directa incidente e da eficiência dos helióstatos. A eficiência dos helióstatos sofre uma variação ao longo do dia, mas não está dependente dos valores de DNI, mas sim, do sistema de seguimento solar e da qualidade da superfície reflectora dos helióstatos.



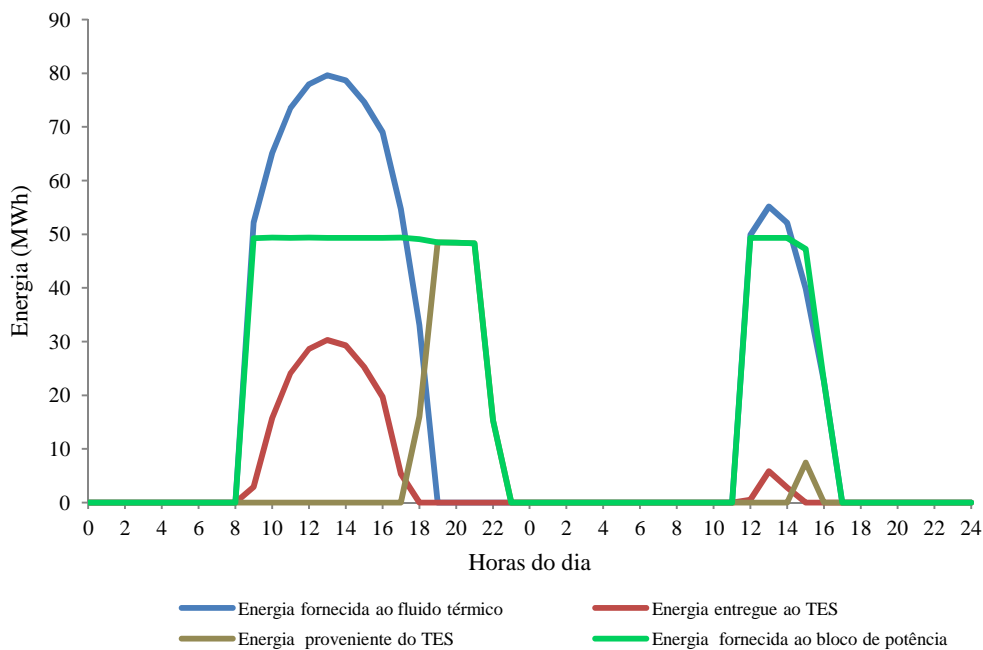
**Figura 107** Energia incidente nos helióstatos vs energia fornecida ao receptor

A energia concentrada no receptor é transferida para o fluido de transferência de calor (Erec-out), pelo que existem perdas inerentes a qualquer processo de transferência de calor, com principal destaque para as perdas por convecção e radiação, como podemos ver na figura 108. Contudo, estas perdas são constantes, visto que dependem apenas das características termodinâmicas dos materiais que constituem o receptor.



**Figura 108** Energia fornecida ao receptor vs energia fornecida ao fluido térmico

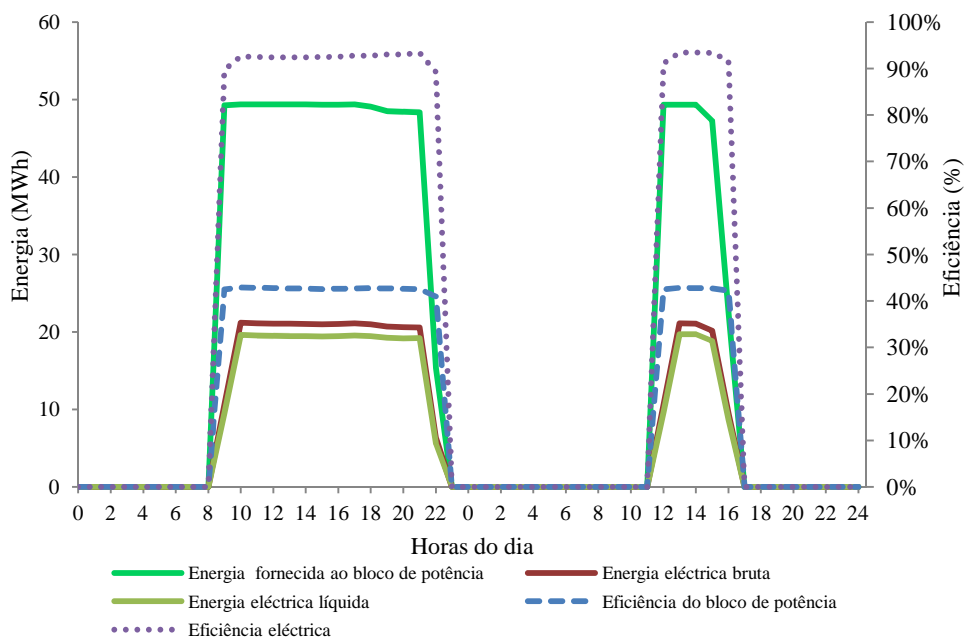
Numa central CSP dotada com sistema de armazenamento térmico (TES), o desafio principal que se coloca é a optimização do despacho da energia armazenada. Com essa finalidade, o *software* determina para cada hora da simulação, se deve ou não colocar em operação o bloco de potência, tendo como base a quantidade de energia recolhida no campo solar ( $E_{inc}$ ) e a quantidade de energia entregue ao TES ( $E_{tes-in}$ ). Durante o período com recurso solar, a decisão de despachar a energia armazenada no TES ( $E_{tes-out}$ ), apenas é tomada quando a energia térmica fornecida pelo campo solar ( $E_{inc}$ ) é insuficiente para o funcionamento da central à potência nominal. De forma similar, para períodos com indisponibilidade de recurso solar, o bloco de potência só poderá funcionar com a energia térmica proveniente do TES ( $E_{tes-out}$ ), ou a partir da energia térmica fornecida por um sistema de *backup* ( $E_{backup}$ ), quando aplicável. A quantidade de energia térmica necessária para alimentar o bloco de potência, de modo que funcione à potência nominal, é determinada pelo rendimento da conversão da energia térmica em energia eléctrica, sendo neste caso considerado 42,5%, o que se traduz em 47,06 MWt.



**Figura 109 Energia fornecida ao bloco de potência vs energia fornecida ao TES**

Ao efectuar uma análise mais pormenorizada à figura 109, podemos observar que num dia típico de Verão em Faro, a operação da central recorrendo ao campo solar se inicia, aproximadamente, às 8h00 da manhã, atingindo o funcionamento à potência nominal às 9h00. A partir dessa hora, dá-se início ao processo de carga do sistema de armazenamento

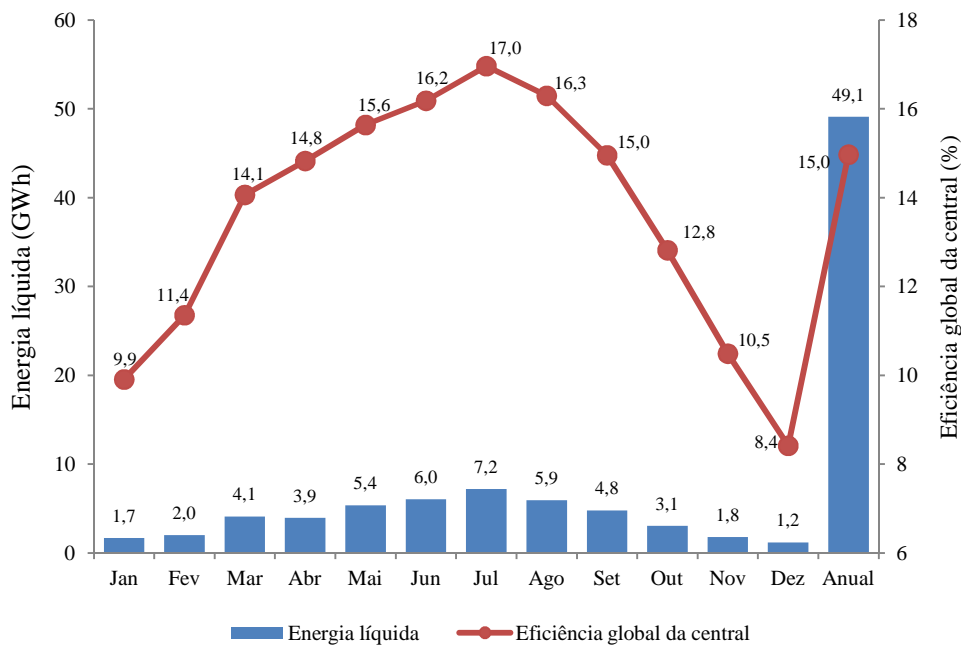
térmico, aproveitando os valores elevados de radiação solar registados. Por volta das 17h00, e devido à redução da radiação solar, dá-se início ao processo de descarga do armazenamento térmico, para que este possa fornecer o caudal necessário para o funcionamento da central à potência nominal. A descarga do sistema de armazenamento térmico leva cerca de 6 horas, garantindo o funcionamento da central até cerca das 23h00. Durante o período entre as 23h00 e as 8h00, o bloco de potência da central é desligado. No que refere à operação da central ao longo de um dia típico de Inverno, é possível observar que inicia-se aproximadamente às 11h00, e como os valores de radiação solar registados são baixos, existe apenas a possibilidade de efectuar a carga de uma quantidade residual no sistema de armazenamento térmico, entre as 12h00 e as 15h00, pelo que o funcionamento da central é garantido quase na sua globalidade pelo campo solar. A central opera entre as 11h00 e as 17h00, mas apenas durante 3 horas à potência nominal de funcionamento. Para terminar a análise do desempenho diário da central, resta-nos verificar a energia eléctrica que a central consegue injectar na rede em cada hora do dia. Através da figura 110, podemos observar que a quantidade de energia eléctrica bruta à saída do bloco de potência situa-se ligeiramente acima dos 21 MWhe, mas como sabemos o gerador eléctrico possui perdas, conseguindo atingir um rendimento em torno dos 92%, pelo que o valor da energia eléctrica líquida fornecida à rede situa-se em torno dos 19 MWhe.



**Figura 110** Energia fornecida ao bloco de potência vs energia eléctrica bruta e líquida

### 8.3.3. DESEMPENHO ANUAL DA CENTRAL DO TIPO CONFIGURAÇÃO B

De forma a ter um conhecimento mais global do desempenho da central, para a cidade de Faro, é indispensável simular o seu desempenho para os 365 dias do ano. Numa primeira análise, a figura 111, apresenta os valores mensais e anuais referentes à energia eléctrica líquida produzida e à eficiência global da central.



**Figura 111 Energia eléctrica mensal líquida e respectivo rendimento solar eléctrico**

Através do gráfico, podemos observar que a energia produzida mensalmente, bem como o rendimento solar-eléctrico, apresenta valores significativamente diferentes ao longo do ano, uma vez que acompanham a radiação normal directa registada em cada mês. Verifica-se que o mês de Julho apresenta o melhor desempenho, conseguindo uma produção eléctrica de 7,2 GWh e um rendimento solar-eléctrico de 17%, ao contrário do Dezembro que regista a pior performance com apenas 1,2GWh e 8,4%, respectivamente. No global do ano, a central apresenta uma produção eléctrica de 49,1 GWh e um rendimento de 15,0%.

A figura 112 apresenta um resumo dos fluxos de energia anuais calculados pelo simulador SAM. A coluna do lado esquerdo da figura, mostra as eficiências calculadas para cada um dos sistemas mais importantes da central. Na coluna central, são apresentados os fluxos de energia através de cada sistema. Por último, na coluna do lado direito, são indicadas as perdas de energia respectivas. Da análise desta figura, podemos tirar como principal

conclusão, o facto da eficiência global de central, no que se refere à conversão da radiação solar em energia eléctrica, atingir apenas 14,96%. Este facto está relacionado com a elevada quantidade de energia térmica desperdiçada ao longo de todo o processo, com especial destaque, para o campo solar e o bloco de potência, representando aproximadamente 54,4% e 28,7% do total de perdas, respectivamente.

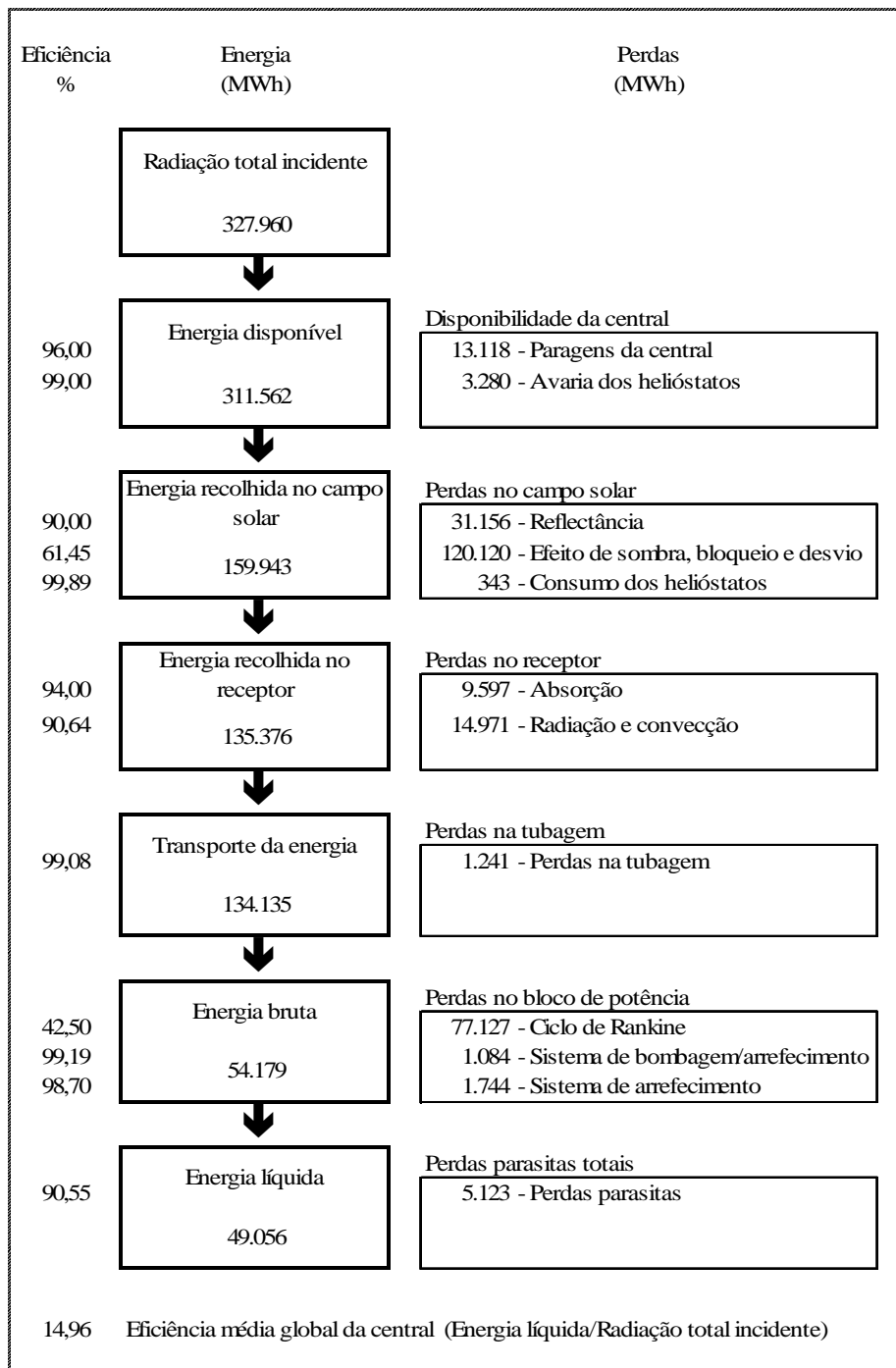
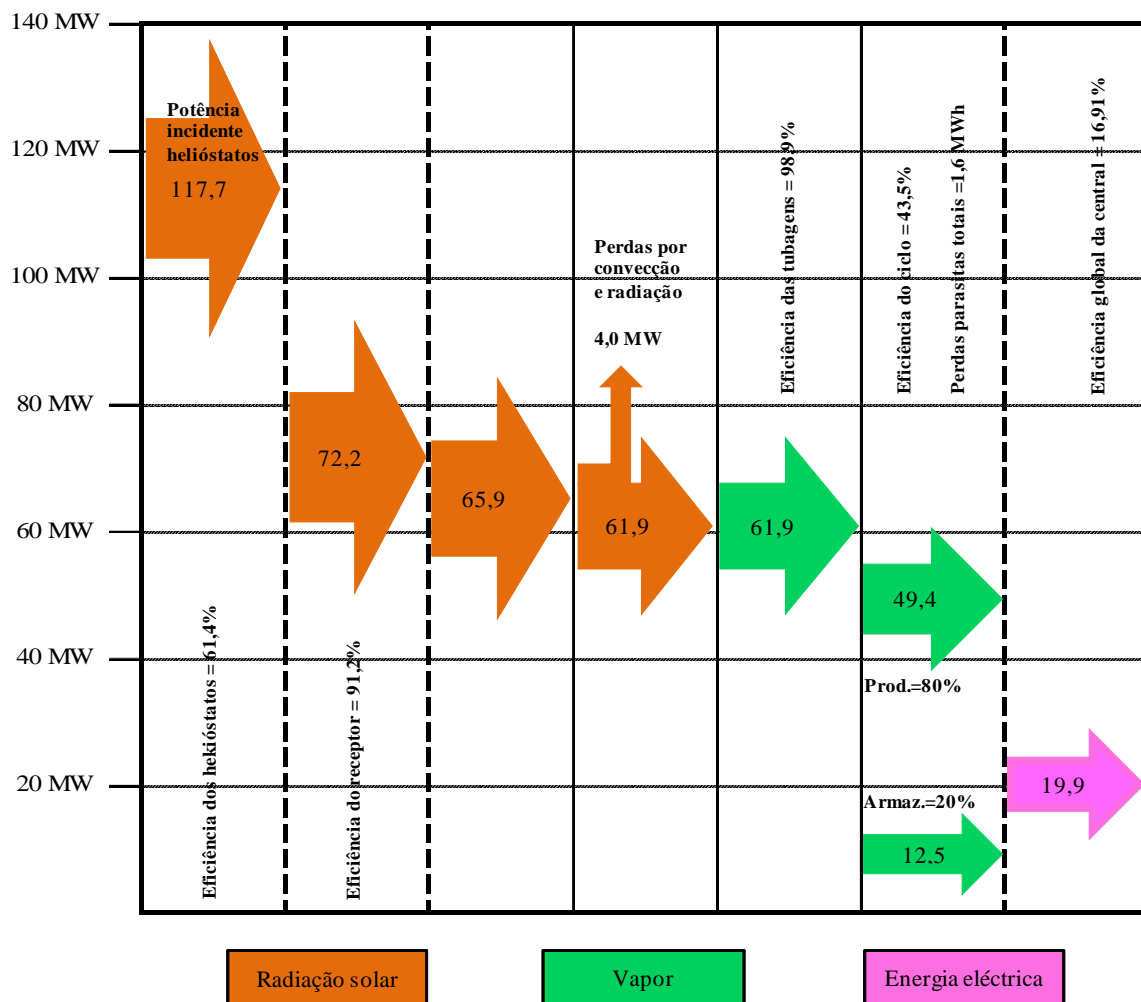


Figura 112

Balço energético anual

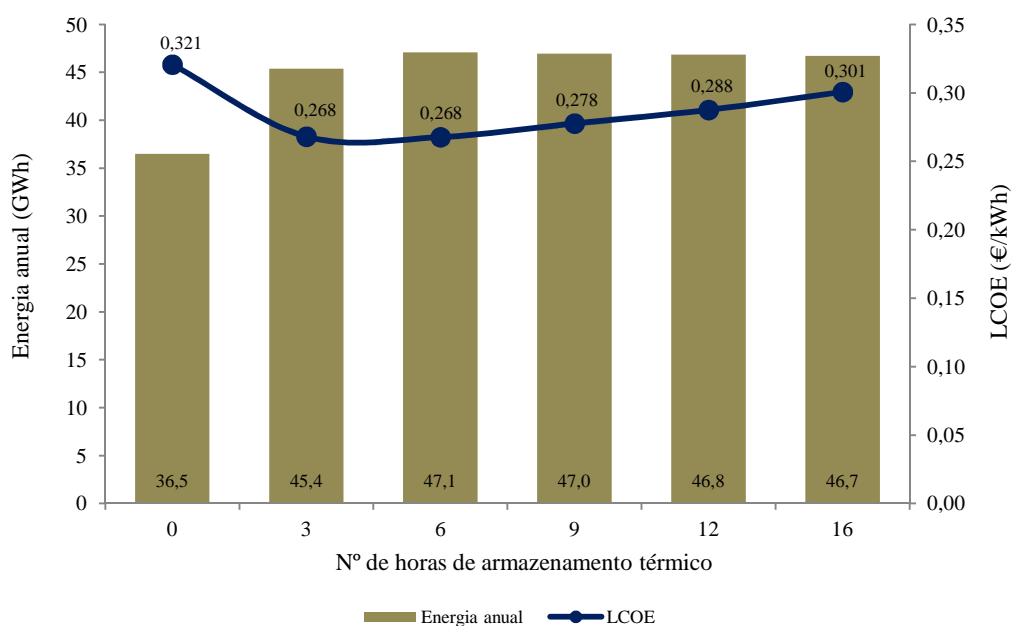
É de interesse, também, avaliar o desempenho energético da central, quando está operando à potência nominal. A figura 113, mostra um esquema que ilustra um cenário operatório à potência nominal, utilizando 80% da energia térmica disponível para alimentar o bloco de potência, com os restantes 20% da energia a serem transferidos para o sistema de armazenamento térmico. Podemos constatar que este cenário, traduz a melhor situação operativa da central, tendo em conta que apresenta a eficiência global da central mais elevada, atingindo os 16,91%. Esta situação está relacionada com o facto, de conseguirmos alcançar as melhores eficiências para os diversos sistemas. Neste cenário, as eficiências obtidas para os principais sistemas, tais como, campo solar, receptor e bloco de potência, atingem os 61,4%, 91,2% e 43,5%, em comparação com os valores médios anuais de 55,1%, 85,2% e 41,6%, respectivamente.



**Figura 113** Desempenho energético à potência nominal com 20% de armazenamento térmico

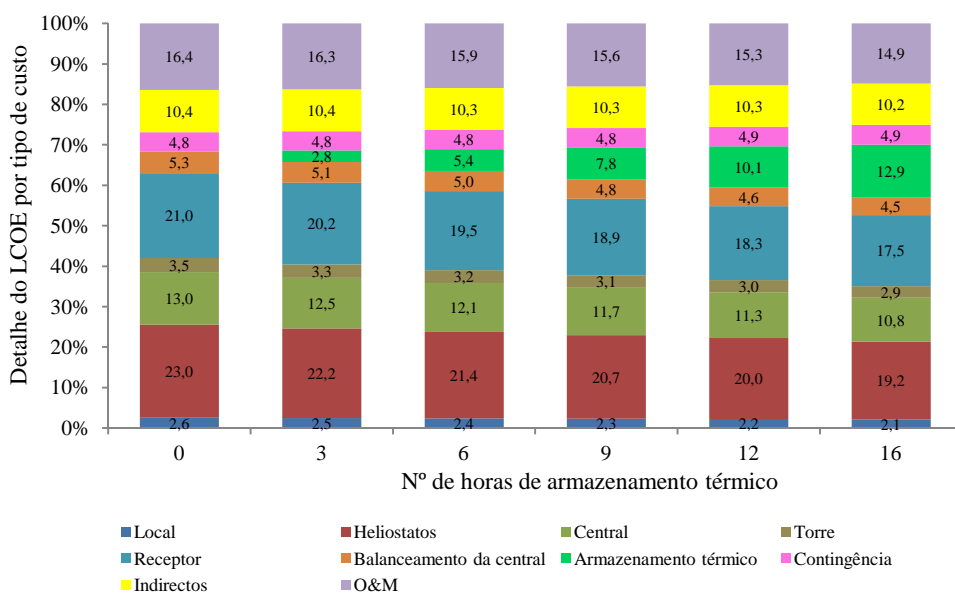
### 8.3.4. INFLUÊNCIA DO NÚMERO DE HORAS DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO NA PRODUÇÃO ANUAL DA CENTRAL

Para analisar a influência do número de horas de armazenamento térmico, fixámos o valor do múltiplo solar ( $MS=1,9$ ) e fizemos variar o tempo de armazenamento de calor, sendo os resultados obtidos apresentados na figura 114.



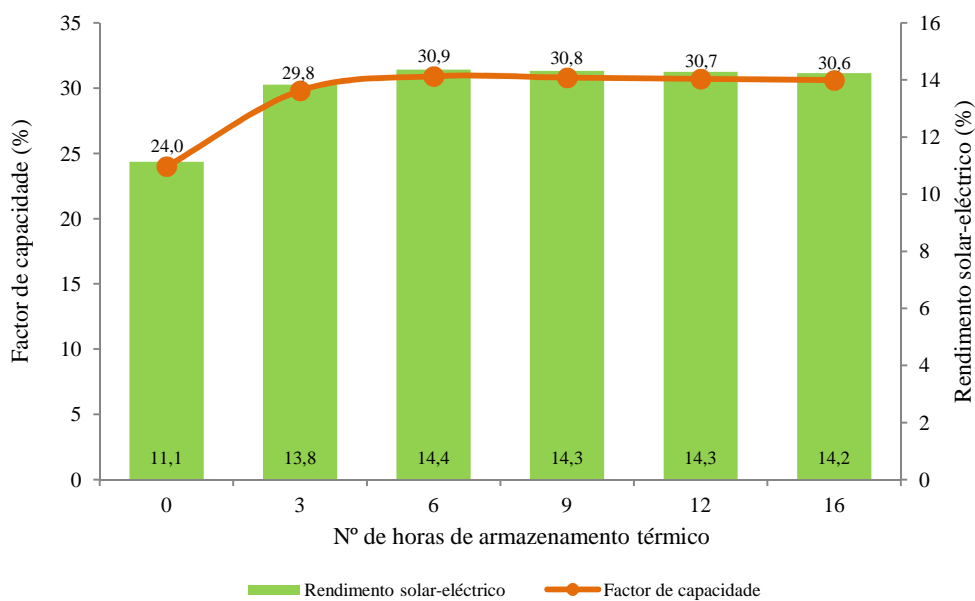
**Figura 114** Energia anual e LCOE em função do número de horas de armazenamento térmico

Podemos constatar que à medida que o tempo de armazenamento de calor é incrementado, promove um aumento da energia gerada pela central, sendo mais evidente para as primeiras horas de armazenamento de calor, até atingir um máximo (ponto óptimo) a partir do qual a curva decresce ligeiramente, uma vez que as perdas parasitas de calor por convecção, condução e radiação são superiores para sistemas de maior dimensão. A partir do ponto óptimo, existe um sobredimensionamento da capacidade do sistema de armazenamento térmico, o que resulta num incremento dos custos instalados sem sucesso, como é facilmente perceptível através da curva do LCOE. Na figura 115, podemos verificar que o sistema de armazenamento térmico é o principal responsável pelo incremento do LCOE, podendo variar entre os 2,8% e 12,9%, para um período de armazenamento de 3 e 12 horas, respectivamente.



**Figura 115** LCOE detalhado em função do número de horas de armazenamento térmico

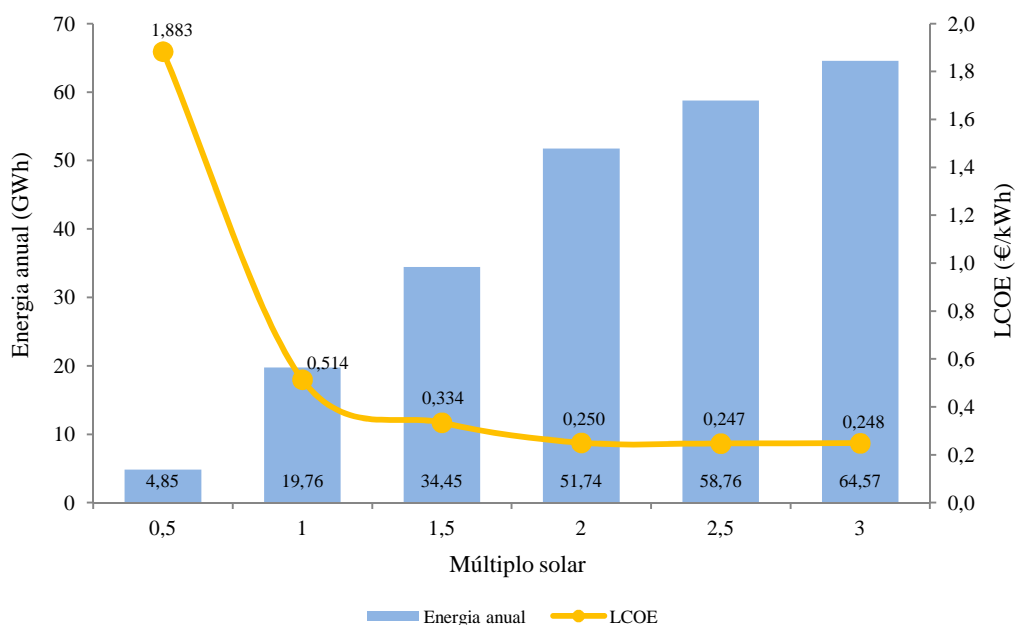
Da mesma forma, o factor de capacidade e o rendimento solar-eléctrico acompanha o perfil da curva da energia produzida, como podemos ver na figura 116. É de realçar que ambos os parâmetros atingem o seu máximo para um período de armazenamento térmico de aproximadamente 4 horas.



**Figura 116** Factor de capacidade e rendimento solar-eléctrico em função do número de horas de armazenamento térmico

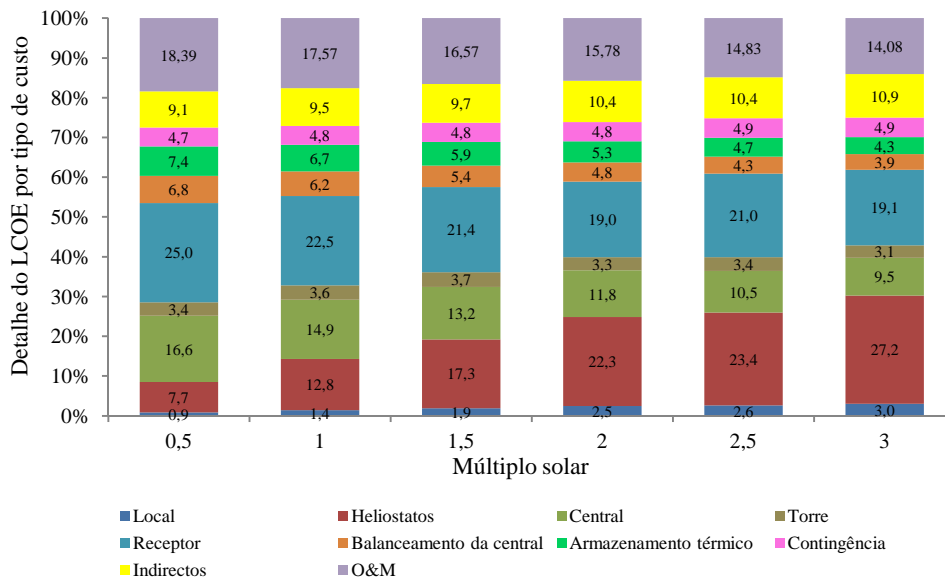
### 8.3.5. INFLUÊNCIA DO MÚLTIPLO SOLAR NA PRODUÇÃO ANUAL DA CENTRAL

Para analisar a influência do múltiplo solar, fixámos o valor de 6 horas para o período de armazenamento térmico e fizemos variar o múltiplo solar, sendo os resultados obtidos apresentados na figura 117.



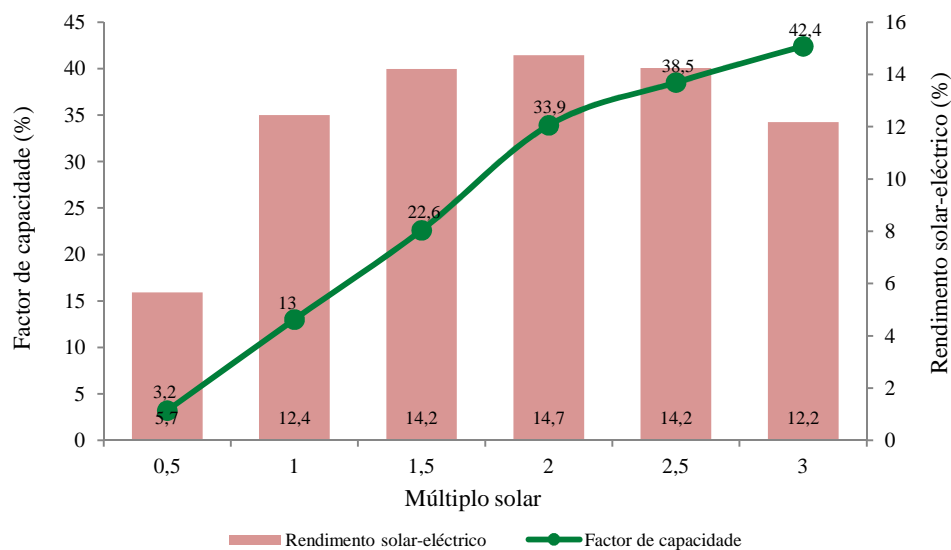
**Figura 117** Energia anual e LCOE em função do múltiplo solar

Como seria de esperar, à medida que o valor do múltiplo solar é incrementado, a quantidade de energia eléctrica produzida aumenta, uma vez que a energia colectada no campo solar é superior. No que se refere ao LCOE, este apresenta uma curva descendente com o aumento do múltiplo solar, até atingir um valor mínimo, a partir do qual volta a aumentar. Na figura 118, podemos verificar que a variação ascendente do múltiplo solar implica que o campo dos helióstatos represente o principal custo do LCOE, podendo variar entre os 7,7% e 27,2%, para um múltiplo solar de 0,5 e 3, respectivamente.



**Figura 118** LCOE detalhado em função do múltiplo solar

Através da figura 119, podemos constatar que o factor de capacidade aumenta com o incremento do múltiplo solar, contudo verificámos que o rendimento solar-eléctrico acompanha a curva do factor de capacidade apenas nos primeiros valores, até atingir o seu máximo e tomando um perfil decrescente a partir desse múltiplo solar. Um valor maior do múltiplo solar reduz a eficiência da central, devido às perdas parasitas associadas a um campo solar maior.



**Figura 119** Factor de capacidade e rendimento solar-eléctrico em função do múltiplo solar

### 8.3.6. INFLUÊNCIA DA HIBRIDIZAÇÃO NA PRODUÇÃO ANUAL DA CENTRAL

Apesar de a hibridização não constituir uma escolha obrigatória nas centrais CSP, tem um papel de extrema importância como sistema de *backup* da central, se o objetivo é dispor de factores de capacidade elevados. Caso não haja, um sistema significativo de armazenamento de calor que permita fornecer a energia requerida nas horas de pico, a instalação de um sistema híbrido tem que ser obrigatória. A figura 120, mostra-nos a energia anual produzida e o LCOE em função da fracção de hibridização da central. Uma das vantagens de escolher uma maior fracção de hibridização numa central CSP, está relacionada com o acautelar do sobredimensionamento do campo solar e sistema de armazenamento térmico. A opção de hibridização apresenta duas variáveis de custo importantes, tais como, o custo da caldeira auxiliar e o custo do combustível utilizado.

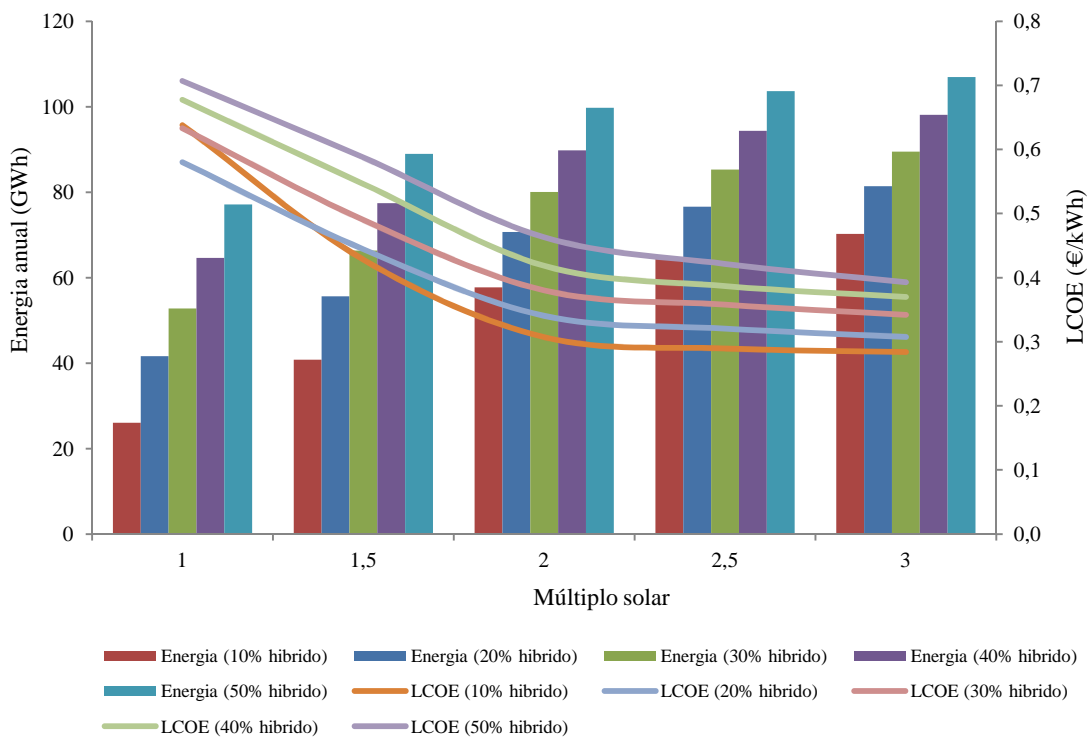
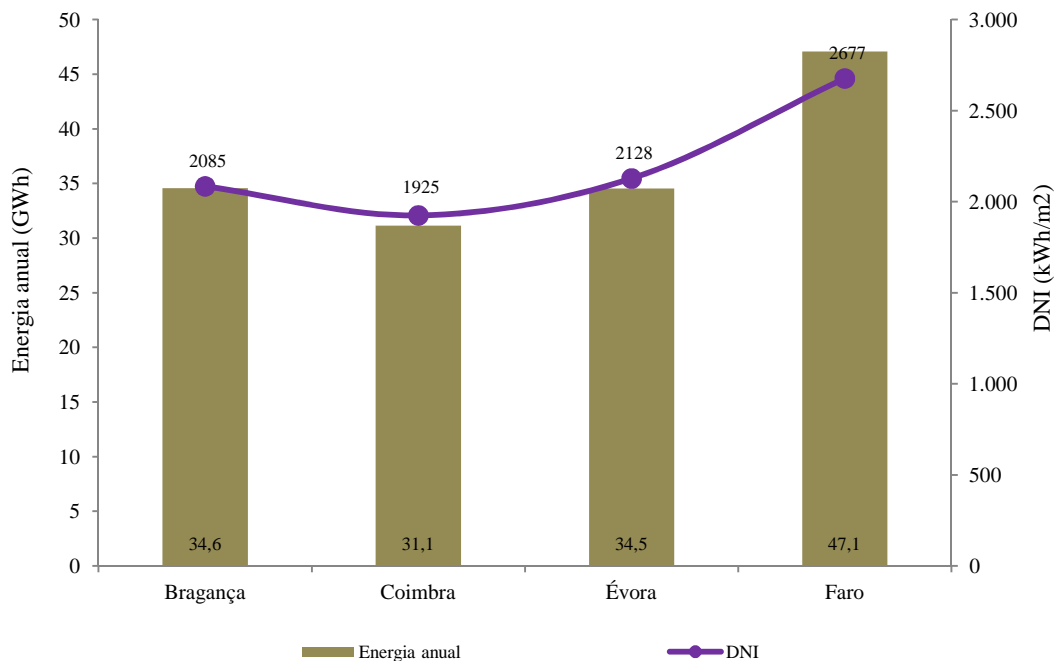


Figura 120 Energia anual e LCOE em função da % de hibridização

### 8.3.7. INFLUÊNCIA DA RADIAÇÃO SOLAR NA PRODUÇÃO ANUAL DA CENTRAL

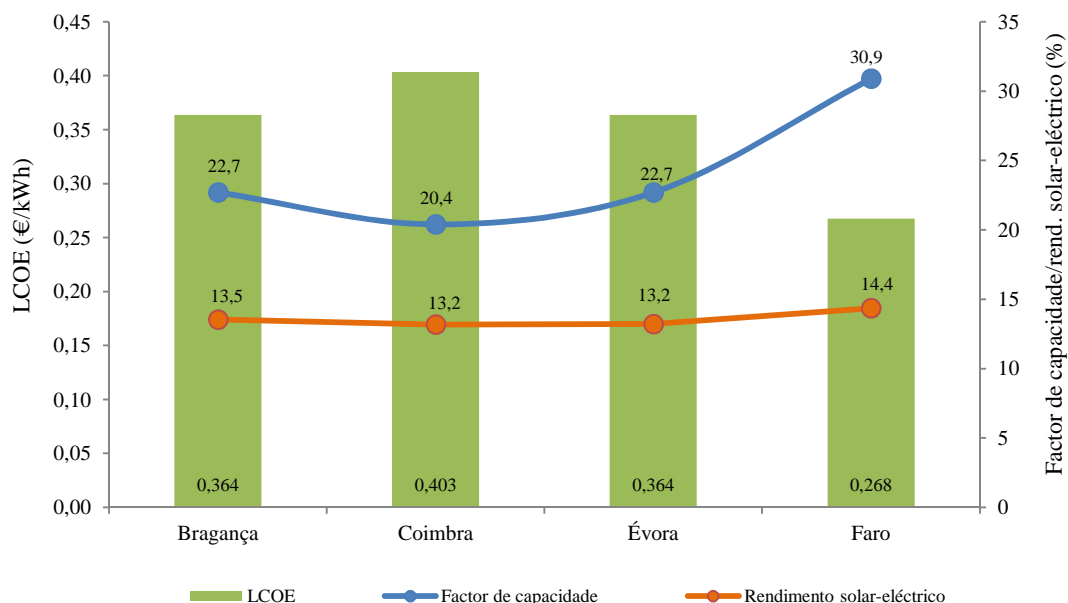
Tendo em consideração que tanto a quantidade de DNI como a sua distribuição ao longo do ano influenciam a produção de electricidade da central, é interessante averiguar o

cenário resultante da possibilidade de instalação da central considerada em diferentes localidades portuguesas. Através da figura 121, observa-se que a energia anual produzida, acompanha o perfil do DNI anual registado em cada localização.



**Figura 121** Energia anual produzida e DNI para cada localização

Para as diversas localizações em estudo, verifica-se que a cidade de Faro representa a melhor escolha, atingindo uma produção anual de energia de cerca de 47,1 GWh, no caso de uma central com 6 horas de armazenamento térmico. É de interesse, também, efectuar uma análise ao rendimento médio da central alcançado em cada localização, tendo em conta que este indicador relaciona a energia produzida anualmente com o DNI anual que incide no campo solar. É também importante, observar o número de horas que a central está em funcionamento. O rendimento médio anual e utilização anual da central, referente a cada uma das localizações, são apresentados na figura 122.



**Figura 122** Rendimento médio anual e utilização anual da central para cada localização

Analisando o gráfico, podemos constatar que de forma geral, os rendimentos médios anuais obtidos são baixos, variando entre os 13,2% em Coimbra e os 14,4% em Faro. Da mesma forma, o número de horas de funcionamento da central é bastante reduzido, oscilando entre as 1787 horas em Coimbra e as 2707 horas em Faro. A localização de Faro apresenta os melhores indicadores, tendo em conta, que geralmente regista temperaturas mais elevadas, e também porque oferece uma distribuição mais uniforme do DNI ao longo do ano. Por último, podemos constatar que o valor do LCOE varia entre os 0,268 €/kWh em Faro e os 0,403 €/kWh em Coimbra.

### 8.3.8. OPTIMIZAÇÃO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Tendo em conta, que nas análises efectuadas anteriormente, verificou-se que os valores definidos para as simulações não correspondem ao cenário óptimo de funcionamento da central, considerámos ser de interesse, proceder à optimização dos parâmetros. A tabela 27, mostra os valores optimizados para as configurações consideradas.

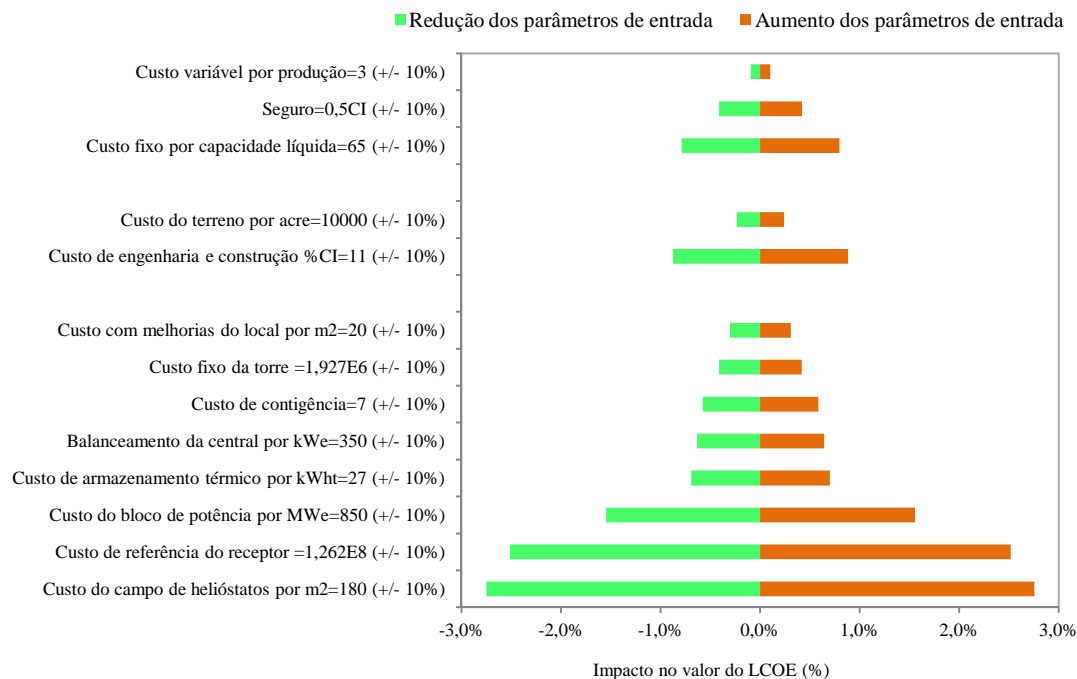
**Tabela 27** Parâmetros optimizados para as configurações consideradas [59]

Parâmetro	Config. A	Config. B	Config. C	Config. D
Múltiplo solar	0,81	1,25	0,81	1,25
Energia anual líquida (GWh)	39,78	49,31	70,16	77,71
Factor de capacidade (%)	26,1	32,3	46	51
LCOE (€/kWh)	0,295	0,256	0,463	0,411
Custo total instalado por capacidade (€/kW)	5037	5453	6020	6436

## 8.4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade envolve o estudo da variabilidade das variáveis do projecto, de modo a compreender de que forma afectam economicamente o projecto. Esta ferramenta de análise, além de identificar os parâmetros de entrada mais sensíveis, também permite uma percepção sobre os resultados possíveis de alcançar. Com esse objectivo, foi realizada uma análise de sensibilidade simulando uma variação de 10% nalguns parâmetros de entrada, tais como, custos instalados (directos e indirectos), custos de O&M, custos de financiamento, parâmetros técnicos relacionados com o bloco de potência, o campo solar e o armazenamento térmico.

Para a análise do impacto dos custos directos e indirectos, podemos visualizar a figura 123, onde é mostrado que o LCOE é mais sensível à variação dos custos directos do que os custos indirectos, devido à grandeza dos custos envolvidos.

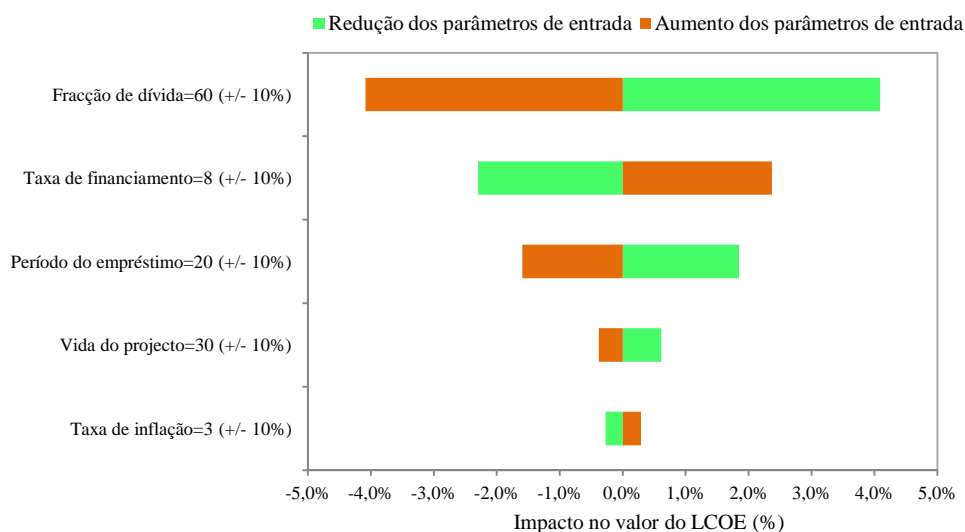


**Figura 123** Análise de sensibilidade do LCOE aos custos instalados e O&M [59]

Ao efectuar uma análise mais detalhada, podemos observar que na categoria dos custos directos, o custo do campo de helióstatos afecta o LCOE em  $\pm 2,8\%$ , seguido pelo custo do receptor ( $\pm 2,5\%$ ) e do bloco de potência ( $\pm 1,6\%$ ), confirmando que são os componentes

com maior impacto nos custos da central. Dentro dos custos indirectos o custo de engenharia e construção é o mais significativo ( $\pm 0,9\%$ ), comparativamente ao custo do terreno ( $\pm 0,2\%$ ). No que se refere aos custos de O&M, o custo fixo por capacidade instalada é o mais expressivo ( $\pm 0,8\%$ ), seguido do custo associado ao seguro da central ( $\pm 0,4\%$ ) e do custo variável de produção ( $\pm 0,1\%$ ). Na sua globalidade, e tendo em conta, que são parâmetros que afectam directamente os custos do projecto, qualquer redução tem um impacto positivo no LCOE, uma vez que promove uma redução no custo da energia, enquanto que qualquer aumento destes parâmetros irá provocar um acréscimo do LCOE.

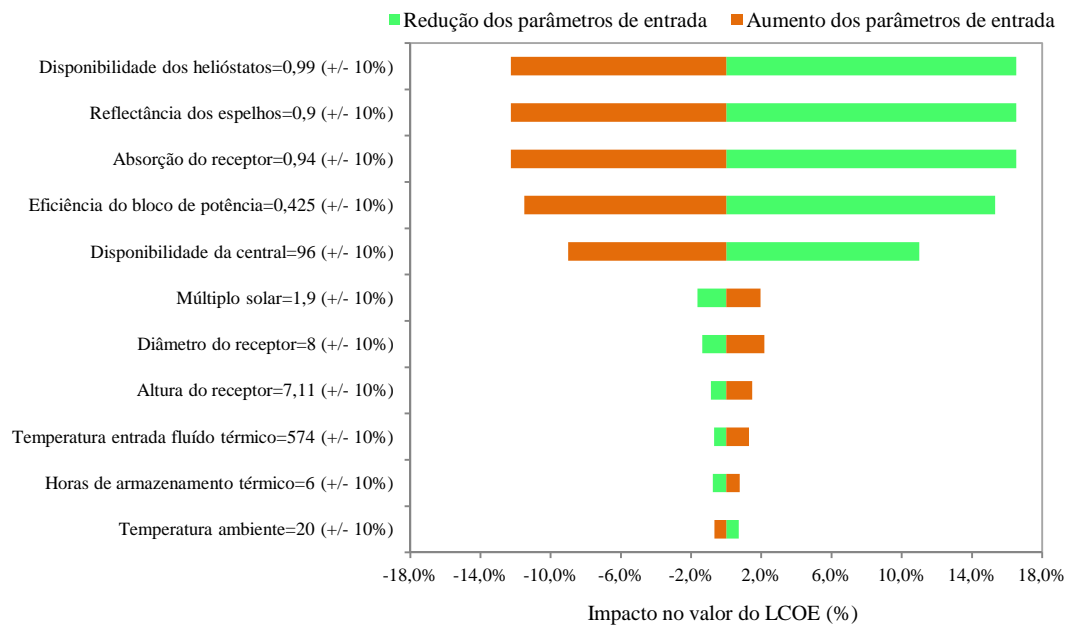
Para a análise do impacto dos custos de financiamento, foi elaborado o gráfico de sensibilidade, apresentado na figura 124. Neste caso, o LCOE é influenciado de forma mais acentuada pelo parâmetro relacionado com a fracção de dívida contraída por empréstimo ( $\pm 4,1\%$ ), seguido da taxa de financiamento ( $\pm 2,3\%$ ) e o período de empréstimo, variando entre  $-1,6\%$  e  $1,85\%$ . Já no caso da taxa de inflação, a sua variação não se traduz num impacto significativo do valor do LCOE, correspondendo apenas a  $\pm 0,28\%$ .



**Figura 124** Análise de sensibilidade do LCOE aos parâmetros financeiros [59]

Por último, é efectuada uma análise à influência de alguns parâmetros técnicos relacionados com o bloco de potência, o campo solar e o armazenamento térmico. Na figura 125, podemos verificar que os parâmetros que influenciam de forma mais enérgica o LCOE, estão relacionados com a disponibilidade e reflectância dos helióstatos e a

eficiência de absorção do receptor, cujo aumento ou redução em 10% destes parâmetros de entrada representa uma variação no LCOE entre os -12,3% e 16,5%, respectivamente. Seguido de perto, temos a eficiência do bloco de potência que implica uma variação no LCOE entre os -11,5% e 15,3%. No sentido inverso, verifica-se que o LCOE não é afectado significativamente pela variação da temperatura ambiente, representando apenas uma variação de  $\pm 0,70\%$ .



**Figura 125** Análise de sensibilidade do LCOE aos parâmetros técnicos [59]

## 8.5. ANÁLISE ECONÓMICA

### 8.5.1. ESTIMATIVA DE CUSTOS

Na análise dos custos da central torre solar, utilizámos como referência os valores padrão apresentados pela NREL e utilizados no simulador SAM. Convém salientar, que em resultado da volatilidade dos custos associados ao mercado da energia solar, os valores apresentados pelo SAM, poderão estar desactualizados a qualquer instante, mas no entanto, acreditámos que eles caracterizam bem a estrutura de custos no presente estudo, uma vez que este simulador sofreu a última actualização no dia 11/05/2012.

O simulador SAM calculou a área do campo solar necessária para as condições de projeto, de acordo com a potência nominal da central, dos custos de referência e as especificações

da tecnologia escolhida. Desta forma, na tabela 28, são apresentados os resultados obtidos da simulação.

**Tabela 28 Custos instalados e de O&M considerados na simulação [59]**

<b>Custos directos</b>	<b>Custo de referência</b>	<b>Valor simulado</b>	<b>Custo total (US\$)</b>
Melhorias do local	20 US\$/m <sup>2</sup>	167.619,1 m <sup>2</sup>	3.352.382
Helióstatos	180 US\$/m <sup>2</sup>	167.619,1 m <sup>2</sup>	30.171.446
Balanceamento da central	350 US\$/kWe	20000 kW	7.000.000
Bloco de potência	850 US\$/kWe	20000 kW	17.000.000
Armazenamento térmico	27 US\$/kWt	282,353 kWt	7.623.529
Torre	1.927.000 US\$	---	4.541.929
Receptor	126.200.000 US\$	---	27.555.776
Contingência	---	7% dos custos directos	6.807.154
Total dos custos directos (US\$)			104.052.217
<b>Custos indirectos</b>	<b>Custo de referência</b>	<b>Valor simulado</b>	<b>Custo total (\$)</b>
Engenharia, construção e montagem	---	11% dos custos directos	11.445.744
Terreno	10000 US\$/acre	310,4 acres	3.104.062
Total dos custos indirectos (US\$)			14.549.806
<b>Custos totais instalados (US\$)</b>			118.602.022
<b>Custos totais instalados (€) *</b>			94.881.618
<b>Custos O&amp;M</b>	<b>Custo de referência</b>	<b>Valor simulado</b>	<b>Custo total (\$)</b>
Custo fixo por capacidade líquida	65 \$/kW-ano	17400 kW	1.131.000
Custo variável por produção	3 \$/MWh	47.094,82 MWh	141.284
Total dos custos O&M (US\$)			1.272.284
Total dos custos O&M (€)			1.017.828

\*Cotação de 1 €=1,2499 US\$ em 11/05/2012

## 8.5.2. INDICADORES FINANCEIROS

A decisão de implementar um qualquer projecto de investimento deve ser sempre sustentada em indicadores financeiros que fundamentem uma análise de viabilidade económica correcta. Como métricas de análise da viabilidade económica do projecto,

destacam-se o valor actualizado liquido (VAL), que corresponde à soma do valor das receitas e custos provenientes de um dado projecto ao longo do seu tempo de vida útil, descontados para o presente a uma taxa de actualização dada, a taxa interna de rentabilidade (TIR), que é o valor que a taxa de actualização deve assumir para que o VAL seja igual a zero, o período de retorno do investimento (Payback), que representa o período de tempo necessário para recuperar o investimento efectuado e o LCOE (*levelized cost of energy*), ou seja, o preço de venda da energia de forma a remunerar os investimentos e custos do projecto.

Com essa finalidade, na elaboração do plano de exploração de uma central CSP é necessário ter em consideração os valores associados à venda de energia, os custos operacionais e os custos de financiamento. No que se refere ao tipo de financiamento, existem três possibilidades, tais como empréstimos bancários, capitais próprios ou programas de incentivo, quer nacionais ou comunitários. Contudo, nesta análise foi considerado apenas um empréstimo bancário no valor de 60% dos custos instalados, sendo os restantes 40% suportados pelo capital próprio do promotor. As premissas utilizadas na análise económica e financeira do projecto estão apresentadas na tabela 29.

**Tabela 29 Parâmetros financeiros considerados na simulação [59]**

<b>Parâmetros financeiros</b>	<b>Valor simulado</b>
Vida do projecto	30 anos
Valor do empréstimo	(60%) 75.430.886 US\$ = 60.344.709 €*
Capital próprio	(40%) 50.287.257 US\$ = 40.229.806 €*
Taxa de financiamento	8%
Período de financiamento	20 anos
Taxa de inflação	3%
Taxa real de actualização	7%
Taxa nominal de actualização	10,2%
Taxa de seguro	0,5%
Período de amortização	Linear 10 anos
Impostos (IRC)	25%
Taxa interna de retorno (TIR)	12%

\*Cotação de 1 €=1,2499 US\$ em 11/05/2012

Como já referido anteriormente, na elaboração do plano de exploração é necessário calcular o valor do cash-flow associado a cada ano do projecto. Com essa finalidade, é apresentado na tabela 30, o processo de cálculo utilizado nesta análise.

**Tabela 30 Procedimento de cálculo do cash-flow referente a cada ano do projecto**

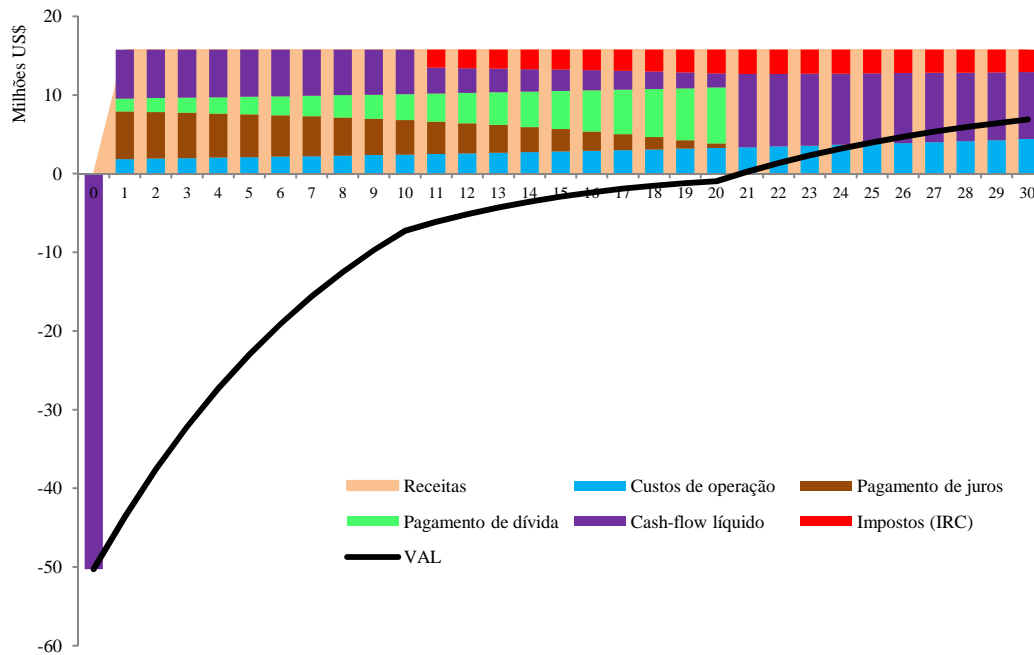
<b>Item</b>	<b>Descrição</b>	<b>Expressão</b>
(1)	Receitas	
(2)	Custos de operação	
(3)	Resultado operacional	= (1) - (2)
(a)	Pagamento de juros	
(b)	Pagamento de dívida	
(4)	Custos de financiamento	= (a) + (b)
(5)	Amortizações	
(6)	Resultado antes de impostos	= (3) - (5) - (a)
(7)	Impostos	= (6) x %IRC
(8)	Cash-flow	= (3) - (4) - (7)

- (1) O valor das receitas é calculado através do produto da energia eléctrica produzida anualmente e do respectivo preço de venda. Nesta análise, não foi considerada a actualização do preço de venda de acordo com a inflação, pelo que assumirá um valor constante durante os vários anos do projecto.
- (2) Na categoria dos custos de operação (O&M) inclui-se os custos de pessoal, os custos de manutenção, custos gerais de produção, custos de combustível e seguros. Neste estudo foram considerados os valores referência para o ano inicial, sofrendo actualização nos restantes anos de acordo com a taxa de inflação.
- (3) O resultado operacional é apurado pela diferença entre as receitas da venda de energia eléctrica e os custos operacionais da central.
- (4) A parcela dos custos de financiamento, englobam os custos dos juros relativos ao empréstimo bancário e os custos referentes ao pagamento de dívida. Nesta análise, foi assumido que o investimento total foi todo efectuado no ano zero.

- (5) De acordo com o léxico contabilístico, o conceito amortização é a imputação sistemática da quantia depreciable de um activo intangível durante a sua vida útil. Em regra, as amortizações são calculadas pelo método das quotas constantes, tendo presente o período de vida útil máximo e mínimo do bem, tendo em conta o sector em que é utilizado e ainda as condições da sua utilização. Tendo em conta que as amortizações permitem uma economia fiscal graças à redução da matéria colectável, devem ser efectuadas num período o mais breve possível, dentro dos limites impostos pela legislação em vigor (artigo 30º do Código do IRC). O método utilizado nesta simulação foi o método das amortizações constantes, tendo como base um período de amortização de 10 anos.
- (6) O resultado antes de impostos traduz o resultado antes do apuramento dos juros financeiros, amortizações e do cálculo dos impostos.
- (7) O valor de impostos é obtido através da multiplicação da taxa de IRC em vigor (25%), pelo valor dos resultados antes de impostos.
- (8) O valor do cash-flow é obtido pela subtracção dos custos de financiamento e dos impostos ao valor dos resultados operacionais. Os cash-flow referentes a cada ano do plano de exploração não permitem efectuar uma análise isolada acerca da viabilidade económica do projecto. Para tal, é obrigatório efectivar um tratamento de dados de modo a conseguir informação relevante para a tomada de decisões, destacando-se essencialmente os índices financeiros.

Com base nos pressupostos, apresentados nas tabelas 28 e 29, foi calculado o VAL, o Payback e o LCOE, que correspondem neste projecto aos valores 5.505.168 €, 20,8 anos e 0,2676 €/kWh, respectivamente (anexo A).

Na figura 126, é apresentado o gráfico dos fluxos monetários, onde podemos visualizar as receitas obtidas com a venda da energia produzida, os custos de O&M, custos de financiamento, custos com impostos e os cash-flows líquidos. Os juros e pagamento de dívida referem-se ao empréstimo obtido para a implementação do projecto, correspondendo a 60% do investimento total da central, com 20 anos como prazo de financiamento.



**Figura 126 Diagrama de fluxos monetários**

Como cenários economicamente viáveis, consideram-se aqueles que conseguem apresentar um retorno financeiro positivo ( $VAL > 0$ ), dentro do período de vida útil do projecto. Nesta análise, foi considerada uma TIR igual a 12%, que é entendido como um valor mínimo de referência para projectos de energia. Tendo como base de análise, as tarifas actuais pagas pelo governo português, que tomam o valor entre os 0,17-0,20 €/kWh para potências superiores a 10 MW e 0,27 €/kWh para potências inferiores a 10 MW, constatámos que o caso de estudo apresentado não era viável, uma vez que o valor estimado para o LCOE é de 0,2676 €/kWh. Consequentemente, esta evidência levou-nos a realizar a mesma análise económica para diferentes potências instaladas, com a finalidade de averiguar qual o cenário mais próximo da realidade portuguesa, como mostra a tabela 31. Todos os dados referentes às análises e resultados obtidos são apresentados no anexo A, B, C e D.

**Tabela 31 Indicadores financeiros para diferentes potências**

Potência (MW)	TIR (%)	VAL (€)	LCOE (€/kWh)	Payback (anos)
20	12	5.505.168	0,2676	20,80
50	12	12.469.984	0,2464	20,75
100	12	23.551.188	0,2207	20,75
200	12	45.832.457	0,2134	20,70



# 9. CONCLUSÕES

Esta dissertação teve como objectivo principal, a análise dos sistemas de concentração solar para produção de energia eléctrica. Neste capítulo, são expostas as principais conclusões retiradas ao longo deste trabalho de investigação. Inicialmente, são apresentadas algumas considerações finais que visam as questões técnicas e económicas, com a finalidade de descrever o ponto de situação da tecnologia CSP a nível mundial. Adicionalmente, são expostos os resultados obtidos a partir das diversas simulações efectuadas, com recurso ao *software* SAM, tendo como base diversas configurações tecnológicas. Para concluir, são sugeridos alguns trabalhos de interesse académico, a desenvolver no futuro.

## 9.1. CONCLUSÕES

A finalidade primordial desta dissertação foi investigar os factores mais relevantes que podem propiciar a entrada da tecnologia CSP em Portugal, de modo a avaliar a importância que os aspectos financeiros, económicos e técnicos característicos desta tecnologia têm sobre a produção anual de energia, o factor de capacidade, o custo nivelado da energia (LCOE) e o custo de investimento. Com esse propósito, este trabalho de investigação estudou com maior atenção, os detalhes dos sistemas de armazenamento de calor e dos

sistemas híbridos, uma vez que estes podem melhorar significativamente a questão do despacho da central. Adicionalmente, foram efectuadas diversas simulações no *software* SAM, que contemplaram inicialmente, uma análise comparativa entre quatro configurações possíveis de tecnologia CSP torre solar. Consequentemente, tendo como base o melhor cenário alcançado para as quatro configurações simuladas, foi efectuada uma avaliação da influência da variabilidade de alguns parâmetros sobre o LCOE, o factor de capacidade e a produção anual de energia, tais como, o número de horas de armazenamento térmico, o múltiplo solar, a percentagem de hibridização da central, a radiação solar e local de instalação da central. Conjuntamente, foi apresentada uma análise de sensibilidade, com a finalidade de averiguar quais os parâmetros que influenciam de forma mais predominante o valor do LCOE. Para finalizar, foi evidenciado um estudo de viabilidade económica para implementação de uma central CSP no nosso país.

Com a finalidade de descrever o ponto de situação da tecnologia CSP a nível mundial, serão expressas várias conclusões que visam as questões técnicas e económicas.

Relativamente às questões técnicas, serão enunciadas conclusões que contemplam os seguintes aspectos: a) maturidade da tecnologia torre solar; b) sistema de armazenamento térmico c) possibilidade de hibridização; d) dimensão óptima da central:

a) Actualmente a tecnologia CSP de torre solar não ocupa a primeira posição do ranking da maturidade comercial, posição essa, ocupada pelo cilindro parabólico, mas trata-se da tecnologia com maior potencial de desenvolvimento. Esta tecnologia poderá tornar-se a escolha no futuro, porque permite atingir temperaturas muito elevadas com perdas controláveis, utilizando os sais fundidos como fluido de transferência de calor. Este facto, irá possibilitar temperaturas de funcionamento e eficiências do ciclo térmico mais elevadas e reduzir o custo de armazenamento da energia térmica.

b) O armazenamento de calor durante um período até 15 horas, é actualmente um facto consolidado, tendo como objectivo fundamental, alcançar factores de capacidade elevados, próximo dos 75%, como se pode verificar na central *Gemasolar Thermosolar Plant* situada em Espanha. Este aumento significativo da eficiência da central garante a produção em cerca de 6570 horas por ano, o que representa 1,5 a 3 vezes superior do que outras fontes de energia renovável. No arranque desta tecnologia, o método de armazenamento térmico mais utilizado era o sistema directo com dois tanques, com recurso a óleo sintético como

meio de armazenamento. Em resultado do acentuado desenvolvimento de novos fluidos térmicos que suportam uma maior temperatura de operação, proporcionaram a utilização do sistema indirecto de armazenamento de calor com dois tanques nas centrais mais recentes. Este novo método utiliza um óleo sintético no circuito do campo solar e sais fundidos (60% NaNO<sub>3</sub> + 40% KNO<sub>3</sub>) no circuito do armazenamento de calor. O desejável seria o aperfeiçoamento do sistema de armazenamento de calor directo com dois tanques utilizando sais fundidos, o que permitiria reduzir o custo dos permutadores de calor e evitar as perdas energéticas devido à aplicação de um permutador de calor adicional.

c) A hibridização é actualmente um facto consumado nas centrais CSP. Com esse propósito, o combustível de *backup* mais utilizado mundialmente é o gás natural, embora exista a possibilidade de usar biocombustíveis ou o hidrogénio. O objetivo principal da hibridização é produzir vapor em paralelo ao campo solar para produzir electricidade nos horários, em que a radiação solar é insuficiente ou inexistente. Também tem como finalidade evitar o congelamento do fluido de transferência de calor, necessitando apenas de uma pequena quantidade de combustível. A quantidade de hibridização em cada central é variável, dependendo da legislação ambiental e políticas energéticas de cada país. Neste caso de estudo, foi considerado um valor de hibridização de 30%, em que os resultados mostram que aproximadamente 37% da produção anual eléctrica foi gerada pelo sistema de *backup* e os restantes 63% pela componente solar.

d) Actualmente, não podemos quantificar a dimensão óptima para uma central CSP, dado que depende particularmente de variáveis que estão em constante mudança, tais como, o desenvolvimento acelerado da tecnologia, incremento da produção em larga escala dos componentes e as políticas de apoio implementadas pelos países. Tendo como base uma visão económica, o critério mais utilizado para estabelecer a dimensão óptima de uma central CSP é custo nivelado de produção de electricidade (LCOE). Esta situação verifica-se em centrais dotadas com potências maiores, onde consegue-se obter ganhos significativos na eficiência global, uma redução nos custos de operação e custos mais favoráveis para os componentes do campo solar e do bloco de potência. Sob o ponto de vista financeiro, a estimulação do mercado CSP é conseguida através do pagamento de tarifas pelas entidades governamentais, que no caso do governo português, estabeleceu políticas de incentivo em função da potência instalada, ou seja, é considerado o pagamento de tarifas superiores para potências CSP menores. Segundo o ponto de vista técnico, a

dimensão de uma central CSP varia de acordo com a disponibilidade do DNI no local e da capacidade do sistema de armazenamento térmico ou em alternativa da quantidade de hibridização. Presentemente, é completamente factível uma central com potências superiores a 300 MWe, apresentando apenas alguma dificuldade no que se refere à capacidade de produção de componentes necessários para construir uma central dessa dimensão.

Sobre as questões económicas, que caracterizam a situação da tecnologia CSP com torre solar, são apresentadas de seguida conclusões que incidem nos seguintes temas: a) situação dos custos actuais; b) principais causas para a redução de custos; c) metas a atingir na redução de custos;

a) O estado de arte de centrais CSP de torre solar pode ser caracterizado por custos de investimento na faixa de 5040 – 8400 €/kW quando o armazenamento térmico varia entre 6 e 15 horas, custos de operação e manutenção na faixa de 0,016 – 0,028 €/kWh e o LCOE na faixa de 0,136 – 0,232 €/kWh. Estes custos de referência estão dependentes das circunstâncias geográficas, económicas, financeiras e políticas dos países, onde os estudos foram realizados e não reproduzem a realidade para o caso português, que encontra-se ainda em fase embrionária.

b) Para já, os custos citados ainda não são competitivos com as outras tecnologias de produção de electricidade, mas as expectativas giram em redor da redução dos custos, através de, progresso tecnológico, conhecimento adquirido com outras tecnologias com maturidade comercial e a produção em larga escala de componentes específicos da indústria CSP.

c) Alguns estudos efectuados, sugerem que em 2025 o custo da electricidade produzida a partir de centrais CSP será competitivo em relação às fontes de energia convencionais. Esta situação será possível tendo como previsão uma redução na ordem de 18 a 22% nos custos de investimento, entre os 10-15% em resultado das melhorias de eficiência e de 21-33% em função das economias de escala.

Uma vez caracterizado o estado da arte da tecnologia CSP, no que refere à temática técnica e económica, é o momento de apresentar as principais ilações tiradas das várias simulações, efectuadas ao funcionamento e desempenho deste tipo de centrais no contexto português.

As simulações realizadas focaram as seguintes configurações:

- Configuração A - Central que opera exclusivamente com recurso à energia solar, não sendo dotada de sistema de armazenamento térmico, nem de sistema de *backup* com utilização de combustível fóssil.
- Configuração B - Central operando com recurso à energia solar, complementado com um sistema de armazenamento térmico de 6 horas, e sem recurso a sistema auxiliar de *backup* fóssil.
- Configuração C - Central que funciona com recurso à energia solar, auxiliada com um sistema de *backup* fóssil.
- Configuração D - Central que funciona com recurso à energia solar, complementada com um sistema de armazenamento térmico de 6 horas e um sistema de *backup* fóssil.

Da modelação e simulação do desempenho anual de uma central CSP do tipo torre solar, com uma potência nominal de 20 MW, foram retiradas algumas notas de destaque. Para os diferentes cenários simulados, concluímos que a configuração B, é a melhor opção para a central estudada, apresentando para os principais parâmetros, os seguintes valores, energia anual produzida (49,1 GWh), factor de capacidade (30,9%) e o LCOE (0,268 €/kWh). É de salientar que, apesar, das configurações C e D, permitirem aumentar o factor de capacidade significativamente, implicam um LCOE superior ao conseguido para a configuração B. Esta situação, está directamente relacionada com os custos do sistema de *backup* fóssil e custos de combustível.

Os resultados das simulações executadas para a configuração B, motivaram uma análise importante em relação aos efeitos da variabilidade de parâmetros como, o múltiplo solar, a capacidade de armazenamento térmico e a radiação solar do local, sobre o LCOE, o factor de capacidade e a produção anual de energia. Genericamente, o valor óptimo do múltiplo

solar está dependente da capacidade de armazenamento térmico da central. Ou seja, a utilização de um maior número de horas de armazenamento térmico, em conjunto com valores de múltiplo solar relativamente altos, possibilita alcançar factores de capacidade superiores, tendo em conta, que é efectuada a utilização da maior parte da energia incidente no campo solar, com menores custos associados. Outra alternativa, para incrementar o valor do factor de capacidade, é a hibridização, uma vez que, permite abastecer o bloco de potência com calor adicional, ao colectado no campo solar. Um dos benefícios que resulta da escolha de uma maior fracção de hibridização numa central CSP, está relacionada com o prevenir do sobredimensionamento do campo solar e sistema de armazenamento térmico.

Em modo de conclusão, considerando os objectivos previamente planeados para esta dissertação, podemos afirmar que na sua globalidade foram cumpridos.

## **9.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Uma recomendação para trabalho futuro é a simulação de uma central CSP de torre solar com produção directa de vapor, o que permitirá atingir temperaturas mais elevadas e reduzir os custos de investimento, em resultado de deixar de ser necessário utilizar fluídos de transferência e permutadores de calor.

Uma vez que as centrais CSP, em particular, as da tipologia torre solar e cilindro-parabólico, estão munidas com capacidade de armazenamento térmico, facto que justifica um possível trabalho futuro, na área da optimização do processo de armazenamento de calor com recurso a sais fundidos e nanofluídos.

## *Referências Documentais*

- [1] ONU-Organização das Nações Unidas, <http://www.un.org/News/Press/docs/2007/pop952.doc.htm>
- [2] European Commission: Europe 2020, [http://ec.europa.eu/europe2020/reaching-the-goals/targets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/reaching-the-goals/targets/index_en.htm)
- [3] European Commission: Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcod=tsdcc310&plugin=1>
- [4] IEA-International Energy Agency, “Renewable Energy: Markets and Prospects by Technology”, Novembro 2011
- [5] REN21-Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, “Renewables 2011 Global Status Report, Version 2.1 de 08/2011
- [6] European Commission: Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcod=tsdcc110&plugin=1>
- [7] DGEG-Direcção Geral de Energia e Geologia, “Energia em Portugal - Principais Números”, Abril de 2011
- [8] IEA-International Energy Agency, “Renewable Energy: Policy Considerations for Deploying Renewables”, Novembro 2011
- [9] EREC- European Renewable Energy Council, “RE-thinking 2050 - A 100% Renewable Energy Vision for the European Union”, Abril de 2010
- [10] APREN – Associação de Energias Renováveis, “REPAP 2020 - Roteiro Nacional das Energias Renováveis - Aplicação da Directiva 2009/28/CE, Versão Final de 12 de Março de 2010
- [11] <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/6h.html>, visitado em 2012/02/06.
- [12] Leonardo Ribeiro, “Apontamentos de Energia Solar Térmica” Fevereiro de 2011
- [13] <http://www.dauntless-soft.com/PRODUCTS/Freebies/Library/books/AK/8-2.htm>, visitado em 2012/02/06.
- [14] K. Scharmer and J. Greif, “The European Solar Radiation Atlas” Paris, 2000
- [15] Swiss Federal Institute of Technology Zurich, <http://www.ethz.ch/libraries/> visitado em 2012/02/09
- [16] Alvaro Escudero Munoz, “Analysis of the efficiency of solar collectors in the domestic warm water net in the context of reduction of CO2 emission”, Spain, 2009/06/25
- [17] <http://fspanero.wordpress.com/category/uncategorized>, visitado em 2012/02/10
- [18] <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/7i.html>, visitado em 2012/02/10

- [19] Manuel Collares-Pereira, Ari Rabl, "The average distribution of solar radiation- correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values ", USA, 1979
- [20] H. L. Macomber and John B. Ruzek Monegon, Ltd, "Photovoltaic stand-alone systems - preliminary engineering design handbook", Virginia, Agosto 1981
- [21] LNEG-Laboratório Nacional de Energia e Geologia, "A produção de electricidade por via termosolar em centrais de concentração", João Farinha Mendes, 2010/04/21
- [22] Hélène Pelosse, "Conference on the mediterranean solar plan- How can IRENA support the msp", Spain, 2010/05/11
- [23] Cédric Philibert, "The present and future use of solar thermal energy as a primary source of energy", International Energy Agency, France, 2005
- [24] Solargis, <http://solargis.info/free-solar-maps>, visitado em 2012/03/05
- [25] European Commission, "Concentrating Solar Power – From research to implementation", Luxembourg, 2007
- [26] <http://www.miller-mccune.com/science-environment/did-archimedes-solve-our-energy-crisis-4635/> visitado em 2012/03/06
- [27] <http://www.saint-gobain-solar-power.com/saint-gobain-solar-power/thermosolar-such-story-4>, visitado em 2012/03/06
- [28] Robert Pitz-Paal, "High temperature solar concentrators ", Germany
- [29] Roland Winston, Juan C. Minano, Pablo G. Benitez, "Nonimaging Optics", Academic Press, 2005
- [30] Ari Rabl, "Comparison of solar concentrators", USA, 1976
- [31] John A. Duffie, William A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes", John Wiley & Sons Inc., New York., 2006
- [32] Aldo Steinfeld, Robert Palumbo "Solar thermochemical process technology", Suíça, 2001
- [33] John A. Duffie, William A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes", John Wiley & Sons Inc., New York., 2006
- [34] Maria Brogen, "Optical efficiency of low-concentrating solar energy systems with parabolic reflectors", Sweden, 2004
- [35] F. Muhammad-Sukki, R. Ramirez-Iniguez, S.G. McMeekin, B.G. Stewart & B. Clive, "Solar Concentrators"
- [36] W. T. Welford, Roland Winston, "High collection nonimaging optics", Academic Press, New York, 1989
- [37] European Comission, "European Research on Concentrated Solar Thermal Energy", Luxembourg, 2004
- [38] Franz Trieb, Johannes Waimer, Hans Osvald, "Solar power for utility applications", 1999/07/20
- [39] SolarPaces, "Solar fuels from concentrated sunlight", Germany, Agosto de 2009

- [40] Diogo Canavarro, “Modelização de campos de colectores solares lineares do tipo Fresnel; aplicação a um concentrador inovador do tipo CLFR”, IST, Novembro 2010
- [41] Yunus A. Cengel and Michael A. Boles, "Thermodynamics: An Engineering Approach", 5th edition, McGraw-Hill, 2006
- [42] Solarpaces, <http://www.solarpaces.org/inicio.php>, site visitado em 2012/04/17
- [43] EuSolaris, “The European research infrastructure for concentrated solar power”, Spain, November 2010
- [44] Solarpaces, “Solar parabolic trough”,  
[http://www.solarpaces.org/CSP\\_Technology/docs/solar\\_trough.pdf](http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_trough.pdf)
- [45] Flowserve, “Concentrated solar power - parabolic trough, solar tower” July 2011
- [46] Siemens, “Steam turbines for CSP plants”, 2011
- [47] Areva solar, <http://www.areva.com/EN/solar-198/arevasolarour-technology.html>
- [48] Solarpaces, “Solar power tower”,  
[http://www.solarpaces.org/CSP\\_Technology/docs/solar\\_tower.pdf](http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_tower.pdf)
- [49] Solarpaces, “Solar dish engine”,  
[http://www.solarpaces.org/CSP\\_Technology/docs/solar\\_dish.pdf](http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_dish.pdf)
- [50] João Bento, “Simpósio Alta Concentração Solar e Produção de Electricidade- PIPs de Demonstração CSP-Motores Stirling/dish”, Portugal, Janeiro de 2011
- [51] NREL - National Renewable Energy Laboratory  
[http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal\\_energy\\_storage.html](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html)
- [52] International Energy Agency, “Technology Roadmap - Concentrating Solar Power”, France, 2010
- [53] Greenpeace International, Solarpaces and Estela “Concentrating Solar Power – Global Outlook 2009”, Amsterdam, 2009
- [54] EASAC, “Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future”, November 2011
- [55] NREL - National Renewable Energy Laboratory,  
<http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/operational.cfm>, site visitado em 2012/05/15
- [56] World Bank , Ernst & Young, Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, “Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects”, January 2011
- [57] IRENA, “RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES- Concentrating Solar Power”, Volume 1: Power Sector, June 2012
- [58] Volker Quaschnig, Rainer Kistner, Winfried Ortmanns; “Simulation of Parabolic Trough Power Plants”, Cologne, June 2001
- [59] NREL - Software System Advisor Model (SAM), <https://sam.nrel.gov/>, site visitado em 2012/07/15



# Anexo A. Análise financeira de central de 20 MW

Anos	Energia anual (kWh)	Custo de energia (\$/kWh)	Receita (\$)	Custos de operação			Resultado operacional	Custos de financiamento				Amortizações	Impostos (IRC)	Cash-flow líquido	VAL
				Fixos O&M	Varíavel O&M	Seguro		Total	Saldo devedor	Pagamento de juros	Pagamento de dividas				
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-50.287.258	-50.287.258
1	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.131.000	141.284	593.010	13.887.921	-75.430.887	6.034.471	1.648.331	7.682.802	12.571.814	-1.179.531	7.384.710	-43.586.677
2	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.164.330	145.523	610.800	13.831.962	-73.785.555	5.902.604	1.780.198	7.682.802	12.571.814	-1.160.614	7.309.774	-37.568.542
3	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.193.878	149.883	623.184	13.774.325	-72.002.357	5.760.189	1.922.614	7.682.802	12.571.814	-1.133.420	7.230.342	-32.166.825
4	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.235.874	154.385	641.936	13.714.358	-70.075.744	5.606.379	2.076.423	7.682.802	12.571.814	-1.115.809	7.147.964	-27.321.774
5	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.272.950	159.017	661.438	13.653.810	-68.003.321	5.440.266	2.242.537	7.682.802	12.571.814	-1.083.567	7.060.575	-22.379.321
6	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.311.139	163.787	681.461	13.590.828	-65.760.784	5.260.863	2.421.940	7.682.802	12.571.814	-1.060.462	6.968.488	-19.030.549
7	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.350.473	168.701	708.085	13.525.956	-63.338.844	5.067.108	2.615.635	7.682.802	12.571.814	-1.028.241	6.871.335	-15.611.200
8	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.390.387	173.762	729.328	13.459.133	-60.723.143	4.857.852	2.824.951	7.682.802	12.571.814	-992.632	6.768.968	-12.501.243
9	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.432.717	178.975	751.207	13.390.316	-57.898.199	4.631.856	3.050.947	7.682.802	12.571.814	-953.333	6.660.852	-9.724.467
10	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.475.638	184.344	773.744	13.319.429	-54.847.252	4.387.780	3.295.022	7.682.802	12.571.814	-910.041	6.546.668	-7.248.127
11	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.519.963	189.874	796.956	13.246.416	-51.552.230	4.124.178	3.558.624	7.682.802	0	2.280.559	3.283.054	-6.121.327
12	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.565.569	195.571	820.865	13.171.212	-47.993.606	3.833.488	3.843.314	7.682.802	0	2.332.931	3.155.478	-5.103.644
13	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.612.536	201.438	845.431	13.093.752	-44.150.232	3.532.023	4.150.779	7.682.802	0	2.390.432	3.020.517	-4.285.135
14	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.660.312	207.481	870.855	13.013.968	-39.999.513	3.199.961	4.482.841	7.682.802	0	2.453.502	2.877.664	-3.547.322
15	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.710.739	213.705	896.981	12.931.790	-35.516.671	2.841.334	4.841.469	7.682.802	0	2.522.614	2.726.374	-2.916.056
16	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.762.061	220.117	923.830	12.847.147	-30.875.202	2.454.016	5.228.786	7.682.802	0	2.598.283	2.566.082	-2.371.333
17	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.814.923	226.720	951.607	12.759.965	-25.448.416	2.035.713	5.647.089	7.682.802	0	2.681.063	2.396.100	-1.912.461
18	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.869.371	233.522	980.155	12.670.168	-19.799.327	1.583.946	6.036.856	7.682.802	0	2.771.555	2.215.810	-1.527.378
19	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.925.452	240.527	1.009.560	12.577.676	-13.700.471	1.096.038	6.586.765	7.682.802	0	2.870.410	2.024.464	-1.208.142
20	47.034.815	0,3345	15.753.216	1.983.215	247.743	1.039.847	12.482.410	-7.113.706	569.096	7.113.706	7.682.802	0	2.978.388	1.821.279	-947.553
21	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.042.712	255.175	1.071.042	12.384.286	0	0	0	0	0	3.096.072	9.286.215	256.291
22	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.103.993	262.831	1.103.174	12.283.218	0	0	0	0	0	3.070.805	9.212.414	1.343.495
23	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.167.113	270.716	1.136.269	12.179.118	0	0	0	0	0	3.044.780	9.134.339	2.319.819
24	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.232.126	278.837	1.170.357	12.071.895	0	0	0	0	0	3.017.974	9.053.922	3.197.896
25	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.299.090	287.202	1.205.467	11.961.456	0	0	0	0	0	2.990.364	8.971.032	3.987.338
26	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.368.063	295.818	1.241.631	11.847.703	0	0	0	0	0	2.961.926	8.885.777	4.696.833
27	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.439.105	304.639	1.278.880	11.730.538	0	0	0	0	0	2.932.634	8.797.903	5.334.233
28	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.512.278	313.834	1.317.247	11.609.857	0	0	0	0	0	2.902.464	8.707.393	5.906.634
29	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.587.646	323.243	1.356.764	11.485.557	0	0	0	0	0	2.871.369	8.614.167	6.420.446
30	47.034.815	0,3345	15.753.216	2.665.276	332.946	1.397.467	11.357.527	0	0	0	0	0	2.839.382	8.518.145	6.881.461



# Anexo B. Análise financeira de central de 50 MW

Anos	Energia anual (kWh)	Custo da energia (\$/kWh)	Receita (\$)	Custos de operação				Realizado operacional	Custos de financiamento				Amortizações	Impostos (IRC)	Cash-flow líquido	VAL
				Fixos O&M	Varáveis O&M	Seguro	Total		Saldo devedor	Pagamento de juros	Pagamento de dívida	Pagamento total de dívida				
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-114.356.778	-114.356.778
1	117.493.307	0,308	36.187.939	2.827.500	352.480	1.348.547	4.528.527	31.659.412	-171.535.167	13.722.813	3.748.422	17.471.236	28.589.194	-2.665.149	16.851.325	-99.066.582
2	117.493.307	0,308	36.187.939	2.912.325	363.054	1.389.003	4.664.383	31.523.556	-167.786.744	13.422.340	4.048.296	17.471.236	28.589.194	-2.625.145	16.674.465	-85.338.439
3	117.493.307	0,308	36.187.939	2.999.695	373.946	1.430.673	4.804.314	31.383.624	-163.738.448	13.099.076	4.372.160	17.471.236	28.589.194	-2.576.161	16.488.550	-73.021.087
4	117.493.307	0,308	36.187.939	3.083.686	385.164	1.473.594	4.948.444	31.239.495	-159.366.289	12.749.303	4.721.933	17.471.236	28.589.194	-2.524.751	16.293.010	-61.977.318
5	117.493.307	0,308	36.187.939	3.182.376	396.719	1.517.601	5.096.697	31.091.042	-154.644.356	12.371.548	5.099.687	17.471.236	28.589.194	-2.467.425	16.087.231	-52.083.218
6	117.493.307	0,308	36.187.939	3.277.647	408.621	1.563.335	5.249.604	30.938.195	-149.544.669	11.963.574	5.507.662	17.471.236	28.589.194	-2.403.658	15.870.557	-43.226.635
7	117.493.307	0,308	36.187.939	3.376.183	420.879	1.610.236	5.407.298	30.780.641	-144.037.007	11.522.361	5.948.275	17.471.236	28.589.194	-2.332.879	15.642.284	-35.306.125
8	117.493.307	0,308	36.187.939	3.477.466	433.506	1.658.543	5.569.517	30.618.422	-138.088.732	11.047.099	6.424.137	17.471.236	28.589.194	-2.254.468	15.401.654	-28.229.338
9	117.493.307	0,308	36.187.939	3.581.792	446.511	1.708.299	5.736.602	30.451.336	-131.664.595	10.533.168	6.938.068	17.471.236	28.589.194	-2.167.756	15.147.857	-21.915.100
10	117.493.307	0,308	36.187.939	3.693.246	459.906	1.759.948	5.908.700	30.279.238	-124.726.527	9.978.122	7.493.115	17.471.236	28.589.194	-2.072.020	14.880.022	-16.286.569
11	117.493.307	0,308	36.187.939	3.799.924	473.704	1.812.534	6.085.961	30.101.977	-117.233.413	9.378.673	8.092.563	17.471.236	28.589.194	5.180.826	14.493.916	-13.728.650
12	117.493.307	0,308	36.187.939	3.913.921	487.915	1.866.704	6.268.540	29.919.338	-109.140.851	8.731.266	8.739.968	17.471.236	28.589.194	5.297.033	14.151.130	-11.502.637
13	117.493.307	0,308	36.187.939	4.031.339	502.592	1.922.705	6.456.596	29.731.342	-100.400.863	8.032.071	9.439.165	17.471.236	28.589.194	5.434.818	13.835.283	-9.571.186
14	117.493.307	0,308	36.187.939	4.152.279	517.623	1.980.387	6.650.294	29.553.744	-90.961.718	7.276.937	10.194.238	17.471.236	28.589.194	5.585.177	13.501.232	-7.904.316
15	117.493.307	0,308	36.187.939	4.276.647	533.158	2.039.798	6.849.803	29.398.195	-80.767.420	6.461.394	11.009.842	17.471.236	28.589.194	5.719.185	13.147.714	-6.474.110
16	117.493.307	0,308	36.187.939	4.405.153	549.152	2.100.992	7.055.297	29.192.641	-69.757.378	5.580.606	11.890.629	17.471.236	28.589.194	5.868.009	12.773.397	-5.255.414
17	117.493.307	0,308	36.187.939	4.537.307	565.627	2.164.022	7.266.956	28.920.982	-57.866.949	4.629.356	12.841.980	17.471.236	28.589.194	6.072.907	12.376.840	-4.225.573
18	117.493.307	0,308	36.187.939	4.673.427	582.596	2.228.943	7.484.965	28.702.974	-45.025.069	3.602.006	13.869.230	17.471.236	28.589.194	6.275.242	11.956.496	-3.364.189
19	117.493.307	0,308	36.187.939	4.815.629	600.073	2.295.811	7.709.514	28.478.425	-31.155.839	2.492.467	14.978.769	17.471.236	28.589.194	6.496.489	11.501.700	-2.652.902
20	117.493.307	0,308	36.187.939	4.958.038	618.076	2.364.685	7.940.799	28.247.199	-16.177.070	1.294.166	16.177.070	17.471.236	28.589.194	6.738.243	11.021.660	-2.075.193
21	117.493.307	0,308	36.187.939	5.106.780	636.618	2.435.626	8.179.023	28.008.915	0	0	0	0	28.589.194	7.002.289	10.506.687	-1.525.004
22	117.493.307	0,308	36.187.939	5.253.983	655.716	2.508.694	8.424.394	27.763.545	0	0	0	0	28.589.194	7.240.886	9.982.659	-1.044.872
23	117.493.307	0,308	36.187.939	5.417.782	675.988	2.583.955	8.677.126	27.510.813	0	0	0	0	28.589.194	7.481.103	9.433.110	-630.243
24	117.493.307	0,308	36.187.939	5.580.316	695.650	2.661.474	8.937.439	27.250.499	0	0	0	0	28.589.194	7.726.625	8.863.874	-226.371
25	117.493.307	0,308	36.187.939	5.747.725	716.519	2.741.318	9.205.563	26.982.376	0	0	0	0	28.589.194	7.976.594	8.203.176	-175.176
26	117.493.307	0,308	36.187.939	5.920.157	738.015	2.823.558	9.481.730	26.706.209	0	0	0	0	28.589.194	8.231.657	7.551.467	-124.467
27	117.493.307	0,308	36.187.939	6.097.762	760.155	2.908.264	9.766.181	26.421.757	0	0	0	0	28.589.194	8.496.499	6.801.318	-74.141
28	117.493.307	0,308	36.187.939	6.280.695	782.960	2.995.512	10.059.167	26.128.772	0	0	0	0	28.589.194	8.761.193	6.051.579	-24.366.367
29	117.493.307	0,308	36.187.939	6.469.116	806.449	3.085.378	10.360.942	25.826.997	0	0	0	0	28.589.194	9.026.449	5.297.248	-14.551.751
30	117.493.307	0,308	36.187.939	6.663.189	830.642	3.177.939	10.671.770	25.516.168	0	0	0	0	28.589.194	9.291.042	4.551.126	-15.587.481



# Anexo C. Análise financeira de central de 100 MW

Anos	Energia anual (kWh)	Custo de energia (\$/kWh)	Receita (\$)	Custos de operação				Resultado operacional	Custos de financiamento				Amortizações	Impostos (IRC)	Cash-flow líquido	VAL
				Fixos O&M	Variável O&M	Seguro	Total		Saldo devedor	Pagamento de juros	Pagamento de dívida	Pagamento total de dívida				
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-216.446.207	-216.446.207
1	250.043.738	0,2759	68.987.067	5.655.000	750.131	2.552.432	60.029.504	-324.669.311	25.373.545	7.034.742	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-5.013.898	31.375.116	-187.433.308
2	250.043.738	0,2759	68.987.067	5.824.650	772.635	2.629.005	59.760.778	-317.574.570	25.405.366	7.662.321	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.339.185	31.631.676	-161.330.357
3	250.043.738	0,2759	68.987.067	5.993.390	795.814	2.707.875	59.483.389	-309.312.849	24.792.380	8.275.307	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.855.136	31.270.838	-138.030.759
4	250.043.738	0,2759	68.987.067	6.179.371	819.689	2.789.111	59.198.896	-301.636.342	24.130.355	8.937.331	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.760.303	30.891.510	-117.091.796
5	250.043.738	0,2759	68.987.067	6.364.752	844.279	2.872.784	58.905.251	-292.639.611	23.415.363	9.652.318	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.655.567	30.432.532	-98.338.031
6	250.043.738	0,2759	68.987.067	6.555.635	869.608	2.958.968	58.602.797	-283.047.293	22.643.783	10.424.503	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.538.135	30.072.645	-81.555.958
7	250.043.738	0,2759	68.987.067	6.752.366	895.636	3.047.737	58.291.263	-272.622.790	21.809.823	11.258.463	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.407.527	29.630.509	-66.552.474
8	250.043.738	0,2759	68.987.067	6.954.337	922.567	3.139.169	57.970.395	-261.364.327	20.903.146	12.159.140	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.262.576	29.164.684	-53.152.354
9	250.043.738	0,2759	68.987.067	7.163.585	950.244	3.233.344	57.639.895	-249.205.187	19.936.475	13.131.872	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-4.102.018	28.673.626	-41.199.495
10	250.043.738	0,2759	68.987.067	7.378.432	978.751	3.330.344	57.299.479	-236.073.315	18.885.865	14.182.421	33.068.286	33.068.286	54.111.552	-3.924.484	28.155.677	-30.549.339
11	250.043.738	0,2759	68.987.067	7.599.847	1.008.114	3.430.255	56.948.852	-221.890.834	17.751.272	15.317.015	33.068.286	33.068.286	0	9.799.395	14.081.170	-25.716.440
12	250.043.738	0,2759	68.987.067	7.827.843	1.038.357	3.533.162	56.587.705	-206.573.879	16.525.910	16.542.376	33.068.286	33.068.286	0	10.015.449	13.503.970	-21.511.020
13	250.043.738	0,2759	68.987.067	8.062.678	1.069.508	3.639.157	56.215.724	-190.031.503	15.202.520	17.865.766	33.068.286	33.068.286	0	10.253.301	12.894.137	-17.867.516
14	250.043.738	0,2759	68.987.067	8.304.558	1.101.593	3.748.332	55.832.584	-172.165.737	13.773.259	19.295.028	33.068.286	33.068.286	0	10.514.831	12.249.466	-14.726.840
15	250.043.738	0,2759	68.987.067	8.553.635	1.134.641	3.860.782	55.437.390	-152.870.709	12.283.657	20.838.630	33.068.286	33.068.286	0	10.802.073	11.567.590	-12.035.752
16	250.043.738	0,2759	68.987.067	8.810.306	1.168.680	3.976.605	55.031.476	-132.032.080	10.562.566	22.505.720	33.068.286	33.068.286	0	11.117.227	10.845.362	-9.746.237
17	250.043.738	0,2759	68.987.067	9.074.615	1.203.740	4.095.904	54.612.808	-109.526.359	8.762.109	24.306.178	33.068.286	33.068.286	0	11.462.675	10.081.847	-7.615.294
18	250.043.738	0,2759	68.987.067	9.346.853	1.239.853	4.218.781	54.181.581	-85.220.182	6.817.615	26.250.672	33.068.286	33.068.286	0	11.840.392	9.272.303	-6.203.871
19	250.043.738	0,2759	68.987.067	9.627.259	1.277.048	4.345.344	53.737.416	-58.369.510	4.717.561	28.350.726	33.068.286	33.068.286	0	12.254.364	8.414.166	-4.877.051
20	250.043.738	0,2759	68.987.067	9.916.077	1.315.360	4.475.704	53.279.327	-30.618.784	2.449.503	30.618.784	33.068.286	33.068.286	0	12.707.606	7.504.034	-3.803.371
21	250.043.738	0,2759	68.987.067	10.213.559	1.354.820	4.609.976	52.808.712	0	0	0	0	0	0	13.202.178	6.506.534	1.338.555
22	250.043.738	0,2759	68.987.067	10.519.366	1.395.465	4.748.275	52.323.382	0	0	0	0	0	0	13.080.840	5.424.521	5.361.246
23	250.043.738	0,2759	68.987.067	10.835.565	1.437.329	4.890.723	51.823.450	0	0	0	0	0	0	12.955.863	4.266.588	10.115.609
24	250.043.738	0,2759	68.987.067	11.160.632	1.480.449	5.037.445	51.308.542	0	0	0	0	0	0	12.827.135	3.014.406	13.847.654
25	250.043.738	0,2759	68.987.067	11.495.451	1.524.862	5.186.568	50.778.186	0	0	0	0	0	0	12.694.547	1.683.640	17.198.955
26	250.043.738	0,2759	68.987.067	11.840.314	1.570.608	5.344.225	50.231.920	0	0	0	0	0	0	12.557.980	27.673.340	20.207.074
27	250.043.738	0,2759	68.987.067	12.195.524	1.617.726	5.504.552	49.669.265	0	0	0	0	0	0	12.417.316	37.251.949	22.905.344
28	250.043.738	0,2759	68.987.067	12.561.383	1.666.258	5.669.688	49.083.731	0	0	0	0	0	0	12.272.433	46.817.238	25.326.214
29	250.043.738	0,2759	68.987.067	12.938.231	1.716.246	5.839.779	48.492.811	0	0	0	0	0	0	12.123.203	56.369.608	27.495.564
30	250.043.738	0,2759	68.987.067	13.326.378	1.767.733	6.014.972	47.877.364	0	0	0	0	0	0	11.963.436	65.908.488	29.438.985



# Anexo D. Análise financeira de central de 200 MW

Anos	Energia anual (kWh)	Custo de energia (\$/kWh)	Receita (\$)	Custos de operação				Resultado operacional	Custos de financiamento				Amortizações	Impostos (IRC)	Cash-flow líquido	VAL
				Fixos O&M	Variações O&M	Seguro	Total		Saldo devedor	Pagamento de juros	Pagamento de dívidas	Pagamento total de dívidas				
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-420.678.011	-420.678.011
1	504.603.703	0,2667	134.573.403	11.310.000	1.513.823	4.360.826	17.784.655	116.734.755	-631.017.017	50.481.361	13.763.116	64.270.477	105.163.503	-3.714.027	62.238.305	-364.205.545
2	504.603.703	0,2667	134.573.403	11.643.300	1.553.244	5.103.650	18.318.194	116.261.215	-617.227.301	43.378.232	14.832.245	64.270.477	105.163.503	-3.571.630	61.562.368	-313.521.261
3	504.603.703	0,2667	134.573.403	11.938.779	1.606.021	5.262.340	18.867.740	115.711.663	-602.335.656	48.186.852	16.083.624	64.270.477	105.163.503	-3.411.172	60.852.364	-268.062.830
4	504.603.703	0,2667	134.573.403	12.358.742	1.654.202	5.420.828	19.433.772	115.145.637	-586.252.032	46.300.163	17.370.314	64.270.477	105.163.503	-3.231.007	60.106.167	-227.321.516
5	504.603.703	0,2667	134.573.403	12.723.505	1.703.828	5.583.453	20.016.786	114.562.624	-568.881.717	45.510.537	18.753.340	64.270.477	105.163.503	-3.033.354	59.321.501	-180.837.124
6	504.603.703	0,2667	134.573.403	13.111.330	1.754.943	5.750.357	20.617.283	113.962.120	-550.121.778	44.003.742	20.260.735	64.270.477	105.163.503	-2.804.281	58.435.325	-158.193.408
7	504.603.703	0,2667	134.573.403	13.504.731	1.807.531	5.923.485	21.235.808	113.343.602	-523.861.043	42.388.883	21.861.533	64.270.477	105.163.503	-2.553.636	57.626.821	-129.013.321
8	504.603.703	0,2667	134.573.403	13.303.873	1.861.819	6.101.190	21.872.882	112.706.527	-507.373.443	40.638.356	23.632.121	64.270.477	105.163.503	-2.275.333	56.711.383	-102.358.253
9	504.603.703	0,2667	134.573.403	14.327.170	1.917.673	6.284.225	22.523.063	112.050.341	-484.347.323	38.747.786	25.522.631	64.270.477	105.163.503	-1.966.737	55.746.601	-73.718.614
10	504.603.703	0,2667	134.573.403	14.756.385	1.975.204	6.472.752	23.204.341	111.374.463	-458.824.638	36.705.371	27.564.506	64.270.477	105.163.503	-1.625.251	54.729.243	-53.016.751
11	504.603.703	0,2667	134.573.403	15.193.634	2.034.460	6.666.335	23.901.083	110.678.321	-431.260.132	34.500.811	29.763.666	64.270.477	0	13.044.378	27.363.466	-43.625.141
12	504.603.703	0,2667	134.573.403	15.655.685	2.095.434	6.866.343	24.618.121	109.961.268	-401.430.466	32.119.237	32.151.240	64.270.477	0	13.460.513	26.230.238	-41.456.474
13	504.603.703	0,2667	134.573.403	16.125.356	2.158.358	7.072.351	25.356.665	109.222.744	-363.333.226	29.547.138	34.723.333	64.270.477	0	13.918.302	25.033.366	-34.382.780
14	504.603.703	0,2667	134.573.403	16.603.116	2.223.103	7.285.140	26.117.365	108.462.044	-334.615.887	26.763.271	37.501.206	64.270.477	0	20.423.193	23.768.374	-28.288.739
15	504.603.703	0,2667	134.573.403	17.107.390	2.283.902	7.503.634	26.900.886	107.678.523	-297.114.661	23.763.174	40.501.302	64.270.477	0	20.377.337	22.430.709	-23.070.451
16	504.603.703	0,2667	134.573.403	17.620.611	2.358.436	7.728.805	27.707.313	106.871.437	-256.613.373	20.523.070	43.741.407	64.270.477	0	21.585.607	21.015.413	-18.634.346
17	504.603.703	0,2667	134.573.403	18.143.230	2.423.251	7.960.663	28.533.150	106.040.253	-212.871.372	17.023.758	47.240.719	64.270.477	0	22.252.625	19.517.157	-14.836.172
18	504.603.703	0,2667	134.573.403	18.633.707	2.502.129	8.193.483	29.335.324	105.184.085	-165.631.253	13.250.500	51.013.377	64.270.477	0	22.983.336	17.930.212	-11.780.100
19	504.603.703	0,2667	134.573.403	19.254.518	2.577.193	8.445.474	30.277.184	104.302.225	-114.611.276	9.168.302	55.101.575	64.270.477	0	23.783.331	16.248.418	-9.217.306
20	504.603.703	0,2667	134.573.403	19.832.153	2.654.503	8.698.838	31.195.500	103.333.310	-53.503.701	4.760.776	59.503.701	64.270.477	0	24.658.283	14.465.143	-7.148.228
21	504.603.703	0,2667	134.573.403	20.427.116	2.734.144	8.959.803	32.121.065	102.458.345	0	0	0	0	0	25.614.586	76.843.759	2.828.027
22	504.603.703	0,2667	134.573.403	21.033.332	2.816.168	9.228.537	33.084.637	101.434.713	0	0	0	0	0	25.373.678	76.121.035	11.734.334
23	504.603.703	0,2667	134.573.403	21.671.130	2.900.653	9.505.455	34.077.238	100.502.172	0	0	0	0	0	25.125.543	75.376.623	19.851.568
24	504.603.703	0,2667	134.573.403	22.321.263	2.987.673	9.790.618	35.039.555	99.473.855	0	0	0	0	0	24.863.364	74.603.831	27.087.465
25	504.603.703	0,2667	134.573.403	22.990.301	3.077.303	10.084.337	36.152.541	98.426.868	0	0	0	0	0	24.608.717	73.820.151	33.583.522
26	504.603.703	0,2667	134.573.403	23.680.628	3.163.622	10.386.867	37.237.118	97.342.232	0	0	0	0	0	24.335.573	73.006.713	39.412.827
27	504.603.703	0,2667	134.573.403	24.391.047	3.264.711	10.698.473	38.354.231	96.225.178	0	0	0	0	0	24.056.235	72.166.884	44.641.337
28	504.603.703	0,2667	134.573.403	25.122.173	3.362.652	11.018.427	39.504.858	95.074.551	0	0	0	0	0	23.768.638	71.305.314	49.328.856
29	504.603.703	0,2667	134.573.403	25.876.462	3.463.532	11.350.010	40.630.004	93.883.406	0	0	0	0	0	23.472.351	70.417.054	53.523.044
30	504.603.703	0,2667	134.573.403	26.652.756	3.567.438	11.690.510	41.310.704	92.668.706	0	0	0	0	0	23.167.176	69.501.523	57.230.572